

【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】 平成28年6月30日
【事業年度】 第2015年度（自 平成27年1月1日 至 平成27年12月31日）
【会社名】 フランス電力
(Electricité de France)
【代表者の役職氏名】 会長兼最高経営責任者 ジャン・ベルナル・レヴィ
(Jean-Bernard Lévy, Chairman and Chief Executive Officer)
【本店の所在の場所】 フランス パリ市 75008 ワグラム通り 22番地30
(22-30, avenue de Wagram, 75008 Paris, France)
【代理人の氏名又は名称】 弁護士 柴田 弘典
【代理人の住所又は所在地】 東京都港区元赤坂一丁目2番7号 赤坂Kタワー
アンダーソン・毛利・友常法律事務所
【電話番号】 東京(03)6888-1182
【事務連絡者氏名】 弁護士 甲立 亮
同 菊川 聡史
同 田村 勇人
【連絡場所】 東京都港区元赤坂一丁目2番7号 赤坂Kタワー
アンダーソン・毛利・友常法律事務所
【電話番号】 東京(03)6888-1192
【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、2016年5月31日現在の株式会社三菱東京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=123.65円により計算されている。

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

(4) フランス電力の事業年度は暦年である。

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

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

放射性廃棄物管理庁（ANDRA）	フランスにおいて放射性廃棄物は、1991年12月30日付フランス法により商工業公益機関として設立された放射性廃棄物管理庁（ANDRA）に管理される。かかる目的のため、当該庁は、産業、研究および環境担当省の監督下において、短寿命廃棄物の長期的管理のためにフランスのオーブ県において貯蔵センターを稼動した。
AP913手続	INPO（原子力発電運転協会）が策定する機器の信頼性の証明および機器の正常性検査の導入を目的とした標準手続。かかる手続は、機器の故障の重大性に基づき機器を分類することからなる。かかる手続により、各機器について重大性に応じた保守管理戦略を展開することが可能となる。
建設アセンブラ	EDFにおいて、建設アセンブラは以下の点を統制する。 ・ EDFの発電所の設計と操業 ・ 開発プロジェクトの組織 ・ 完成までのスケジュールと建設コスト ・ フランス原子力安全当局との関係 ・ 操業上の経験から得たフィードバックの統合 EDFの建設アセンブラとしての役割は、発電所の設計、建設および操業に関する産業方針を確実に統制することである。
原子力安全当局（ASN）	フランス政府に代わり、原子力安全当局（ASN）は、労働者、患者、一般市民および環境を原子力使用に関連して生じるリスクから保護するため、フランス国内の原子力の安全性と放射線防護を監督している。原子力安全当局は、とりわけ、フランス国内での原子力施設の外部からの管理に関する責務を有する。ASNは、300名超の職員からなる独立した監督機関である。国レベルでは、ASNは、原子力安全および放射線防護総局（DGSNR）により代表されている。
集合体燃料	核燃料は264本の燃料棒の配列からなる集合体の形をとっており、管と格子で構成される剛構造の形式で固定されている。各燃料棒は、燃料を構成する酸化ウランペレットが蓄積される防水のジルコニウム管により構成されている。この集合体は、原子炉の炉心を形成するために（1,500MWの原子炉には205本の燃料集合体が必要とされる。）、原子炉容器と隣り合わせに搭載されている。運転中には、接触熱が発生し、一次冷却水がこれらの集合体の間を下から上まで通っており、このエネルギーを蒸気発電機へ運搬する。
バランス・メカニズム	2003年4月1日にRTEによって作成され、需要と供給に不均衡が生じた際には予備電力が使用可能となるメカニズム。
ベクレル（Bq）	放射能測定の国際的な法的単位。ベクレル（Bq）は、1壊変毎秒に相当する。かかる単位で表される放射能は非常に小さいため、MBq（メガベクレルまたは百万ベクレル）およびGBq（ギガベクレルまたは十億ベクレル）のようにその倍数が用いられる。

IEG国家基金	2004年に設立された行政管理機関。2005年以降、当該機関は、電気およびガス産業に従事する従業員の退職給付およびその他の給付制度（高齢リスク、労働災害リスク、職業病リスク、障害および死亡ならびに雇用者と従業員とで負担する拠出金の未回収リスク等を含む。）に関する責務を負っている。
クリーン開発メカニズム(CDM)	CDMは、温室効果ガス（GHS）の排出量削減またはその捕捉を目的としたプロジェクトおよび発展途上国における持続可能な開発計画に基づき京都議定書によって規定されたメカニズムである。かかるメカニズムは、附属書Ⅱ国（発展途上国）におけるかかるプロジェクトに投資を行う附属書Ⅰ国（先進国）のすべての公的または私的機関は、見返りとして炭素クレジットを取得すると規定している。これらのクレジットは、排出量割当てを満たすためにかかる関係者が使用するか、もしくは、国際排出量取引（IET）または欧州排出量割当取引制度（EU ETS）における炭素市場で売却することができる。
	CDMは、京都議定書の加盟国会議として機能している関係者会議の権限下に置かれ、業務執行委員会により監視されている。その権限は2001年のマラケシュ合意により規定されている。
コジェネレーション	電力と熱の併合生産のための発電技術。コジェネレーションの長所は、従来の電力発電の過程では失われていた燃料によって生産される熱を捕捉することができる点である。また、このプロセスにより、同一の設備で、企業用顧客と地方自治体の両者に対しての暖房（温水または蒸気）および電力需要に対応することができる。このシステムは発電過程のエネルギー効率を上げ、平均で燃料消費を20%削減することが可能である。
コンバインド・サイクル・ガス	天然ガス火力発電所で電力を生成する最新技術。コンバインド・サイクルは、1つ以上の燃焼タービンと蒸気タービンから構成され、発電量を向上させる。合成ガスは燃焼タービンへと運ばれ、電力と超高温の排出ガス（排出物）を生成する。排出ガスからの熱はボイラーで回収され、蒸気を生成する。蒸気の一部が蒸気タービンで回収され、電力を生成する。
輻輳	国内の送電網を繋ぐ相互接続が、相互接続および／または関係する国内の送電網の容量不足に起因して、市場オペレーターが要求する国際的取引の物理的フローのすべてを吸収できない状況。
エネルギー規制委員会（CRE）	フランスのエネルギー規制委員会（CRE）は電気およびガス市場が適切に機能するよう保証するため2000年3月30日に設立された。CREは、独立した機関としてフランスのエネルギー市場の開放を統制する。CREは、すべての発電業者と有資格顧客が平等に電力網に対しアクセスできるよう保証する。管轄権内において、当委員会は監視、認可およびすべての紛争の解決を行い、また必要な場合に制裁措置を課す。CREの権限の詳細は「第2 3（3）③（ii）フランスの規制：エネルギー法」を参照。
中断可能性	顧客が補償と引換えに電力を自発的に削減すること。消費量が少ない施設を集約したことにより削減された場合には、「拡散」と呼ばれる。

配電網	送電網の下流部分で、低・中電圧配電網は、最終顧客（住宅用顧客、地方当局、中小企業および地方自治体等）への供給を担う。
DNN	非国営配電事業者。
下流部門	「燃料サイクル」および「下流資産ポートフォリオ」を参照。
下流資産ポートフォリオ	事業者や最終顧客を含めたあらゆる契約上の電力販売責任。
アーニング・アット・リスク（EaR）	一定期間および任意の信頼区間内で、市場の不利な動向の中、収益予測と比較して、会社に生じ得る最大収益減少リスクを統計的に測定する財務指標。
EBITDA	総営業利益に相当する利子、税、減価償却費および償却費控除前利益。
連結範囲の変更による影響	買収、売却および当グループの連結範囲の変更を含む、任意の年度中に起こった連結範囲の変更による影響。
為替レートの変動による影響	事業年度の損益計算書において認識される為替レートの影響は、ユーロと当グループの連結範囲で子会社が使用するその他の運用通貨との間の平均為替レートの変動を反映する。
電気およびガス産業（IEG） 身分規程	電気およびガス産業における在職中および退職した（在職中でない）フランスの従業員に適用される1946年に開始された特別な身分規程。かかる規程は、以下の領域において通常法とは異なる。 ・退職給付 ・労働協約（給与体系、労働時間および組織） ・従業員の代表組織 ・社会的活動
電力供給	電力需要は4種の消費に分類される。 ・「基本」（または「リボン」）供給は1年間を通して発電および消費される電力をいう。 ・「準基本」供給は、冬季の間、発電および消費される電力をいう。 ・「ピーク」供給は、1年の間で、電力発電または供給量の需要が著しく高い時にこれに応じて行う供給をいう。 ・「レース」供給は「リボン」供給への補充供給である。
電力価値連鎖	電力価値連鎖は、非規制業務（発電および供給）と規制業務（送電および配電）の双方を含む。
濃縮	元素の核分裂性含有量が増量される処理をいう。天然の状態のウランは0.7%のウラン235（核分裂性）および99.3%のウラン238（非核分裂性）で構成される。加圧水型原子炉内での効率的使用を可能にするため、ウラン235の比率を約4%まで高める。

濃縮ウラン	唯一の核分裂性物質である同位元素235の含有量を、天然の低いレベル（0.7%）から加圧水型原子炉燃料用に約4%にまで増加させたウラン。
バランス責任企業	RTEが、バランス責任企業によって結集される利用者のポートフォリオの実際の消費量および生産量と予想との間の不足分を調達する契約を結ぶ企業体。バランス責任企業は、過剰供給と過少供給の間の種々の差から生じる潜在的損失を補償する保険会社の役割を果たす。
再濃縮ウラン（ERU）	原子炉で使用するには、核分裂性ウランを天然の状態より多く含んでいる場合であっても、再処理ウラン（RepU）をさらに濃縮する必要がある。そのため再濃縮ウラン（ERU）と呼ばれる。
EPR	欧州加圧水型原子炉。第3世代と呼ばれる現在建設中の最新原子炉世代であり、独仏間の協力により誕生し、高度な安全、環境および技術的パフォーマンスを提供する。
フッ素化（転換）	「転換」とも呼ばれる。フッ素化により、ウラン化合物の精製および六フッ化ウラン（UF ₆ ）への転換が可能となり、その結果、現在の技術を用いてそれらの濃縮が可能となる。
FNCCR	フランス全国委託元当局連合会（ <i>Fédération nationale des collectivités concédantes et régies</i> ）。
燃料	「集合体燃料」を参照。
燃料サイクル	核燃料サイクルは、フランスおよびフランス国外における産業運転のすべてを包括し、これにより原子炉内でエネルギーを発生させるための燃料供給、ならびにその後の燃料の取出しおよび処理が可能となる。このサイクルは3段階に分類される。 ・上流部門：ウラン鉱からの濃縮加工、転換、濃縮、燃料生産（2年超の工程を要する。） ・主要サイクルで、原子炉内での燃料使用にあたる過程：受領、搭載、運転、排出（これは、3～5年の工程を要する。） ・下流部門：プール貯蔵、原子炉内の使用済燃料の再利用可能な原料への再処理、高レベル放射性廃棄物のガラス固化、貯蔵前の一時保存
一般的ハザード	原子力分野で、一群の原子力発電所に共通して起こる予測不可能な技術的事故。
温室効果ガス	大気圏において太陽放射の一部を保持するガス。人間の活動（人為的なガス排出）に起因するかかるガスの排出増加は、地球の平均気温を上昇させ、気候変動に重大な影響を与えている。京都議定書は、二酸化炭素（CO ₂ ）、メタン（CH ₄ ）、亜酸化窒素（N ₂ O）、ハイドロフルオロカーボン（HFC）、ペルフルオロカーボン（PFC）、六フッ化硫黄（SF ₆ ）および三フッ化窒素（NF ₃ ）（2013年より）を主な7種類の温室効果ガスとして対象としている。

エネルギー粗利益	エネルギー粗利益は損益計算書の会計データから算出され、エネルギー（すなわち、電力およびガス）売却から発生するエネルギー、燃料および送電費用におけるマージンを示す。
IAEA	ウィーン（オーストリア）に拠点を置く国際原子力機関。
相互接続	ある国の送電網を近隣諸国との間で連結させ、他国とのエネルギー交換を行うことを可能にする電力送電基幹施設をいう。
中間貯蔵	放射性廃棄物管理プロセスの中間段階。廃棄物管理プロセスのその後の段階で回収することを目的として、施設に廃棄物容器を収容し、一定期間、人や周囲の環境と接触しないように確実に隔離することを含む。中間貯蔵施設は、かかる廃棄物の生産者（EDF、AREVA NC（旧COGEMA）およびCEA）によって設計、建設および管理され、廃棄物の調整が行われる地域の近傍にある。
IPP	政府の規制を受けずに事業を行う独立系発電事業者。IPPは、フランス国外において立案されたプロジェクトおよび／またはユニットのみを意味する。
京都議定書	気候変動を抑制するために1997年に採択された国際議定書。2002年に欧州連合によって批准され、2005年2月16日に発効。当該議定書の目的は、温室効果ガスの排出を減少させることである。
LDC	フランスの地方配電会社。地方配電会社は、独占区域において最終顧客に電力を販売および配電する。
液化天然ガス（LNG）	−162℃に冷却することで液化し、容積が600分の1に縮小された天然ガス。
人・シーベルト	集団積算線量を表す単位。人・シーベルトは、1,000人が1 mSv（ミリシーベルト）の放射線量に晒された場合の集団線量。
測定	電力網接続のある地点で、送電または配電中の電力量（出力、周波数、有効エネルギーおよび無効エネルギー）の記録を可能にするシステム。
中間部門	ガス事業の供給力、輸送および管理を可能にするガス事業の全資産。これらは、基幹施設（ガス・パイプライン、貯蔵設備、LNGターミナル等）の場合もあり、または契約上のもの（所定の容量に関する権利、調達契約等）の場合もある。中間セグメントは取引および交渉活動を含む。
混合酸化物（MOX）	ウラン酸化物（天然または使用済み）とプルトニウムの混合物を基にする核燃料。
メガワット・メガワット時 (MW/MWh)	MWhは、設備発電エネルギーの単位で、設備出力（MWで表す。）に運転時間を掛けたものに等しい。 1 MW=1,000キロワット=1百万ワット 1 MWh=1時間で1 MW出力=1メガワット／時 1 GW=1,000MW=1十億ワット 1 TW=1,000GW

累積削減メガワット時 (MWh cumac)	累積削減メガワット時は、エネルギー証書の計測単位であり、稼動期間中の累積エネルギー節約量の合計に当たる。
国内割当計画	当該計画はフランス政府が各複数年（NAP 1：2005年から2007年、NAP 2：2008年から2012年、NAP 3：2013年から2020年）ごとに排出権取引システムのために割り当てる温室効果ガス排出権の総量および該当する産業施設への割当ての方法を規定している。
非相互接続地域	フランス都市部と接続されていないフランスの地域（コルシカおよび海外県）。
原子力の安全性	原子力の安全性を確保するための対策は、事故リスクを防止し、事故の影響を制限するためのあらゆる技術的、組織的および人的対策を含み、これらの対策は、原子力発電所の存続期間のすべての段階（発電所の設計から操業、最終的には廃炉まで）において行われている。
原子力発電機	原子力ボイラーとタービン交流発電機からなる電力発電ユニット。原子力発電機は、基本的に原子炉の種類およびタービン交流発電機の出力により構成される。EDFが所有する原子力発電所の大部分が2基または4基の発電機を有するが、中には6基有するものもある。
PCB	ポリ塩化ビフェニル。
PCT	ポリ塩化テルフェニール。
発電所供給力	技術が利用不可能な事態のみを考慮に入れた場合の理論上の最大発電エネルギー中の供給可能率。稼動率（Kd）は実際の年間発電容量（または年間発電可能量）と理論上の最大年間発電容量の比率で定義される。理論上の最大発電容量は設備容量×8,760時間に等しい。Kdは、技術が利用不可能な事態（すなわち、予定操業停止、予定外の供給停止および試運転期間）のみを考慮に入れ、発電所の工業的パフォーマンスを特性づける。フランス国内のEDFの原子力設備では、理論上の最大発電容量は553TWh（63.1GW×8,760時間）である。
プルトニウム（Pu）	原子番号94（中性子の数）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。

雇用後給付	通常のフランス法に加えて、電気およびガス産業（IEG）身分規程によって取得される特別給付は、IAS第19号に基づき認識され、主として以下の事項に関連する。 ・特別退職補助給付 ・退職手当および特別退職補助給付 ・エネルギー（ガスおよび電気）の現物給付ならびに教育費用に対する補償金 ・アスベスト関連の給付および労働災害または職業病による非就業者に対する年金 ・特別休職給付 ・遺族給付 これらの特別給付は通常法制度の下では補償されないが、資産ファンド（保険証券）およびEDFが認識する引当金によって補償される。
PPA	電力購入契約。この種の長期契約は一般的にIPPプロジェクト（上記参照。）の基盤となる。
水力発電容量	通常の水圧状態の下での動力を用いて水力発電施設が生産することができる最大電力量。しかしながら、水力発電施設の発電量は、年ごとに水圧（降雨および降雪）に応じ変動し、時として著しく変動することもある。渇水の年には、発電指標は、20%以上基準値から変動する可能性もある。
プロフィット・アット・リスク（PaR）	任意の信頼区間におけるプロフィット・アット・リスク（PaR）とは、1年の計画対象期間におけるポートフォリオ（時価）の期待値の最大減少額である。
放射線防護 （線量測定－放射線量）	発電所における電離放射線源は、燃料そのもの、中性子束により放射化された機器（特にタンクまたは蓋といった炉心に近接するもの）および原子炉の一次回路が腐食し、一次冷却水により運ばれた粒子など様々である。人体への放射線被曝量は、線量当量によりシーベルト（Sv）で数値化される。線量測定と呼ばれる人・シーベルトで表される線量当量の合計は、すべての関係者が被曝した放射線量を示す指標として用いられている。現場当事者の動員により、電離放射線の影響から従業員を保護するパフォーマンスが継続的に向上した。
遠隔測定	電力網に注入されるかまたは電力網から取り込まれた電力エネルギー量を遠隔から測定すること。
再生可能エネルギー	初期資源を枯渇させることなく、発電されるエネルギー。水力エネルギー、風力エネルギー、太陽エネルギー、海洋エネルギー（海洋波力および潮流から得られるエネルギー）、地熱エネルギー（地下マグマの熱から得られるエネルギー）およびバイオマス（生物物質、とりわけ木材や有機廃棄物からのエネルギー）を含む。家庭廃棄物または産業廃棄物の焼却により得られるエネルギーもしばしば含まれる。
再処理	最終廃棄物からリサイクル可能な原料（ウランおよびプルトニウム）を分別することを目的とした原子炉での照射済燃料の再処理。

再処理ウラン（RepU）	使用済燃料の再処理によって生成されるウランである再処理ウラン（RepU）は、天然ウランよりもウラン235をわずかに多く、ウラン同位体をより多く含む点で天然ウランと異なる。再処理ウランは、再利用が可能であり、RepU燃料集合体による燃料交換は原子炉で一般的に用いられる。
RPD	フランスの公共配電網。
RPT	フランスの公共送電網。
系列	原子力分野において、一系列の発電所とは、同一の発電容量を有する原子力発電所の一群を意味する。EDFのPWRモデルは、900MW系列（各約900MWの原子炉が34基）、1,300MW系列（20基）および1,450MW系列（4基）の3系列の発電可能電力に分けられる。
STEP	揚水発電所（STEP）とは、一方の貯水池がもう一方の貯水池よりも高い位置にある2つの貯水池を有し、それらがポンプで繋がれ、水が汲み上げられることでタービンが電力を生産する発電所をいう。
貯蔵	貯蔵とは、施設内に放射性廃棄物の格納容器を安置し、確実に長期管理を行う（すなわち、安全な条件下で長期リスク統制を可能にする）ことである。
貯蔵センター	原子力施設（ラアーグまたはセントラコの施設）から出される低レベルまたは中レベルの短寿命放射性廃棄物は、フランスのオーブ県に所在するANDRAのスーレス貯蔵センター（1992年より操業開始）へ輸送される。この貯蔵センターは、1,000,000m ³ の廃棄物を収容可能であり、約60年間貯蔵可能な容量を有する。極低レベル短寿命放射性廃棄物は、ANDRAのモールヴィーエー貯蔵センター（同じくオーブ県に所在）へ輸送される。この貯蔵センターは、2003年10月に操業を開始し、耐用年数は約30年間である。
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（消費者または電力事業者）に提供されるサービスをいう。システム・サービスは、電力消費量と発電量との均衡を常時維持するために周波数および電圧を制御することを目的としている。RTEは、発電事業者の初期出資、すなわちRTEに提供された一次準備金および二次準備金でシステム・サービスを構築した。RTEは、送電調整連合（UCTE）によって規定される規則に基づき、電力網使用料金からこれらのサービスの代金を再請求する前にこれらの補助サービスの対価として発電事業者に報酬を支払っている。
サーム（th）	1 サームは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。主要な相互接続送電網（400,000ボルトおよび225,000ボルト）ならびに地方の配電網（225,000ボルト、150,000ボルト、90,000ボルトおよび63,000ボルト）を含む。

送電料金負担金（CTA）	送電および配電に従事する従業員に関して2005年以前に設定された特別給付を補償するため、消費者への請求に適用される負担金。CTAは2025年に終了する予定で、毎年の支払いは、電気ガス産業国家基金（CNIEG）によってなされる予定である。
トリチウム（ $_3\text{H}$ ）	水素同位体。加圧水型原子炉の排水の中に存在し、ベータ線を放射する。
超遠心分離法	本プロセスは、六フッ化ウラン（ UF_6 ）の入った真空のシリンダーの超高速回転を含む。遠心力効果によって、重い分子（ $_{238}\text{U}$ ）は周辺に集積し、軽い分子（ $_{235}\text{U}$ ）は、中心に向かって移動し、同位体分離効果を生み出す。
UO_2	フッ素化および濃縮化された天然ウラン。加圧水型原子炉の燃料集合体で核分裂性原料として使用される化学的に特に安定したウラン酸化物。
上流部門	「燃料サイクル」および「上流資産ポートフォリオ」を参照。
上流資産ポートフォリオ	電力供給力に寄与する全資産。これらはインフラ（発電所等）である可能性もあるが、それらの契約上の等価物である長期契約、持ち株、発電エネルギーの割当量の権利を付与する契約である可能性もある。
ウラン（U）	天然の状態ではウランは、3種の主要な同位体（元素の原子が電子および陽子を同数有するため同じ化学的特性を有するが、中性子数は異なる。）を含む混合物である。 ・ウラン238 99.3% 核分裂性同位体に転換可能 ・ウラン235 0.7% 核分裂性 ・ウラン234 ウラン235は唯一の天然核分裂性の同位体であり、エネルギー源として使用できる性質を有する。
バリュー・アット・リスク（VaR）	一定期間および任意の信頼区間において、市場に不利な変動が発生した場合のキャッシュ・フローのポートフォリオに与える経済価値（市場価額または時価）の潜在的な最大損失リスクを統計的に測定する財務指標。
ガラス固化	高温でガラス板と混合することによって、高レベル廃棄物の濃縮液をガラス構造内で固定化するプロセス。
廃棄物	1 MWhの電力（2世帯の月間消費量に相当）を原子力で発電すると、全種類を総合して、約11グラムの廃棄物が発生する。 短寿命廃棄物は、全体の90%超を占めるが、放射性廃棄物をそのうちの0.1%しか含まない。放射能レベルにより、かかる廃棄物は2つの下位カテゴリー（低レベル廃棄物および極低レベル廃棄物）に分類される。 長寿命の中レベルおよび高レベル廃棄物は少量（全体量の10%未満）しか産出されないが、放射性廃棄物の大部分（99.9%）を含む。

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 (*Etablissement Public industriel et commercial*、またはEPIC) の形態で設立された。

EDFは2004年8月9日付法第2004-803号および2004年11月17日付命令第2004-1224号によって、フランスの株式会社に組織変更された。当社の存続期間は、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年間に設定されている。

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、1946年4月8日付フランス法第46-628号、1983年7月26日付フランス法第83-675号、2000年2月10日付フランス法第2000-108号、2004年8月9日付法律第2004-803号およびフランス・エネルギー法の立法面を体系化する2011年5月9日付フランス命令第2011-504号等のより具体的な法律、公企業のガバナンスおよび資本取引に関する2014年8月20日付政令第2014-948号ならびに当社の定款において除外されるもの以外については、商行為を営む会社に応用のある法令および規制、特にフランス商法に準拠している。

① 名称および登記上の本店

当社の名称は、「フランス電力」である。当社はまた法律的には、その頭文字により単に「EDF」と呼称することができる。

当社の本店は、パリ市75008、ワグラム通り22番地30に位置する。

② 商業登記、APE番号

当社は、パリ市商業および法人登記所に552 081 317号により登記されている。

APE番号は、401 Eである。

③ 設立

規制市場または多国間取引システムでの株式の取引が認められる株式会社の設立には、当社のようなフランス政府が大株主である会社(1983年7月26日付フランス法第83-675号第37条)を除いては、個人または法人である7人以上の発起人が存在しなければならない。

2005年11月21日以降、EDF株式は、欧州議会による指令2004/39/ECおよび金融商品市場に関する2004年4月21日付欧州理事会の目的において、規制市場であるユーロネクスト・パリに上場している。2015年12月31日現在、フランス政府により1,630,870,545株(資本金の84.94%およびEDFの議決権の85.04%)、機関投資家および個人投資家により255,445,264株(資本金の13.30%およびEDFの議決権の13.32%)ならびにEDFグループの従業員および元従業員により31,512,465株(資本金の1.64%およびEDFの議決権の1.64%)が保有されている。さらにEDFは、自己株式(*auto contrôle*)として2,310,753株(自己資本の0.12%を占め、議決権はない。)を保有している。

フランス商法上当社定款の中で規定すべき事項は、1) 目的、2) 商号、3) 発行済株式の種類、種類別の株式数およびそれらの株式資本の構成割合または名目価値、4) 資本金総額、5) 株式の形態、6) 登録された事務所、7) 会社の法的形式、8) 自然人または法人を問わず、定款に署名する者の属性、9) 会社の存続期間、10) 会社の経営組織の構成、組織および権限に関する規定、11) 利益の分配、準備金、残余財産に関する規定、12) 会社の初代経営者および監査人の氏名、13) 株式の譲渡または売買に制限がある場合に、譲受人の登録に必要な条件、14) 現物出資の内容、各現物出資の評価および各現物出資に対して発行された株式数、15) 優先株主および優先権の内容、である。

④ 法律文書の閲覧

当社に関連するすべての法律文書は、適用規則に従い株主に開示されなければならないが、パリ市75008、ワグラム通り22番地30に所在する当社の登記上の本店において閲覧することができる。

当社は、ユーロネクスト・パリにおける当社株式の取引の承認後、フランス金融市場監督局（*Autorité des marchés financiers*、以下「AMF」という。）の一般規制に準拠して、年次報告書の形式で届出書類（*Document de Référence*）を提出する。2007年4月19日に第R.07-036号として同書類（2006年*Document de Référence*）を提出し、2008年4月14日にも第R.08-022号としてかかる届出（2007年*Document de Référence*）を行った。さらに、2009年4月14日に第D.09-0243号として同書類（2008年*Document de Référence*）を提出し、2009年5月15日に第D.09-0243-A01（2008年*Document de Référence*を改訂）を提出し、2010年4月8日に第D.10-0227号（2009年*Document de Référence*）を提出し、2011年4月18日に第D.11-0320号（2010年*Document de Référence*）を提出し、2012年4月10日に第D.12-0321号（2011年*Document de Référence*）を提出し、2013年4月5日に第D.13-0304号（2012年*Document de Référence*）を提出し、2014年4月8日に第D.14-0312号（2013年*Document de Référence*）を提出し、2015年4月14日に第D.15-0344号（2014年*Document de Référence*）を提出し、また2016年4月29日に第D.16-0448号（2015年*Document de Référence*）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

各会社の1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

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

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

⑦ 利益の分配

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

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

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

さらに株主総会は控除対象の準備金の項目を明示することにより、処理可能な準備金から控除し分配する金額を決定することができる。しかしながら、配当金は当該事業年度の分配可能利益から優先的に控除される。

当社は、資本金および法律または定款により配当できない準備金の合計額を株式資本の額が下回る場合、または配当することにより下回ることが予測される場合には、減資が行われない限り、株主に対して配当を行うことはできない。再評価による差額を分配することはできない。当該差額の全部または一部は、株式資本に組み入れられる。

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。

事業年度中または事業年度末に作成され、監査人により監査された貸借対照表において、前事業年度終了以降、必要な減価償却費、償却費および引当金を設定し、繰越損失（もしあれば）および法律または定款に従って準備金に組み入れられる金額を控除し、かつ次期繰越利益額を考慮に入れた上で、当社がなお利益を得た場合には、法定の条件に従い、当該事業年度の財

務書類の承認前に中間配当の支払を行うことができる。かかる中間配当の額は、上記で定められた利益の額を上回ってはならない。

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

⑧ 株主および株主総会

(下記、「⑩ (i) 総会、参加要件、議決権」を参照。)

株主の責任は、当該株主の有する株式の引受価額を限度とする。株主は、適用される法律に別段の定めがある場合または臨時株主総会での決定がある場合を除き、当該株主の有する株式の数に応じて新株の割当てを受ける権利を有する。ただし、フランス・エネルギー法第L.111-67条および当社の定款第6条第2項の規定により、フランス政府は当社の株式資本の70%超を保有していなければならない。

株主総会は、法律または定款に定められた事項を決議する株式会社の最高意思決定機関である。株主総会は、定時総会と臨時総会に分けられる。株式会社は、少なくとも毎年1回事業年度の終了時より6か月以内に定時総会を招集しなければならない。臨時総会は、必要に応じて随時招集することができる。株主総会の招集は、原則として取締役会がこれを決定する。ただし、会社が破産した際には、清算人または管財人が株主総会を招集できる場合がある。また、(i) 当社の株式資本の5%以上に当たる株式を有する一人または複数の株主、(ii) 緊急時における利害関係者、(iii) 緊急時における労働委員会、または(iv) 株式を株主名簿上少なくとも2年間保有しており、合計して当社議決権の少なくとも1%を保有する株主により構成される有効に承認された株主組合は、商事裁判所の裁判長に対して総会を招集するための代理人の選任を請求することができる。会社の会計監査役もまた総会の招集を取締役に請求することができ、もし取締役会がこれに応じない時は総会を直接招集することができる。

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。また、延期された臨時株主総会が準備金、利益また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ことのみを目的として再度開催される場合にも、定足数要件は不要とされる。一方、それ以外の臨時株主総会が再度開催される場合において、定足数要件を充足するためには、行使可能な議決権のうち少なくとも20%を保有する株主が直接出席すること、または書面や委任状または定款により規定されている場合においては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て投票を行うことが必要とされている。定足数要件が充足されない場合には、再度招集された総会を最大2か月間延期することができる。定足数が充たされない状況下においては、株主は原則としていかなる審議も行うことはできない。ただし、延期となった株主総会の議題に関する質問についてののみは、審議を行うことができる。

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。

直接出席または定款に規定されている通信手段もしくは委任状による代理や書面による投票により出席者とされた者が投票を棄権した場合、その者は株主投票にかけられた決議事項に対して反対票を投じたものとして計算される。

一般的に各株主は株主総会において1株につき1議決権を有している。フランス商法においては、会社が保有する自己株式または直接もしくは間接に会社の支配下にある法主体が有する株式については議決権がなく、定足数および多数決に関する計算には算入されないとされている。また、会社が数種類の株式を発行する場合には、利益の配当に関して優先権を有する優先株式について、定款をもって議決権がないものとして計算することができる。

⑨ 取締役、取締役会および会計監査役

当社は、国有企業のガバナンスおよび株式資本取引に関する2014年8月20日付政令第2014-948号第II章の規定に従い、3名から18名の構成員からなる取締役会により運営される。

この枠組みにおいて、2016年4月29日現在、取締役会には、2014年8月20日付政令第2014-948号第6条IIおよび公共部門の民主化に関する1983年7月26日付フランス法第83-675号第II章第2節の規定に従い、18名（11名が株主総会で任命され、1名がフランス政府の代表者であり、6名が従業員を代表する取締役である。）が含まれている。

上記の2014年8月20日付政令第2014-948号第19条によれば、取締役会会長は、取締役会からの提案を受けて、命令により取締役の中から任命される。取締役会会長としての職務期間は取締役としての在任期間を超過してはならない。取締役会会長は、選任の際と同条件により再任することができる。また取締役会会長は命令により解任することができる。取締役会会長は68歳を超えてはならないものとし、68歳を超える場合には、自動的に退任したものとみなされる。

取締役会の構成員の任期は4年間である。ただし、例外的に、2014年11月21日の株主総会後に選任された従業員を代表する取締役の最初の任期は5年とし、2014年11月21日の株主総会で任命された取締役の任期は2018年12月31日に開催される定時株主総会の終了時に満了するものとする。何らかの理由で取締役会の構成員に欠員が生じた場合、その後任者は、取締役会の全員が再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。

2005年6月6日開催の定時株主総会の決議により、会計監査役が、6事業年度の期間について選任された。この期間は、2010年12月31日に終了する事業年度の財務書類を承認する定時株主総会の終了時に満了する。

2011年5月24日の株主総会において、Deloitte et AssociésおよびKPMG SAの会計監査役をさらに6事業年度の期間について再任することを決定した。この任期は、2016年12月31日に終了する事業年度の財務書類を承認する定時株主総会の終了時に満了する。

・ Deloitte et Associés、代表者：パトリック・スイッサ氏、住所：185, avenue Charles de Gaulle, 92200 Neuilly-sur-Seine

・ KPMG SA、代表者：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

上記の指定された監査人はEDFの2015年のDocument de Référence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。

法律に別段の規定のある場合を除き、株主は株主総会予定日の15日前に通知を受ける。ただし、かかる通知期間は、第2回目の通知後の株主総会および延長総会については、10日間に短縮することができる。

その株式が規制市場において取引されることが認められている会社は、株主総会日の少なくとも35日前に総会開催の旨の通知 (*avis de réunion*) をBALO (*Bulletin des Annonces Légales Obligatoires*) において公表しなければならない。かかる通知には特に1) 会社名、必要であれば会社のロゴ、2) 会社の形態、3) 株式資本、4) 登記上の本店、5) 総会の議案、6) 取締役会が株主に呈示する決議案の文言、7) 会社が郵便投票の記入用紙を株主全員に送付しない場合には、かかる用紙の入手場所および条件、8) 株主が株主総会において電子的な通信手段を用いて投票することが可能なウェブサイトのアドレスおよび必要に応じて質問を送ることのできる電子メールアドレスが記載される。

また、総会を招集する通知 (*avis de convocation*) もまた、原則として総会日の15日前に、BALOにおいて公表しなければならない。議案もしくは決議案の文言に何ら変更のない場合には、総会招集通知 (*avis de convocation*) を兼ねる総会の通知 (*avis de réunion*) のみを公表することもできる。かかる通知はまた、上記の情報に加えて、1) 会社の登録番号、2) 登録場所および登録番号、3) 総会の日時および場所、ならびに4) 総会の性質 (通常、臨時または特別) の詳細な事項を含まなければならない。

株主総会は、総会の2営業日前の午前0時 (パリ時間) に、全額が払込済みである株式を保有しており、株主総会参加の権利が、自己の名義で、記名株式として登録されることによって、フランス居住者ではない株主の場合、登録されている財務仲介業者の名義で株式が登録されることによって正当化される、すべての株主により構成される。

上記2日間における株式の登録は、会社の株主名簿もしくは権限を有する仲介業者の無記名式株式口座のいずれかにおいて行われなければならない。

株主は、その資格と身分を確認する書類の簡単な提示により、株主総会に参加することができる。取締役会は、必要と判断すれば、個人用の入場許可証を作成、配布し、当該入場許可証の提示を要求することができる。

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。フランス商法第L.228-1条に規定された条件に従いその株式を仲介業者の名義で合法に登録している株主は、同条に規定された条件に従い当該登録仲介業者に自身を代理させることができる。

株主はまた、郵送により投票することができる。かかる郵送により、または委任状を会社に送付することにより投票を行った後は、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。会社は、電子投票を除き、遅くとも株主総会の3日前までに投票用紙を受領しなければならない。電子投票の場合、会社は総会開催日の前日の午後3時 (パリ時間) までに投票用紙を受領しなければならない。

委任状、書面による投票用紙および株式の譲渡不能証明は、電子的書式により作成し、フランスで適用される法律上および規制上の条件に従って正式な署名を付すことができる。

(特にインターネットによる) 電子投票についてのフランス商法第R.225-79条および第R.225-80条の規定に従い、株主総会の開催が公表される時に、取締役会の指示があれば、様式への電磁的記入および署名を当社の作成したウェブサイト上で直接行うことができる。これは、フランス民法第1316-4条第2項第一文の規定およびフランス民法第1367条 (2016年10月1日より適用) に従ったIDコードおよびパスワードで保護されたシステムまたはフランス民法第1316-4条第2項第一文の規定およびフランス民法第1367条 (2016年10月1日より適用) に準拠するその他のシステムを利用して行われる。

委任状または株主総会前にかかる電磁的システムを介して行われる投票、ならびに提供された受領確認は、撤回不可能であり、あらゆるものに反対可能であるとみなされる。ただし、株主の保有する株式が総会の2営業日前の午前0時 (パリ時間) までに売却される場合は例外とし、その場合、当社は、取締役会の設置した電磁的システムを介して当該総会の前に表明された委任状もしくは投票を無効とするか、またはしかるべく修正する。

(ii) 二重議決権

フランス商法第L.225-123条（2014年3月29日付法律第2014-384号により改正）に従い、2年以上同じ株主名で登録されている全額払込済株式については、いずれも、その保有者に対して、他の株式の2倍の議決権が自動的に付与される。この規定は、2016年4月3日より効力が発生した。EDFの取締役会は、フランス商法第L.225-123条に規定される二重議決権の適用を回避するための付属定款の修正を、株主総会において提案しない旨を決議した。

経済を安定させるための2014年3月29日付法律第2014-384号の効力が発生して以来、2年以上にわたりフランス政府が保有していた無記名式株式1,571,433,448株に付された二重議決権を割り当てた結果として、2016年4月3日にフランス政府は、EDFにおいて1,630,870,545株および3,202,303,993個の議決権を保有することを示唆した（すなわち、株式資本の84.94%およびEDFの議決権の90.68%）。

(iii) 議決権の制限

フランス商法第L.225-126条の規定に従い、1件以上の一時的売却、または譲渡人に対する株式の再売却もしくは返還の権利を付与するかもしくはこれを義務付ける取引に関連して、上場会社の議決権の0.5%超を表章する数の株式を単独でまたは他者と共同で保有する者は、株主総会の2営業日前の午前0時（パリ時間）までに、当社およびAMFに対して通知しなければならない。当該取引に係る契約が当該日においても有効である場合は、一時的に保有する株式の総数についての情報も提供しなければならない。この申告には、取得株式数に加えて、譲渡人の身元、当該取引に係る契約の締結日および終了日ならびに該当ある場合には議決権に関する取決めの記載を要する。

会社およびAMFに対する情報提供がなされなかった場合、上記の方法で取得された株式は、関連ある株主総会およびかかる株式が再売却または返還されるまでの間に開催されるすべての株主総会について自動的に議決権を剥奪されることとなる。また、会社の代表者、株主またはAMFは、情報提供を怠った株主の議決権を最長5年間完全にまたは部分的に停止する命令を求めて商事裁判所へ申立てを行うことができる（議決権を貸借している株主による議決権の行使の有無は問わない。）。

⑪ 株式の保有報告基準

フランス商法の規定に従い、自然人や法主体において単独でまたは他の者もしくは事業体と共同して、資本または議決権の5%、10%、15%、20%、25%、30%、33.3%、50%、66.6%、90%もしくは95%超を表章する数の株式を取得する者は、当社に対して、かかる株式保有基準を超過することとなった日から4取引日目の営業時間が終了するまでに、その保有する株式または議決権の総数を通知しなければならない（フランス商法第R.233-1条）。また、かかる自然人や法主体は、かかる取得について、当該株式保有基準を超過することとなった日から4取引日目の営業時間が終了するまでに、AMFに対してかかる取得を通知しなければならない（AMF一般規制第223-14条）。AMFは、通知された基準超過取引を公表する。2012年以降、現金決済で、かつ原株式の保有と類似の経済効果を有するデリバティブを、基準超過取引の計算に入れることとなった（フランス商法第L.233-9(I)(4)条の2）。AMFの一般規制に従い、当該金融商品の保有者は、報告義務の枠組みの履行にあたり、上記の種類の契約および金融商品が使用されている株式の数を計算に入れなければならない。基準超過の申告の際に、保有する上記の種類の契約および金融商品の結果に関しての意向を明示しなければならない。

資本または議決権の保有割合が上記の基準を下回った場合にも、同一の期限および条件において、かかる情報を開示しなければならない。

適切な申告がなされなかった場合には、上記法律の規定に従い申告されるべきであった数値を超えて保有する株式については、有効な開示がなされた日から2年間のうちに開催されるすべての株主総会について議決権を剥奪されることとなる。加えて、当社付属定款は当社の資本または当社議決権の0.5%またはその倍数を表章する株式を、単独もしくは他者と共同で、直接、間接を問わず所有するに至った自然人や法主体、または持株数が当該数値を下回ることとなった自然人や法主体は、当社に対して、当該基準を超過することとなった日から4取引日目の営業時間が終了するまでに、配達証明付書留郵便で、その保有する株式、議決権または株式持分の総数を通知しなければならない旨を定めている。当社の付属定款において、当該法的基準に適用される株式保有の計算および統合に係る規則ならびに株式に統合されていない金融商品に関する情報の提供義務は、付属定款に定める基準に関して付属定款において規定される開示義務にも適用される旨が定められている。

上記の規定の遵守を怠った場合には、当社資本の1%以上を保有する1名以上の株主からの要請により、申告されるべきであった数値を超えて保有する株式については、上記に規定される有効な開示がなされた日から2年が経過するまでの間に開催されるすべての株主総会について、議決権を剥奪されることにより、罰せられる。かかる要請は、株主総会議事録に記録される。

⑫ 証券の保有者の確認

規制市場の証券取引所に当社株式が上場された時点から、定款にその旨の規定がある場合においては、当社は適用法令および規則に従って、金融商品中央預託機関への支払と引換えに必要な応じて、当社の株主総会において議決権を付与される無記

名式株式の保有者の氏名または商号、国籍、生年月日または設立年月日、住所および各々が保有する株式数ならびに該当する場合はかかる株式に対する制限を随時照会する権限を有する。上記の機関から提供されたリストについて、当社は、リスト上で代理登録されていると判断する者に対して、株式の保有者に関する上記の情報を要求することができる。

直ちにまたは将来、株式資本化される記名式証券に関して、フランス商法第L.228-1条に定める条件に従って登録を行っている仲介業者は、当社またはその代理人からの要請がある場合はいつでも、当該証券の保有者の身分および各々が所有する証券数を、要請日から10営業日以内に明らかにする義務がある。

当社が、身分を確認済みである無記名式または記名式証券の保有者が、証券の所有者である第三者に代わり所有者であるかのように行為していると判断する場合、当社は上記と同様の条件で、かかる保有者にこれらの証券の真の所有者の身分およびその各々が所有する証券数を明らかにするよう要求する権利を有する。

さらに、上記で言及した情報の要求に続き、当社はフランス商法第L.228-3条以下の規定に従い、当社の株式資本または議決権の40分の1超を所有する法人に、当該法人の株式資本または株主総会において行使される議決権の3分の1超を直接もしくは間接に保有する者の身元情報を提供するよう要請することができる。

上記規定、また、より一般的には、証券の所有者の身元確認に関する法の規定により要請を受けた者が法定期間内に要求された情報を提供しなかった場合、または自身もしくは証券の所有者の身分もしくはその保有する証券数に関し不完全もしくは誤った情報を提供した場合には、直ちにまたは将来、株式資本化され、かつかかる者により口座に登録されている株式または証券は、適正な開示がなされる日まで、すべての株主総会における議決権を喪失し、配当金の支払についても同日まで延期される。

さらに、登録者が上記規定、またより一般的には証券の所有者の身元確認に関する法の規定を故意に無視した場合、当社の登記上の本店所在地を管轄する裁判所は、当社または当社の株式資本の少なくとも5%を有する1人以上の株主からの要請により、合計で5年を超えない期間にわたり当該株式に付随する議決権または社債権者集会に係る議決権の全面的または部分的な停止、また場合によっては同期間にわたる相応の配当金の支払停止を命じることがある。

⑬ 社債等の発行

フランス商法第L.228-40条に従って、取締役会のみが社債の発行を決定または授権することができる、ただし株主総会が当該権限を行使することを決定した場合はこの限りではない。また、取締役会は、取締役会会長もしくは一人または複数の執行副社長に1年以内の社債の発行権限を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、2016年1月5日付の会長兼最高経営責任者の決定において修正された定款を参照している。

本項は、当社定款の主要な規定について記載している。

① 目的（定款第2条）

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

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

- ・ より一般的には、上記目的のいずれか、またはそれと同様のもしくはそれに関連する目的、または当社の事業を発展させる性質のあらゆる目的に、直接または間接に、全面的または部分的に関連した、すべての産業、商業、金融、動産または不動産の取引に関わる業務への従事

② 株式資本（定款第6条）

株式資本は960,069,513.50ユーロであり、1株当たりの額面金額0.50ユーロの全額払込済株式1,920,139,027株からなる。
エネルギー法第L.111-67条の規定に従い、政府はいかなる時にも当社の資本の70%超を保有していなければならない。

③ 資本の増減（定款第7条）

株式資本は、法律に従いこれを増資、減資または償還することができる。

資本の増減により、政府持分が、前項「② 株式資本（定款第6条）」に定められた基準を下回ってはならない。

④ 株式の払込み（定款第8条）

増資の場合、現金払込みにより取得される株式については、その引受けの際に、額面金額の払込みおよび割増金の払込みにつき、法律で定められた最小の割当額の全額が払い込まなければならない。部分的に払い込まれた株式は、その全額が払い込まれるまで記名式とする。従業員を対象とした新株発行について適用される法律の規定に従うことを条件として、残額は、取締役会の決定または（場合により）仮処分において下された商事裁判所の裁判長の決定により、増資が法的に拘束力のある状態となった日から5年以内に、1回または数回にわたり、全額が払い込まれるものとする。

株主に対する現金払込請求の通知は、各払込みのため定められた日から15日前までに、配達証明付書留郵便または本店所在地における官報へ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。かかる利息の発生は、法律で定められたその他の法的救済および罰則を妨げるものではない。とりわけ当社は、払込期日が到来しても未払金額が全額払い込まれていない株式を法令および規則に定められた条件で売却させることができる。

⑤ 株式の形式（定款第9条）

株式は、法令および規則に従うことを条件として、株主の選択により記名式または無記名式とする。

株式は、商法第L.228-1条以下に定められた条件に従い、仲介業者の名義で登録することができる。仲介業者は、法令および規則に定められた条件に従い、第三者のために証券を保有する仲介業者としての資格を届け出るものとする。

上記の規定は、当社が発行するその他の証券に対しても同様に適用される。

当社は、随時、現行の法令および規則に定められた条件に従い、金融商品中央預託機関に対し費用を負担して、場合により、当社株主総会において直ちにまたは将来にわたり議決権を付与する無記名式株式の株主の氏名または名称、国籍、生年月日または設立年月日、住所および当該株主が保有する株式数ならびに該当する場合はかかる株式に関わる制限を知らせよう要求することができる。

株式が直ちにまたは将来、株式資本となる記名式株式の場合、第L.228-1条に定められた条件に従い登録された仲介業者は、当社またはその代理人により要求があれば随時、当該要求から10営業日以内に当該株式の保有者の身分を開示しなければならない。

上記、「（1）⑫ 証券の保有者の確認」についても参照。

⑥ 株式の譲渡（定款第10条）

株式は、法令および規則に従うことを条件とし、自由に取引可能である。株式は適法に口座に登録され、その譲渡は口座振替により行われる。これらの規定は、当社が発行するその他あらゆる種類の証券にも同様に適用される。

当社に対し一定の割合の資本または議決権を保有していることを通知する法律により定められた義務とは別に、当社の資本または議決権の0.5%に相当する株式を直接と間接とを問わず単独または共同で保有するに至ったすべての自然人または法主体は、かかる基準以上の株式を保有することとなった日から4取引日目の日の取引終了時までに、配達証明付書留郵便で、その保有する株式、議決権および資本となる証券の総数を当社に申告するものとする。

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

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

かかる申告は、新たに0.5%に達した場合、これを超えたか下回ったかに関わらず、また理由の如何を問わず、いつでも改めて上記の条件に従い行うものとする。これには、商法第L.233-7条に規定された5%の上限を超える場合も含まれる。

上記の規定が遵守されない場合、当該株主は、法律で定められた条件および制限の範囲内で、申告の対象となる上限を超える部分の株式に帰属する議決権を喪失する。

上記、「(1)⑩ 株式の保有報告基準」についても参照。

⑦ 株式に付随する権利および義務（定款第11条）

各株式には、これが表章する資本の割合に比例する、利益および当社の資産に対する権利が与えられる。

さらに、法律、規則および定款による制限に従い、株主総会における議決権および出席権が与えられる。

株式の所有者は、法律に従い、その保有により、定款および株主総会の決定に従うものとされる。

株主が負担する損失は、その出資額を上限とする。

株主の相続人、債権者、受取人または株主を代理するその他の者は、当社の資産および証券に対する差押えの実施を要請できず、また不可分所有されている財産の分配または競売（*Licitation*）を要請することができず、当社の取締役会の行為に介入することもできない。かかる者がその権利を行使するためには、貸借対照表および株主総会による決定を参照しなければならない。

株式の交換、併合もしくは割当てが行われる際に、または増資、減資、合併もしくはその他の企業取引の結果、いずれかの権利を行使するために複数の株式を所有する必要がある場合、単一の株式または必要数を下回る株式を保有する株主は、個人的に自己の株式を取りまとめ、場合によっては要求された数の株式の買入れまたは売却を決定することによってのみ、かかる権利を行使することができる。

⑧ 株式の不可分割性、用益権（定款第12条）

(i) 当社の株式はこれを分割することができない。

分割できない株式の共同保有者は、かかる共同保有者のうちの1名または代理人1名のみをもって株主総会に出席することができる。共同保有者間で意見が一致しない場合、最初に行われた共同保有者の請求により、裁判所が代理人を任命する。

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

⑨ 取締役会（定款第13条）

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

これに関連して、取締役会には、株主総会で任命された取締役が含まれ、適用ある場合には、上記の政令第6条IIに従い、政府の代表者1名および1983年7月26日付法律第II章第2節の規定に従い選出された従業員の代表者の3分の1が含まれる。

(ii) 取締役会は秘書役を任命するものとし、これは取締役会の構成員以外から選出することができる。

取締役会会長兼最高経営責任者は、各取締役に対し、その任務遂行のために必要なすべての書類および情報を提供するものとする。

(iii) 取締役会構成員の任期は4年である。

ただし、例外的に、2014年11月21日の株主総会后に効力が発生する従業員を代表する取締役の最初の任期は5年とし、2014年11月21日の株主総会で任命された取締役の任期は2018年12月31日に終了する事業年度の財務書類を承認するために招集される定時株主総会の終了時に満了するものとする。

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

(v) 株主総会は、必要な場合、取締役に支給される手当の額を決定する。従業員の代表者である取締役には、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各取締役は、同総会により解任することができる。

(vii) 取締役会会長兼最高経営責任者の発意により、取締役会は必要と判断すれば、議事に応じて当社株主または社外の者を招き、取締役会会議に出席させることができる（ただし、議決権は有しない。）。

企業委員会またはその代理となる組織の秘書役は、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、取締役会および会計監査役」についても参照。

⑩ 取締役会会長および経営陣の職務（定款第14条）

上記の2014年8月20日付政令第19条に従い、取締役会会長は取締役会の提案に基づき、取締役の中から命令により選任される。取締役会会長の任期は、その取締役としての在任期間を超えてはならない。その任期は、任命時と同じ方法で更新することができる。取締役会会長は命令により解任することができる。取締役会会長は、68歳を超えてはならず、68歳を超えた場合には、自動的に辞任したものとみなす。

取締役会会長は、取締役会会長兼最高経営責任者の役職を有し、当社運営の責任を有する。取締役会会長は、最高経営責任者に関する法令および規則の規定の適用を受ける。

商法第L.228-40条に従い、取締役会は、会長兼最高経営責任者へまたは、後者との合意により、1名以上の取締役会副会長へ1年以内の社債の発行および条件の決定に必要な権限を委任することができる。同様の審議により、かかる権限の行使を取締役会へ報告する条件が定められる。

⑪ 取締役会の審議（定款第15条）

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

取締役会は当社本店または招集通知に示されたその他の場所において開催される。

商法第L.232-1条および第L.233-16条に記載の取引に関連する場合を除き、取締役会は、法令および規則の規定に従い、かつ取締役会の内部規則に定められた条件に従い、テレビ会議か、または取締役を特定することができ、取締役の実質的な参加を確保し、フランス国务院（Conseil d'Etat）との協議に基づく命令に規定される性質および条件を有するその他の遠隔通信手段により開催することができる。テレビ会議またはその他の上記の条件に基づく遠隔通信手段により取締役会に参加する取締役は、定足数および過半数を計算する上で出席とみなされる。

取締役会の招集通知は、書簡、電報、ファックスもしくは電子メール、または緊急の場合にはあらゆる方法で少なくとも7日前に送付される。招集通知には議事を記載する。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以上が出席していなければ有効な審議を行うことができない。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が定められている。

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

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

⑫ 取締役会の権限（定款第16条）

取締役会は、当社の事業戦略を決定しその実施状況を監督する。取締役会は、株主総会に明示的に付与されている権限を除き、また会社の目的の範囲内で、当社の円滑な運営に係るすべての問題に取り組むことができ、取締役会の審議を通して当社の事業に関する事項を決定する。

取締役会は、特に監査委員会、戦略委員会、報酬委員会等の専門的な諮問委員会を取締役会内に設置する決定を行うことができる。かかる委員会の権限および構成については取締役会が決定する。各委員会には、少なくとも1名の従業員の取締役が在籍しなければならない。委員会はその任務に関し取締役会に報告を行う。下記、「第55(1)③取締役会の委員会」も合わせて参照。

各委員会の任務とその運営方法は、規則により定められている。

⑬ 取締役会会長兼最高経営責任者および取締役会副会長の権限（定款第17条）

取締役会会長兼最高経営責任者は、取締役会の審議を統括および指揮し、これを株主総会に報告する。取締役会会長兼最高経営責任者は、当社の各組織が円滑に運営されるよう監督し、とりわけ取締役がその任務を達成できるかどうかを確認する。

公共部門の企業に特有の法律の規定、法律により明示的に株主総会に与えられている権限および取締役会に特別に留保されている権限に従い、かつ会社の目的の制限内で、取締役会会長兼最高経営責任者は当社を代表してあらゆる状況下で行動することができる最も広範な権限を付与される。

取締役会会長兼最高経営責任者の提案により、取締役会は1名または複数の自然人を、取締役会会長兼最高経営責任者の補佐役として任命することができる。かかる者は、取締役会副会長の役職を任せられる。取締役会副会長は最大5名までとし、各副会長の任期および権限に対するあらゆる制限も取締役会が定めるものとする。

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

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

⑭ 規制対象となる契約（定款第18条）

当社と、当社の最高経営責任者もしくは当社の取締役会副会長のうち1名もしくは当社の取締役のうち1名もしくは議決権の10%超を保有する当社の株主のうち1名との間において、直接もしくは仲介者を通じて締結される契約または法人株主の場合には商法第L.233-3条に定められた意味における当社の支配会社との間において、直接もしくは仲介者を通じて締結された契約のすべては、事前の承認を得るために取締役会に提出されなければならない。

前段落において対象とされている者が直接的な利害関係を有している契約および当社の最高経営責任者もしくは取締役会副会長のうち1名もしくは取締役のうちの1名が所有する会社または無限責任持分保有者、管理者、取締役、監査人もしくは一般的に役員である会社と当社との間に締結される契約についても、同様である。

取締役会は、事前承認に際しては、とりわけ、当該契約に伴う財務的な条件を明確化することにより、当社のかかる契約における利益の正当性を証明する。

上記段落の規定は、日常の取引に関連して通常の条件で締結された契約には適用されず、また、一方の会社がもう一方の会社の全資本（適用ある場合には、フランス民法（*code civil*）第1832条または商法第L.225-1条および第L.226-1条の要件を満たすために要求される最低株式数を控除する。）を直接的または間接的に保有する2社間で締結された契約にも適用されない。

⑮ 株主総会（定款第20条）

上記、「（1）⑧ 株主および株主総会」および「（1）⑩ 株主総会」についても参照。

(i) 株主総会は、全額が払込済みである株式を保有しており、かつ、商法により規定される要件および期限により株主総会参加の権利が、株主自身の名義か、または、フランス居住者ではない株主の場合には登録されている仲介業者の名義で、記名株式として口座に登録されることによって証明されるすべての株主により構成される。

株式の口座登録は、当社の記名証券口座または権限を有する仲介業者の無記名式証券口座のいずれかにおいて行われなければならない。

株主は、その資格と身分の簡単な証明により、株主総会に参加することができる。取締役会は、適切と判断すれば、株主の名前を記載した個人用の入場券を手配し、当該入場券の提示を要求することができる。

すべての株主は、その選任する個人または法人を、株主総会における自身の代理人とすることができる。委任状および（もしあれば）その撤回は書面により行われるものとし、当社に送付される。委任状は、代理人の任命において必要とされるものと同じ様式で（適用ある場合には）電子システムを通じて撤回することができる。商法第L.228-1条に規定された条件に従いその株式を仲介業者の名義で合法に登録している株主は、同条に規定された条件に従い当該登録仲介業者に自身を代理させることができる。

株主はまた、郵送による投票をすることができる。かかる郵送による投票を行うか、または委任状を送付した後は、当該株主は他の方法で株主総会に参加することを選択できない。当社は、遅くとも株主総会の3日前までに投票用紙を受領しなければならない。ただし、電子投票の場合、当社は株主総会開催日の前日の午後3時（パリ時間）までに投票用紙を受領しなければならない。

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

(ii)株主総会は、取締役会または会計監査役もしくはかかる目的のために適法に授權された者により、招集される。株主総会は登記上の本店または招集通知に記載されたその他の場所において開催される。株主総会はテレビ会議または株主を認識できる通信手段により行うことができるが、その種類および使用条件は商法第R.225-97条から第R.225-99条までに定めるものとする。かかる場合、かかる手段により株主総会に出席した株主は、法的条件に従い定足数および過半数を算定する上で出席株主とみなされる。

法律に別段の規定のある場合を除き、株主総会の招集通知は開催予定日の15日以上前に送付されるものとする。かかる期間は、第2回目の通知後の株主総会および延会については、10日間に短縮することができる。

(iii)招集通知には当該株主総会の議事を記載する。議事はかかる通知の作成者により作成される。

株主総会は、その議事に含まれる事項についてのみ審議することができる。

法律で要求される株式資本を所有する1名以上の株主、または法律の要件を充足し、法的条件を遵守し法定期限内に行為する株主の団体は、議事に項目または決議案を加えることを要求することができる。議事に項目を追加することを要求する場合、理由を述べなくてはならない。また、企業委員会は、フランス労働法 (*code du travail*) に従い、議事に決議案を加えることを要求することができる。

各株主総会において、法律で規定される情報を含む出席者名簿が作成される。

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

自身が直接有するか、または委任状により有するかを問わず、当該株主総会において最大の票数を有する2名の構成員は、株主総会に出席しており、かつ、かかる職務を受諾すれば、開票検査官として任命される。

株主総会の役員は、秘書役を任命する。秘書役は、株主以外からも選任することができる。

株主総会の役員は、出席者名簿を確認および承認しかつこれに署名し、適切な決議を実施し、会議中の偶発事象を解決し、投票を管理し、適法性を保証し、かつ議事録を作成することに責任を負う。

作成された総会の議事録ならびにその複製およびその決議の抜粋は法律に従って認証される。

定時株主総会は、定款の改正以外の決定を行うために開催される。定時株主総会は、年に1度以上、各事業年度終了より6か月以内に招集され、当該事業年度の財務書類を承認するものとする（延期される場合は司法判断により定められた期間内に開催されるものとする。）。

1回目の招集では、出席株主、その代理人、または郵送で投票をした株主が、あわせて議決権付株式の5分の1以上を保有しない限り、有効に決議を行うことができない。2回目の招集では、いかなる定足数も要求されない。出席株主、その代理人、または不在者投票をした株主が所有する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、株式の再編に起因する取引に関するものを除き、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、出席株主、その代理人、または郵送で投票をした株主の3分の2以上の票数で決議とする。

⑯ 株主の情報開示請求権（定款第21条）

株主はすべて、法令および規則に定められた条件に従い、当社の経営陣および経営について判断するために必要な書類を入手する権利を有する。上記、「(1)④ 法律文書の閲覧」についても参照。

⑰ 利益処分（定款第24条）

上記、「(1)⑦ 利益の分配」を参照。

(i)事業年度における収益および費用の要約である損益計算書は、減価償却費および繰入額を控除後の差額により当該事業年度の利益または損失を示している。

当該事業年度の利益から繰越損失（もしあれば）を差し引いたものから、少なくとも5%が法定準備金として控除される。当該控除は、準備金が株式資本の10分の1に達した時点で、義務的なものではなくなる。理由の如何を問わず、法定準備金が当該10分の1を下回った場合、控除が再開される。

分配可能利益は、当該事業年度の利益から繰越損失および法律または定款により準備金として計上されている金額を控除し、これに留保利益を加算したもので構成される。株主総会は、かかる利益から、任意準備金組入額または繰越利益剰余金として適当と判断する額を控除することができる。

さらに、株主総会は、どの準備金費目から分配されたかを明示することにより、その裁量に基づき、剰余金から引き出された金額の分配を決定することができる。ただし、配当金はまず当該年度の分配可能利益から支払われるものとする。

減資の場合を除き、自己資本の額が、法律または定款により分配できない資本金と準備金の合計額を下回る場合、またはかかる分配を行ったことに伴いこれを下回ることとなる場合は、株主に対する分配を行ってはならない。再評価による差額は分配されない。かかる再評価による差額は、その全部または一部が株式資本に組み入れられる。

損失（もしあれば）は、特別勘定に計上され、かかる損失が消滅す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セント未満を切り捨てる。

同様に、事業年度末において、2年以上にわたり登録株主であり、準備金、利益またはプレミアムの資本組入れによる増資が完了する日においても当該株式を保有している場合、交付数の10%に相当する新株式を追加で受領するものとする（端数については、整数未満を切り捨てる。）。

かかる増加分の株式数は、前事業年度末現在の当該株主に係る株式資本の0.5%を超えてはならない。

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会計監査役によって監査された貸借対照表により判明した場合は、法律に従い、当該事業年度の財務書類の承認前に、中間配当を分配することができる。取締役会は、株主総会による事前承認を条件として、中間配当の全部または一部について、現金により支払を受けるか株式により支払を受けるかを選択する権利を株主に提案することができる。中間配当の額は、上記に規定された利益の額を上回ってはならない。

さらに、株主総会では金融商品を含む当社の資産を交付することによる配当、中間配当、配当剰余金もしくは配当プレミアムまたは減資に関する決定も行うことができる。

株主総会において議決される配当の支払条件および配当株式の権利確定日は、法に定められた要件に従い、株主総会または取締役会において決定される。株主に付与される現金以外の配当額が整数の株式数とならない場合、当該株主は、最も近い整数の株式数に切り下げた数の株式を受け取ることができ、当該切り下げ分は現金調整額により補填される。また、株主総会において要請があった場合には、端数を最も近い整数の株式数に切り上げた数の株式を受け取ることができ、かかる場合、差額は現金で支払われるものとする。

配当の支払は、現金であるか株式であるかにかかわらず、かかる期限の延期が裁判所の決定により許可されない限り、事業年度末後9か月以内に行われるものとする。支払日から5年以内に支払の請求がなされなかった配当は時効となる。

上記、「（1）⑦ 利益の分配」についても参照。

⑬ 解散と清算（定款第27条）

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

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

2【外国為替管理制度】

(1) 非居住者による株式の所有

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

もっとも、フランス通貨金融法典第R.151-1条および第R.152-5条の規定に従い、取得者／投資家はフランスの会社に対して外国投資、直接投資、間接外国投資を行う際には、フランス当局に対して届出 (*déclaration administrative*) をしなければならない。現行の行政規則によれば、フランスの会社の株式資本または議決権の33.33%超を保有する場合には、届出 (*déclaration administrative*) に服する直接投資であるとみなされる。かかる届出 (*déclaration administrative*) は、財務省 (*Direction du Trésor et de la politique économique*) 139, rue de Bercy, 75572 Paris Cedex 12) に送付しなくてはならない。

さらに、非居住者は、株式資本（または議決権）の10%以上を取得する、または10分の1の株式保有基準をまたぐ15,000,000ユーロ以上の取引を行う場合は、フランス銀行に対して届出 (*déclaration statistique*) をしなければならない。

(2) 為替管理

フランスの現行の為替管理規制によれば、フランスの会社から非居住者に送金される額には特に規制はない。もっとも外国為替管理に関する法令および規則は、フランス居住者から非居住者への資金の支払および送金については、正式な認可を受けた仲介人を通して行わなければならないこととされている。フランスでは、すべての登録銀行およびほぼすべての金融機関が認可を受けた仲介人である。

3【課税上の取扱い】

(1) 株式に関する課税

以下は、当社の株式を保有または処分する場合におけるフランスの主要な課税関係の概要である。当該概要は（i）日本において所得税、法人税を支払う義務のある個人または法人であり、（ii）1995年3月3日付の所得に対する租税に関する二重課税の回避及び脱税の防止のための日本国政府とフランス共和国政府との間の条約（以下「日仏租税条約」という。）および2007年1月11日付の日仏租税条約を改正する議定書により邦人居住者として取り扱われ、（iii）当社の株式資本の10%未満を保有し、（iv）フランスにおいて事業を行いまたは人的役務を履行するための恒久的施設および固定施設のいずれかに関連して株式が保有されるものでない場合（以下「日本の株主」という。）に関連するものである。

以下の記載は概略を説明することのみを目的とするものであり、特定の状況下において関連し得るフランスの税法上のあらゆる観点からの検討を行うものではない。当該概要は、とりわけ、パートナーシップや外国政府、国際的機構、外国の公共団体、年金基金、銀行その他証券会社や為替会社といった金融機関を含む非課税主体、または税務上の居住者となっている以外の国において事業拠点を有する主体といった特別の規制に服する株主に関する課税上の取扱いについて検討の対象とするものではない。

以下の概要は、本書提出日現在有効なフランスおよび日本の法律ならびに日仏租税条約および税務当局の規則に依拠するものであり、変更（遡及効が生じる可能性もある）または異なる解釈があり得るものである。

当社の株式を購入する予定のある投資家は、その個別の事情（州、地域、その他の国内法の影響を含む。）を十分に考慮の上、その株式の購入、所有、処分に伴う課税上の取扱いについて、自己の税理士に助言を求められたい。

① 株式の売却または処分の際の課税関係

日本の株主がその持株を売却または処分する際には、譲渡収入についてフランスの税制は適用されない。ただし、（i）譲渡人が売却または処分を行った課税年度において、直接もしくは間接的に、または単独でもしくは親族と共同で当社の配当受領権の25%未満を保有する場合または（ii）譲渡人が売却または処分を行った課税年度において、単独でもしくは親族と共同で当社の株式の5%未満を売却または処分した場合に限られる。なお、複数の国の居住者となっている者については、特別な規制が適用される。

当社の株式の譲渡にはフランス金融取引税が課されることになる。かかるフランス金融取引税は、フランスに本店を有し、前暦年度の12月1日にその時価総額が1十億ユーロを超えている上場会社の株式の取得を伴う取引に対して、0.2%の税率で適用される。フランスの経済および予算担当大臣により発布される命令に、かかる金融取引税が適用される会社の各年のリストが記載される。

また、(i) 当社の株式の譲渡にフランス金融取引税が課されず、かつ(ii) 譲渡人が、書面による契約に基づき、当社の株式を譲渡する場合、当該譲渡は登録されなければならない、0.1%の登録税が課されることになる。

② 配当の際の課税関係

フランスでは、配当は税引後利益から支払われる。

フランスの税法では、フランスの非居住者に支払われる配当には、通常30%のフランスの源泉徴収税が課税される。また、フランス国外で、フランス一般租税法 (*Code général des Impôts*) 第238-0のA条に定める意味における非協力国もしくは地域（以下「非協力国」という。）において配当の支払が行われる場合、フランス一般租税法第187-2条に基づき、75%の源泉徴収税が適用される（一部例外もある。）。ただし、2014年2月11日付フランス税務当局によるガイドラインBOI-INT-DG-20-50-20140211第1190号において、フランスと租税条約を締結している国に居住している受益者については、配当の支払が非協力国において行われる場合であっても75%の源泉徴収税は適用されない旨が定められている。適用ある租税条約の規定が適用される。

日仏租税条約によれば、日本の株主は、自らが配当の受益株主であり、かつ下記の手続に従う場合には、10%に減額されるという恩恵を受けることができる。租税条約によれば、日本の株主はフランスで徴収された源泉額について、配当金の受領に関して日本で課される課税の範囲内で税額控除を受けることができる。

日本の株主に支払われる配当金については、一般的に支払日において、租税条約に規定される軽減税率で源泉徴収税が課される（30%の税率で徴収されたフランスの源泉徴収税が租税条約上の税率を上回る部分を後に還付する方法ではない。）。もっとも、日本の株主が、配当支払日までに、2012年9月12日付フランス税務当局による行政ガイドラインBOI-INT-DG-20-20-20-20120912による様式に従った証明書（以下「証明書」という。）を支払代理人に対して提供し、当該軽減税率が適用される資格を取得することが条件となる。

もし日本の株主が配当支払日までに証明書を提出しなかった場合、フランスの源泉徴収税は30%の率で課されることになる。当該日本の株主は、超過して支払った源泉徴収税について、配当金の支払があった年度から2年後の12月31日までに財務省様式5000および5001の書面を支払代理人に提出することにより、その還付を請求することができる。

③ 相続税および贈与税

フランスは、フランス非居住者から相続または贈与によって個人または法人がフランスの会社の株式を取得した際に、資産税および贈与税を課している。

④ 資産税

下記の両方に該当する場合、保有する当社の株式について、資産連帯税として知られる資産税は課されないことになる。

- ・フランスの課税上におけるフランス居住者でないこと
- ・所有する株式について、当社に対する影響を行使できないような場合で、かつ直接、間接を問わず、その所有割合が10%未満であること

⑤ 日本における課税上の取扱い

「第8 2（4）本邦における配当等に関する課税上の取扱い」を参照。

(2) 社債に関する課税

以下は、(i) 日本国の税法上および日仏租税条約上の日本国の居住者、ならびに(ii) 日仏租税条約の恩恵を受ける資格を有する者による当社が発行した社債(以下「本社債」という。)の取得、保有および処分に関するフランスの租税上の重要な結果の要約である。

以下の記述は一般的な概要であり、特定の状況にある本社債の社債権者(以下「本社債権者」という。)に関連し得るフランスの税法および日仏租税条約の全体像を示すことを意図していない。

① 本社債の利息に対する課税

2010年3月1日以後に発行された本社債について

フランスの2009年予算修正法(*Loi de finances rectificative pour 2009*)第3号(フランス税務当局により、同局の公式ガイドライン(2014年2月11日付BOI-INT-DG-20-50-20140211)において解釈される2009年12月30日付法第2009-1674号(以下「予算修正法」という。))の導入後、2010年3月1日以後に発行された本社債(2010年3月1日より前に発行された本社債と併合(フランス法の意味における統合)され、1つのシリーズを構成するフランス一般租税法第131条の4の規定の恩恵を受ける本社債を除く。))について発行体が行う利息その他の所得の支払は、当該支払がフランス国外の非協力国(上記に定義される。))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、本社債権者の税務上の居住地にかかわらず75%の源泉徴収税が適用される(例外もあり(一部は下記に規定される。))、日仏租税条約の有利な規定に従う。)。非協力国の一覧は、省令により発行され、毎年更新される。

上記にかかわらず、予算修正法は、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生じさせるものではないことを発行体が証明できる場合、非協力国に居住もしくは定住する者に関連する支払がなされるという事由、またはかかる非協力国において支払がなされるという事由のみでは、フランス一般租税法第125のA条IIIに定める75%の源泉徴収税が適用されない旨を規定している(以下「例外規定」という。))。本社債が以下に該当する場合、2014年2月11日付BOI-INT-DG-20-50-20140211第990号、2014年2月11日付BOI-RPPM-RCM-30-10-20-40-20140211第70号および2015年3月20日付BOI-IR-DOMIC-10-20-20-60-20150320第10号に基づき、フランス税務当局によって発行された公式ガイドラインに従い、発行体による本社債の発行の目的および結果の証明がない場合であっても、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国間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、証券決済、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。)の決済業務が認められた場合。

2010年3月1日以後に発行された本社債のうち、2010年3月1日より前に発行された本社債と併合(フランス法の意味における統合)され、1つのシリーズを構成するものについて

2010年3月1日以後に発行された本社債のうち、2010年3月1日より前に発行された本社債と併合(フランス法の意味における統合)され、1つのシリーズを構成するフランス一般租税法第131条の4の規定の恩恵を受けるものに係る利息その他の所得の支払については、フランス一般租税法第125のA条IIIに定める源泉徴収税が免除される。

フランス税務当局の公式ガイドラインである2014年2月11日付BOI-RPPM-RCM-30-10-30-30-20140211第100号に基づき、ユーロ建てであるかその他の通貨建てであるかを問わず、2010年3月1日より前に発行された非協力国の債券で、支払がフランス国外で行われる場合にも例外措置が適用され、フランス法上の債券、または2014年2月11日付BOI-RPPM-RCM-30-10-30-30-20140211第50号を参照し、フランス税務当局によって発行された公式ガイドラインに定める意味における譲渡性証券(*titres de créances négociables*)、またはフランス法もしくは外国の法律に基づいて発行され、フランス税務当局により同様の分類に該当すると判断されるその他の債務証券を構成するものは、上記で言及されるガイドラインに従い、フランス一般租税法第131条の4の規定の適用においては、フランス国外で発行されたものとみなされる。

さらに、2010年3月1日以後に発行された本社債で、2010年3月1日より前に発行された本社債と併合(フランス法の意味における統合)され、1つのシリーズを構成するものについて発行体が行う利息その他の所得の支払は、非協力国において支

払われること、または非協力国に設立された者もしくは居住する者に対して発生するかもしれない支払われることのみを理由に、フランス一般租税法第119条の2に定める源泉徴収税の対象とならない。

② 譲渡所得税

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

③ 日本における課税上の取扱い

日本国の居住者および内国法人が支払を受ける本社債の利息および本社債の償還により支払を受ける金額が本社債の発行価額を超える場合の差額（以下「発行差益」という。）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。なお本社債の譲渡によって生ずる所得については、その譲渡人が法人である場合には益金となるが、個人である場合には一定の場合を除いて日本国の租税は課せられない。上記にかかわらず、日本国の居住者が2016年1月1日以後に支払を受ける本社債の利息、および日本国の居住者が2016年1月1日以後に本社債を譲渡または償還を受けたことにより生ずる所得は、申告分離課税の対象となる。

日本国の非居住者および外国法人が支払を受ける本社債の利息および発行差益には、原則として日本国の租税は課せられない。なお、日本国の非居住者および外国法人が本社債を日本国内において譲渡したことにより生ずる所得については、譲渡人が日本国内に恒久的施設を有する外国法人である場合を除いて、原則として日本国の租税は課せられない。ただし、かかる外国法人の納税義務は、適用される租税条約の規定により、さらに限定されまたは免除されることがある。

4【法律意見】

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

本書第一部 第1（本国における法制等の概要）の1（会社制度等の概要）から3（課税上の取扱い）（ただし、3（1）⑤「日本における課税上の取扱い」および3（2）③「日本における課税上の取扱い」を除く。）までに記載されているフランス共和国における法令および／または規則に関するすべての事項は、すべての重要な点で真正かつ正確である。

第2【企業の概況】

1【主要な経営指標等の推移】

連結損益計算書からの抜粋

(単位：百万ユーロ (十億円))

12月31日に 終了した年度	2015年	2014年 ⁽⁸⁾ (再表示後)	2014年 ⁽⁷⁾ (再表示前)	2013年 ⁽⁶⁾ (再表示後)	2013年 ⁽⁵⁾ (再表示前)	2012年 ⁽⁴⁾ (再表示後)	2012年 ⁽³⁾ (再表示前)	2011年 ⁽²⁾ (再表示後)	2011年 ⁽¹⁾ (再表示前)
売上高	75,006 (9,274)	73,383 (9,074)	72,874 (9,011)	71,916 (8,892)	75,594 (9,347)	72,178 (8,925)	72,729 (8,993)	65,307 (8,075)	65,307 (8,075)
減価償却費および償却費控除前営業利益 (EBITDA)	17,601 (2,176)	17,279 (2,137)	17,279 (2,137)	16,099 (1,991)	16,765 (2,073)	15,998 (1,978)	16,084 (1,989)	14,939 (1,847)	14,824 (1,833)
営業利益 (EBIT)	4,280 (529)	7,984 (987)	7,984 (987)	8,334 (1,030)	8,411 (1,040)	8,159 (1,009)	8,245 (1,019)	8,452 (1,045)	8,286 (1,025)
連結会社の税引前利益	1,692 (209)	5,433 (672)	5,433 (672)	5,392 (667)	5,322 (658)	4,825 (597)	4,883 (604)	4,672 (578)	4,506 (557)
EDFの純利益	1,187 (147)	3,701 (458)	3,701 (458)	3,517 (435)	3,517 (435)	3,275 (405)	3,316 (410)	3,148 (389)	3,010 (372)

- (1) 2012年に発行された2011事業年度のデータ。
- (2) 2012年に発行された2011年の再表示前データは、雇用後給付に係る数理計算上の損益の会計処理方法の変更の影響について再表示されている。
- (3) 2013年に発行された2012事業年度のデータ。
- (4) 2013年に発行された2012事業年度のデータは、改正されたIAS第19号の遡及適用の影響およびEDF Énergies Nouvellesのストラクチャード・アセット開発・販売 (DSSA) 事業の一環としての発電資産の処分に係る表示の変更の影響を反映するために再表示されている。
- (5) 2014年に発行された2013事業年度のデータ。
- (6) 2014年に発行された2013事業年度のデータは、IFRS第10号およびIFRS第11号の遡及適用の影響を反映するために再表示されている。
- (7) 2015年に発行された2014事業年度のデータ。
- (8) 2014年12月31日現在の正味ショート・ポジションを示す、電力卸売市場におけるEDF Energyの取引（トレーディング業務を除く。）については、509百万ユーロが購入エネルギー費用から売上高に再分類されている。

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日に 終了した 年度	2015年	2014年 ⁽⁸⁾ (再表示後)	2014年 ⁽⁷⁾ (再表示前)	2013年 ⁽⁶⁾ (再表示後)	2013年 ⁽⁵⁾ (再表示前)	2012年 ⁽⁴⁾ (再表示後)	2012年 ⁽³⁾ (再表示前)	2011年 ⁽²⁾ (再表示後)	2011年 ⁽¹⁾ (再表示前)
非流動資産	200,745 (24,822)	195,160 (24,132)	195,202 (24,137)	182,933 (22,620)	183,485 (22,688)	181,758 (22,474)	181,792 (22,479)	163,281 (20,190)	163,026 (20,158)
流動資産	78,196 (9,669)	72,769 (8,998)	72,769 (8,998)	66,832 (8,264)	69,697 (8,618)	68,085 (8,419)	68,085 (8,419)	67,980 (8,406)	67,980 (8,406)
売却目的 保有に分類 された資産	—	18 (2)	18 (2)	1,154 (143)	3,619 (447)	241 (30)	241 (30)	701 (87)	701 (87)
資産合計	278,941 (34,491)	267,947 (33,132)	267,989 (33,137)	250,919 (31,026)	256,801 (31,753)	250,084 (30,923)	250,118 (30,927)	231,962 (28,682)	231,707 (28,651)
自己資本 (EDF持分)	34,749 (4,297)	35,246 (4,358)	35,191 (4,351)	34,207 (4,230)	34,207 (4,230)	26,257 (3,247)	25,858 (3,197)	28,483 (3,522)	30,570 (3,780)
自己資本 (非支配持分)	5,491 (679)	5,419 (670)	5,419 (670)	4,998 (618)	4,663 (577)	4,854 (600)	4,854 (600)	4,189 (518)	4,337 (536)
非流動 引当金	69,973 (8,652)	68,596 (8,482)	68,596 (8,482)	61,470 (7,601)	62,475 (7,725)	61,267 (7,576)	61,688 (7,628)	53,956 (6,672)	51,560 (6,375)
その他の 非流動負債	5,126 (634)	4,956 (613)	100,891 (12,475)	94,110 (11,637)	95,290 (11,783)	99,350 (12,285)	99,350 (12,285)	93,925 (11,614)	93,925 (11,614)
流動負債	60,239 (7,449)	57,795 (7,146)	57,892 (7,158)	56,134 (6,941)	57,877 (7,156)	58,307 (7,210)	58,319 (7,211)	51,003 (6,307)	50,909 (6,295)
売却目的 保有に分類 された資産 に関連する 負債	—	—	—	—	2,289 (283)	49 (6)	49 (6)	406 (50)	406 (50)
自己資本 および 負債合計	278,941 (34,491)	267,947 (33,132)	267,989 (33,137)	250,919 (31,026)	256,801 (31,753)	250,084 (30,923)	250,118 (30,927)	231,962 (28,682)	231,707 (28,651)

- (1) 2012年に発行された2011事業年度のデータ。
- (2) 2012年に発行された2011年の再表示前データは、雇用後給付に係る数理計算上の損益の会計処理方法の変更の影響について再表示されている。
- (3) 2013年に発行された2012事業年度のデータ。
- (4) 2013年に発行された2012事業年度のデータは、改正されたIAS第19号の遡及適用の影響およびEDF Énergies Nouvellesのストラクチャード・アセット開発・販売 (DSSA) 事業の一環としての発電資産の処分に係る表示の変更の影響を反映するために再表示されている。
- (5) 2014年に発行された2013事業年度のデータ。
- (6) 2014年に発行された2013事業年度のデータは、IFRS第10号およびIFRS第11号の遡及適用の影響ならびにその他の債権および債務における流動・固定配分の変更を反映するために再表示されている。
- (7) 2015年に発行された2014事業年度のデータ。
- (8) 2014年の比較数値は、IFRIC第21号の遡及適用の影響を反映するために再表示されている。

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	2015年	2014年	2013年 ⁽¹⁾ (再表示後)	2013年 (再表示前)	2012年	2011年
営業活動によるキャッシュ・フロー (純額)	12,730 (1,574)	10,625 (1,314)	10,865 (1,343)	11,189 (1,384)	9,924 (1,227)	8,497 (1,051)
投資活動によるキャッシュ・フロー (純額)	△18,839 (△2,329)	△12,393 (△1,532)	△11,707 (△1,448)	△12,275 (△1,518)	△14,410 (△1,782)	△6,791 (△840)
財務活動によるキャッシュ・フロー (純額)	5,574 (689)	1,223 (151)	896 (111)	1,011 (125)	4,657 (576)	△1,591 (△197)
現金および現金同等物の純増加/(減少)額	△535 (△66)	△545 (△67)	54 (7)	△75 (△9)	171 (21)	115 (14)

(1) 2014年に発行された2013事業年度のデータは、IFRS第10号およびIFRS第11号の遡及適用の影響を反映するために再表示されている。

純負債額に関する情報

(単位：百万ユーロ (十億円))

12月31日に終了した年度	2015年	2014年	2013年 ⁽¹⁾ (再表示後)	2013年 (再表示前)	2012年	2011年
借入金およびその他の金融負債	64,183 (7,936)	55,652 (6,881)	51,637 (6,385)	53,313 (6,592)	59,932 (7,411)	50,034 (6,187)
負債のヘッジに使用されたデリバティブ	△3,795 (△469)	△3,083 (△381)	128 (16)	176 (22)	△797 (△99)	△834 (△103)
現金および現金同等物	△4,182 (△517)	△4,701 (△581)	△5,096 (△630)	△5,459 (△675)	△5,874 (△726)	△5,743 (△710)
売却可能金融資産－流動性の高い資産	△18,141 (△2,243)	△12,990 (△1,606)	△12,566 (△1,554)	△12,548 (△1,552)	△10,289 (△1,272)	△9,024 (△1,116)
RTEおよび被共同支配子会社への貸付金	△670 (△83)	△670 (△83)	△670 (△83)	△1,005 (△124)	△1,397 (△173)	△1,400 (△173)
純負債額 ⁽²⁾	37,395 (4,624)	34,208 (4,230)	33,433 (4,134)	35,462 (4,385)	41,575 (5,141)	33,285 (4,116)

(1) 2014年に発行された2013事業年度のデータは、IFRS第10号およびIFRS第11号の遡及適用の影響を反映するために再表示されている。

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

2【沿革】

EDFは、1946年に設立された。1946年以前、電力分野は、フランス全土の多くの地域会社によって発展を遂げていた。1930年代末、約200社の発電会社、約100社の送電会社および1,150社の配電会社が存在した。

1946年、電力およびガス分野は国有化された。1946年4月8日付法律によりEDFは商工業公益企業体として設立され、電力およびガス産業（IEG）に関する特別な地位を付与された。この法によっても一定数の非国営の配電会社（DNN）および地方配電会社（ELD）が生き残った。

1946年から2000年までの期間に、当グループの産業基盤は発達した。当初は、石炭を燃料とする火力発電所を有し、石油および水力発電所と続き、特に1952年にティグネおよび1960年にセール・ポーンソンにダムが建設された。1963年、フランスのエネルギー分野の独立を、原子力を用いて確保するというフランス政府の決定に基づき、EDFは、シノンに最初の商業用原子力発電ユニット（70MW）、天然ウラングラファイトガス（UNGG）系の最初の発電機6台（その建設は1972年まで続いた。）の運転を開始した。1973年および1979年の石油危機は、火力から原子力への変換を加速させる結果となった。1969年、UNGG系は加圧水型原子炉（PWR）系に替えられ、PWR系は新しい発電所の34基の合計900MW系列発電ユニット（建設は1988年まで続いた。）、20基の合計1,300MW系列発電ユニット（建設は1994年まで続いた。）、ならびに2000年および2002年に運転を開始した4基の合計1,450MWのN4発電ユニットに使用された。

1990年代初め、EDFは国外で著しい拡大を遂げ、具体的には1998年12月、London Electricity（2003年6月30日にEDF Energyと名称を変更した。）の100%の株主資本を取得した。この方針はさらに続き、2001年、EnBWの株主資本の20%（2005年までには45.01%に引き上げた。）を取得し、2001年にはIEB Consortiumはイタリア企業Edisonの株式持分（63.8%）を取得し、この63.8%のうち、EDFは18.03%を所有した。2002年、London Electricityは、英国の東部および南東部の配電会社2社それぞれにおいて、EPN Distribution Plc.およびSeeboard Plc.の株主資本100%を取得した。

フランスにおいて、近年の主要な発展は欧州規則によって推進された市場の自由化であった。1999年2月、市場の20%（もしくは100GWh）を占める年間の電力消費量を超える施設が、供給業者を選択する資格を得た。有資格の閾値はその後段階的に低下した。2000年5月に、市場の30%が、その後、2003年2月に市場の37%が自由競争に門戸を開いた。2004年7月、全市場の69%にあたる非住宅用顧客の市場全体が自由化された。2007年7月以降、市場は住宅用顧客を含め、完全に自由化されている。

同時に、自由市場が効率的に機能するための機関が設置された。フランス電力規制委員会（後のエネルギー規制委員会（*Commission de Régulation de l'Énergie*またはCRE））が、2000年5月に設立された。同年、市場のすべての事業者に対して、公平なアクセスを保証するために、EDFは、高圧および超高圧公共送電網を管理する独立したグループ内企業としてRéseau de Transport d'Électricité（2005年にRTE EDF Transportの名称でEDFの完全子会社となり、後にRTE Réseau de Transport d'Électricitéと名称を変更）を設立した。2000年、当グループは、取引のスペシャリストであるルイ・ドレフュス氏とともに、商事会社としてEDF Tradingを設立した。2003年に同社はEDFの完全子会社となった。2001年、EuronextおよびEDFを含む電力市場の様々な工業および金融業者が、フランスの電力取引所Powernextを設立した。2001年、EDFが、EnBWに出資することを承認することを条件に、欧州委員会はEDFに対し、競争相手の市場へのアクセスを容易にするため供給量入札システム（仮想発電所、またはVPP）の実施を要請した。2003年、EDFグループはCompagnie Nationale du Rhôneの株式をSUEZ（現在のEngie）に売却した。

2004年11月20日、2004年8月9日付法律に従って、EDFはフランスの株式会社（*société anonyme*）となり、取締役会が設置された。

2005年、EDFおよびA2A SA（IHAEM SpA）は、公開買付けが開始された後、Edisonの共同買収に関する契約を締結した。EDFグループは欧州に再度焦点を当てる戦略を続行し、子会社EdenorおよびLightの支配的持分ならびにメキシコにおける資産を売却した。

EDFは2005年度下半期に新規株式公開を果たした。かかる株式公開は、当社による196,371,090株の新株発行、ならびにEDFの従業員、元従業員および特定の子会社に対するフランス政府による34.5百万株超の株式売却によって実行可能となった。その後、2007年12月3日にフランス政府は、所有する45百万株を売却した。

2006年11月下旬には、EDFグループにより50%を保有されている子会社のEDF Énergies Nouvellesが、株式市場に上場した。

2008年1月1日から、EDFの配電事業は、2006年12月7日付フランス・エネルギー法に準拠した配電事業活動への貢献の結果として、EDFが完全所有することとなった子会社であるÉlectricité Réseau Distribution France（ERDF）により行われている。

2008年から2009年には、EDFグループは、中国の公共事業であるCGNとジョイント・ベンチャーを設立し、最も大きなエネルギー会社の1つである英国のBritish Energyを買収し、米国を拠点とするConstellation Energyの原子力資産の半分近くを取

得したことによって、国際的に原子力の再興において大きな役割を果たした。またEDFは、ベルギーの会社であるEDF Luminusの株式の51%を取得し、2010年にはEDF Luminusにおける持分を63.5%まで引き上げた。

2010年にEDFは香港のCheung Kongグループに対する英国配電網の売却を完了させ、また2011年、ドイツのバーデン・ヴュルテンベルク州にEnBWの45.01%の株式の売却を完了させた。

2011年、EDF Énergies Nouvellesの株式50%を保有した戦略的パートナーシップから10年経過し、EDF Énergies Nouvellesの株式への簡易型の選択型の現金による買付または株式交換の慣行に続く少数株主のスクイズ・アウトによって、その保有が100%まで増加したことにより、EDFは再生可能エネルギーを利用した発電の分野における主要な事業者としての地位を確かなものとした。

A2Aとの戦略的パートナーシップから7年超が経過した2012年、EDFはイタリアで最も歴史の古い電力会社であり、イタリアの電力市場における中心的企業の1つで、欧州において4番目の市場規模であるEdisonを承継した。この取引はガスケーンのすべての段階におけるEdisonの専門性（炭化水素の探鉱および生産から天然ガスの直接販売に至るまで。）を頼りにして、当グループのガス戦略の一環として実施された。

2013年、EDFならびに中欧および東欧におけるチェコの中心的なエネルギー会社であるEnergetický a Průmyslový Holding, a.s. (EPH) は、スロヴァキアの第2位の配電事業者および電力供給業者であるStredoslovenska Energetika a.s. (SSE) の49%の持分をEPHに売却することに関し、最終契約を締結した。

2014年、EDFはアメリカの先駆的な原子力事業者であるExelonに対して、EDF (49.99%) およびExelon (50.01%) により保有されるCENGが所有する原子炉5基の運営管理を行う権利を委譲した。さらに、EDFはCitelumグループを含むフランスにおけるDalkiaのすべての事業ラインを承継し、VeoliaはDalkiaグループの国際事業を承継した。最後に、F2i、EdisonおよびEDF Énergies Nouvellesは、約600MWの設備容量を備え、F2i (70%) ならびにEdisonおよびEDF Énergies Nouvellesが保有する持株会社 (30%) により保有される、再生可能エネルギー分野においてイタリアで3番目の規模の事業会社を設立した。

2015年12月10日、EDF International (EDF I) およびEP Energy, a.s.は、その子会社であるEP Hungaryを通じて、3つのガス火力コジェネレーション（熱電併給）発電所を所有する、ハンガリーに拠点を置くBudapesti Erőmű ZrtにおけるEDFの過半数持分を売却する取引を完了した。

2015年12月21日、EDFおよびMacquarie European Infrastructure Fund IV (MEIF4) は、MEIF4に対してEnergie Steiermark AGにおけるEDFの25%の少数持分を売却する取引を完了した。2015年7月10日、EDFはMEIF4との契約を締結したことを発表した。

3【事業の内容】

(1) 当グループの戦略

① 環境および戦略的課題

既存資産を維持するため、また、より長期的には発電所を刷新するために重要な投資を行うことが必要とされている中、現在、市場および規制環境により欧州の発電会社の経済モデルは抑制されている。

- ・ 欧州における電力需要は抑制されている（2000年から2014年にかけて年間平均+0.6%（出典：IEAの「世界エネルギー予測」、2015年11月））が、政府補助を受けた大型のエネルギー生産設備が送電網に接続された（2010年から2014年にかけて風力+45GW、すなわち+53%（出典：エナデータ））ことから、欧州の発電所において過剰設備が発生している。
- ・ 燃料価格が下落（石油、ガス、石炭）し、下落幅は2015年末において拡大した。
- ・ 二酸化炭素の価格は著しく低く、これは、欧州における低炭素・省エネへの移行目標に矛盾している。
- ・ 結果として、電力市場において価格は下がり、2015年末において、下落幅は拡大した。
- ・ 公的機関が市場環境を変えるための措置を講じない限り、欧州の発電所における過剰設備は続くことがある（英国を除く。）。

これに対し、エネルギー消費は新興市場、特にアジアにおいて急速に増加しており、これによる恩恵をこれらの地域の発電会社は受けている。2013年から2040年にかけて、中国においては年間約+190TWh（平均で年間+2.5%）、アフリカにおいては+50TWh/年（年間+3.9%）となる見込みであるのに対し、欧州連合においては年間+7TWh（年間+0.2%）となる見込みである（出典：IEAの「世界エネルギー予測」、2015年11月）。

欧州においては、フランスおよび英国が、主としてエネルギー効率、再生可能エネルギーおよび原子力を組み合わせた混合施策に、ガスを構成要素に加えることで電力システムに柔軟性が備わるよう考案された低炭素・脱エネルギー依存政策を展開している。フランスにおいては、電力は低炭素への移行手段としても使用されており、英国においては、かかる政策に即した市場モデルが構築された（最低炭素価格、差額決済契約、容量市場等）。

第21回締約国会議（COP21）においてパリで成立した合意では、気候変動に対応するために講じられている対策および欧州域外におけるエネルギー移行の拡大が確認された。

さらに、地域社会および顧客は各々の消費およびエネルギー方針についてより当事者意識を持つことようになることを期待している。これらの期待を受け、エネルギー事業者は新たなソリューションおよびより分散化された新たなモデルを考案することを求められており、電気通信技術およびデジタル技術の革新ならびに新たな用途の出現が後押ししている。

このように、電力業界では、中長期的な社会的動向および技術的動向の影響を受けている最中であって、従来以上に変革が起こっている。かかる変革を背景に、またかかる変革を念頭に置き、欧州の発電会社は投資を削減し、対象を絞った事業、特に再生可能エネルギー、成長分野、配電、電力網およびサービスに集中させている。

したがって、EDFは戦略上の明確な課題に直面している。

- ・ 気候変動への対応において責任ある役割を果たすこと。フランスのグリーン成長に向けたエネルギー移行法および英国の気候変動法で規定されている目標ならびに欧州連合の2020年および2030年のエネルギー・気候変動パッケージにおいてより幅広く規定されている目標の達成に貢献すること。
- ・ 原子力資産の経済的収益率および安全性を確保すること。
- ・ 他社から突出し、発電能力および顧客へのサービスを刷新および拡大するための技術力および経済的能力を備えるために、特にデジタル面での革新を行い、それによりエネルギー安全保障において役割を果たすこと。
- ・ 特にエネルギー貧困、尊厳、責任および倫理に対して結束することおよび対処することにおいて、EDFグループがその事業手法の面で優れた公共サービス事業者であり続けるよう対策を講じること。
- ・ すべての利害関係者のための持続可能な価値を創造する軌道に当グループを乗せるために変革すること。
- ・ 従業員を動員し、各人の発展が当グループの変革に結びつく環境を作ること。

② 戦略的展望

低炭素化の進展を支持する、責任ある能率的な発電会社。これが、CAP2030の戦略によって推進されるEDFグループの目標である。かかる目標は、成長因子の追求を既存資産の最大活用に結びつける3つの優先目標に分けることができる。

- ・ 顧客および地域とのつながり
- ・ 原子力および再生可能エネルギーをバランスよく組み合わせた低炭素発電
- ・ 海外展開

(i) 顧客および地域とのつながり

エネルギーの移行において顧客および地域社会を支えるため、EDFグループは既にその顧客および地域社会のために競争力のある低炭素エネルギー・ソリューションを開発しており、スマート・グリッドにおいて業界のリーダーである。

フランスのエネルギー・サービスにおけるDalkiaを通じた当グループの有利な立場が、エネルギー効率の達成および地元における分散化された発電の発展において企業および地方自治体を支える基盤となるはずである。住宅用顧客向けの一連のデジタル・エネルギー・サービスが2018年までにフランスおよび欧州の主要国で提供され始めることとなっている（特にリアルタイムでの消費量監視）。同時に、新しいデジタル技術および機能、特に下流部門において幾つかの国で提供され始めているスマート・メーター・システムのおかげで、これらの顧客との関係は改善されることとなる。

EDFグループは以下の方法によりエネルギーの移行を達成している。

- ・顧客のための省エネソリューション（断熱、高効率ソリューション、顧客による消費量の制御が可能となる、eバランス（*e.quilibre*）などのデジタル・ツールの展開等）の開発
- ・新しい効率的な電力の使用法が2030年までにフランスにおいて追加で15から30TWh分を占めるよう、かかる使用法による化石燃料の代用に向けた取組み（電気モビリティ、低炭素住宅等）
- ・再生可能エネルギーおよび回収エネルギーを使用する暖房ネットワークの開発および運営
- ・島嶼地域で得られた特有の経験の活用

最後に、再生可能エネルギーの開発、Linkyスマート・メーターの提供の開始および大都市圏の出現により、配電網は電力システムの要となってきている。配電事業者は主要な役割を担っており、これによりエネルギーの移行における推進役となっている。

エネルギーの移行を支援するため、当グループは貯蔵、太陽光、電気モビリティおよび新しい電力網に関する研究および開発を加速している。また、顧客のニーズに最もよく合致するソリューションおよびサービスを顧客に提供するために、当グループは技術革新における努力を倍増させる。

(ii) 低炭素発電：原子力および再生可能エネルギー

大規模低炭素発電施設の分野におけるリーダーであり続けるため、当グループは、再生可能エネルギーの開発の加速ならびに既存の原子力発電所および新規に建設される原子力発電所の安全性および運転能力の確保により、電源構成のバランスをとることを目指している。実際に、EDFの原子力発電所のおかげで、フランスは温室効果ガス排出の抑制において、隣国に大きな差をつけている。

低炭素発電の目標達成には、設備容量を2014年における28GWから2030年には50GWにほぼ倍増させることを目指して、当グループの再生可能エネルギーおよび水力発電の資産基盤を開発することが必要である。フランス国外のこれら資産の開発は、当グループの国際戦略に沿って進められる。

必要な承認を得ることを条件として、EDFは、フランスの原子力発電所が経済面においても炭素の面においても競争力を有していることが事実として証明されたことから、最高基準の安全要件に基づき、かかる発電所の運転期間を40年超に延長するための投資を行う。これに関連して、「グラン・カレナージュ」方針が既に2015年1月22日にEDFの取締役会によって承認されている。英国の既存発電所の運転期間を平均して8年間延長する投資も行われる。当グループは、欧州の発電所の全部または一部を改修する選択を可能とするために、新規に建設される原子力発電所の競争力も確保したいと考えている。責任ある発電事業者として、当グループは、原子力発電所の廃炉の準備ならびにフランスおよび英国にある廃棄物の管理への関与も継続していく。

低炭素発電を優先目標として掲げることに合わせて、EDFは欧州における電力市場構造の変化、特に、低炭素投資の競争力について強い経済的メッセージを発信するために、二酸化炭素の価格の上昇を支持している。

(iii) 海外展開

EDFグループは、公共政策に従って、エネルギー安全保障、経済的競争力の強化および欧州経済の低炭素への移行において役割を果たすことにより、フランスおよび中核国のエネルギー市場における主要なプレーヤーでありたいと考えている。

当グループは、現在、市場価格の低下の影響を著しく受け、成長の見込みが限られている欧州大陸の外に進出することも目指している。これに関連して、当グループは、本業の成長計画において事業パートナーと共に業界経験を活かせる、対象を限定した海外の幾つかの国に注目している。

当グループは、かかる成長に貢献し得るあらゆる分野の専門的知識を結集させる予定である。これには、再生可能エネルギー、エネルギー・サービス、新規に建設される原子力発電所が含まれるが、欧州および世界中におけるその他の工学技術に関する能力（電力網、火力、水力発電等）、取引能力およびガス供給能力も含まれる。

(iv) CAP2030の主要原則

(イ) 移行

当グループは、その課題および従業員の期待を反映した新たな人間像、すなわち、健康および安全性、デジタルおよび新しい仕事慣行、責任および合理化、技能、評価モデルを中心に据えて、従業員を動員している。

かかる人間像の実現を推し進めるため、当グループは、経営管理慣行の改変、組織および作業方法の合理化ならびに学際性の強化および技術革新の促進を行っている。

EDFのデジタル変革は、従業員および社内作業方法においても、顧客向けにも、産業資産の管理および設計においても加速している。

変革プログラムにおけるインプットとしてもアウトプットとしても、パフォーマンスの向上は優先されなければならない。当グループは、他社と同じ水準となるよう、原価管理を強化しており、その手法は、関係する対象（学際的セグメント、運営主体等）に応じて調整されている。

(ロ) 2030年のEDF

CAP2030で掲げられている目標に基づき、当グループは、低炭素エネルギー、顧客のためのサービス、分散化されたエネルギー・ソリューション、原子力および再生可能エネルギーを中心に構築された資産ポートフォリオを展開している。CAP2030の成功に係る重要な要素は以下のとおりである。

- ・主要プロジェクトの管理および新しい原子炉モデルの「設計からコストまで」（すなわち、安全性および競争力の両方を実現する設計）の成功
- ・海外投資の厳選
- ・顧客ポートフォリオのレバレッジ
- ・当グループの作業方法および集团的コミットメントの変革

③ 投資方針

(i) 2015年における投資

当グループは、2014年においては13.7十億ユーロであったのに対し、2015年においては総額14.8十億ユーロとなった総合営業投資プログラムを継続した。開発のための総合営業投資額は、2015年においては5.1十億ユーロを占め、再生可能エネルギー（水力発電を含む。）に係る1.8十億ユーロおよび新規の原子力発電所に係る1.7十億ユーロが含まれる。Linkyおよび資産の処分を控除した新規開発を含む純投資額は、2014年においては11.9十億ユーロであったのに対し、2015年においては総額12.7十億ユーロとなり、その内訳は規制業務（26%）および非規制業務（74%）であった。

非規制分野においては、新規容量（特にフランスおよび英国の再生可能エネルギーおよび新規に建設された原子力発電所）の開発に係る純投資額は3.2十億ユーロとなった。維持管理に係る投資額は総額6.2十億ユーロとなり、フランスにおける原子力発電所の維持管理に係る3.6十億ユーロが含まれる。

フランスにおける純投資額（9.1十億ユーロ）は3.5%増加し、これには過去数年間にわたり当グループが計画してきた産業用施設への投資が反映されている。当グループは、海外投資（3.1十億ユーロ）に向けて引き続き注力しており、特に英国のEDF Energyの子会社を通じては1.8十億ユーロ近く、イタリアの子会社（EdisonおよびFenice）を通じては0.6十億ユーロを投じた。その他事業（特にEDF Énergies Nouvelles、ガス事業およびDalkia）にも0.5十億ユーロが投資され、その対象の多くがフランスに所在していた。

(ii) 2016年から2018年における投資

2016年から2018年までの期間に、当グループは大規模な産業プロジェクトを実現させる予定であり、ダンケルクのLNGターミナルまたはフラマンビル3のEPR（欧州加圧水型原子炉）等の一部のプロジェクトは既に相当程度進展している。当グループは、総合発電事業者としての戦略に従い、また、CAP2030プログラムに照らして、英国で新規に建設される原子力発電所、フランスにおける配電網および再生可能エネルギーに対する投資も継続する計画である。このようにして、当グループの純投資額は2015年において12.7十億ユーロ（すなわち、資産の処分を控除した新規開発を除くと12.4十億ユーロ）となり、ピークを迎えた。これらの投資は、重要プロジェクトの運転が開始されていくにつれて、徐々に減少するはずであり、2018年に最高で10.5十億ユーロ（資産の処分を控除した新規開発を除く。）に達するものと見込まれる。開発プロジェクトの資金調達は、CAP2030戦略に従い、非戦略的資産の売却を通じて行われなければならない。

(2) 当グループの事業の概要

EDFグループは、原子力エネルギー、再生可能エネルギーおよび火力エネルギーの発電、送電、配電、供給、エネルギー効率化およびエネルギー・サービスならびに取引というすべての電力事業に携わる総合的な公益事業会社である。EDFグループは、フランスの電力市場における中心的な事業者であり、欧州（英国、イタリア、中東欧諸国）においても確固たる地位を有しており、これにより当グループは世界における主要電力公益事業会社の1つで、かつ定評のあるガス事業者となっている。

当グループは、2015年12月31日現在、世界全体で134.2GWe（出典：EDF。連結会計方法の基準に基づき計算された数値。）の純設備容量と619.3TWh（出典：EDF。連結会計方法の基準に基づき計算された数値。）の発電量を持つ、世界で最大規模の発電設備の1つを保有している。世界の10大電力供給業者のうち、EDFグループは、原子力発電、水力発電およびその他再生可能エネルギーがその発電構成を占めていることから、その1キロワット時当たりの二酸化炭素の排出量は最も低い（出典：かかる電力供給業者10社により公表されたデータに基づく比較。）。

EDFグループは、全世界で37.6百万件の顧客口座（出典：顧客1人当たり、電気用に1つとガス用に1つの2つの顧客口座を持つことができる。）（その内の27.8百万件がフランス国内）に電気、ガスおよび関連サービスの提供を行っている。

発電は、電力およびガスの販売（「第2 3（2）②販売および供給事業」を参照。）ならびに上流部門／下流部門の最適化（「第2 3（2）③最適化取引業務」を参照。）と同じように競争に晒されている非規制業務である。当グループは、オペレーショナル・リスクおよび市場リスクの最適な管理を通じた顧客へのエネルギー供給を保証するため、また総利益を最大化するために、上流部門（エネルギーおよび燃料の生産および調達）および下流部門（卸売りおよび小売り）の資産ポートフォリオの合同運用管理のための統合モデルを用いている。

さらに、当グループは、送配電等の規制分野においても、積極的に事業を行っている（「第2 3（2）④フランスの規制業務」を参照。）。

① フランス国内の発電事業

2015年以降、フランス本土における発電事業は、原子力発電所部門および火力発電所部門ならびに再生可能エネルギー部門に分かれている。これらの2つの部門に加えて、エンジニアリングおよび新規の原子力発電所建設プロジェクト部門が、フランスおよび国外における当グループの新規の原子力資産の開発プロジェクトの責任を負っている。これら3つの部門は、欧州の主要な発電所を運営するために必要なすべての専門知識およびプロジェクトの推進者を有しており、その開発および持続可能性を確保し、これらの3つの分野においてグループ全体へその技術および産業の専門知識を提供している（「第2 3（2）⑤EDFグループの国際事業」も参照。）。

発電所の優位性

当グループの発電所は、以下の重要な優位性を有する。

- ・原子力および水力発電施設に起因する、可変発電コスト（可変発電コストは、発電されたエネルギー量により直接的に変動するすべてのコストである。電力発電の可変コストは、主に燃料コストである。）が変動しにくく、炭化水素および炭素市場の変動に対するエクスポージャーが限定的である競争力のある発電構成。
- ・EDFの下流ポートフォリオの需要（最終顧客、代替供給業者への販売、卸売市場での販売等）を十分に賄うことのできる様々な発電手段。発電所の様々な構成要素の利用は、随時最も可変コストの低い発電手段を優先させることによって管理される。河流水力発電所は基礎発電として使用される。原子力発電所は、その低い可変発電コストにより、ベースロード発電およびミッドメリット発電に使用される。調整可能な水力発電（ダム由来）および火力発電所は、ミッドメリット発電およびピークロード発電に使用される。
- ・EDFがその耐用年数にわたり完全に管理する、原子力発電所の標準化された重要な施設。さらにEDFは発電所の耐用年数を延長し、技術的な性能を向上させるべく取り組んでいる。
- ・厳格化する環境規制の流れにおいて原子力および水力発電施設が大部分を占めていることにより、95%を超える二酸化炭素排出のない発電所。
- ・大陸平野部と半島（イタリア、スペインおよび英国）間の電力交換の中継点にあたる地理的な位置。

発電所の構成および特性

2015年12月31日現在において、フランス本土（コルシカ島およびフランス海外県については、「第2 3（2）④ (iii) 島部エネルギー・システム」を参照。）に95.2GWの総設備・発電容量を有するEDFは、主要欧州諸国（ドイツ、イタリアおよびスペインを含むENTSO-E（欧州送電系統運用者ネットワーク）35の加盟地域（この計算は、当年の統計を翌年の4月30日にのみ入手できるため、2014年のENTSO-E統計に基づき行われている。））における総設備容量の10%近くを占める、欧州最大の発電設備を保有している。

2015年、フランスにおいてEDFの発電所の発電量は、揚水発電にかかる水力発電量を除き455.7TWh、また揚水発電にかかる水力発電量を含めて462.5TWhであった。

2015年12月31日現在、フランス本土におけるEDFの発電容量は、以下のとおりである。

- ・加圧水型原子炉（PWR）型の58基の原子力ユニット（ユニットとは、原子炉、蒸気発生器、タービン、発電装置、補助装置およびこれら収納する建物を含む発電ユニットとして定義されている。）。これらのユニットは、900MWから1,500MWまでの発電容量を有し、19か所に散在しており、その平均運転年数は30年である。
- ・稼働中の27基の火力発電ユニットがあり、その平均運転年数は約24年である。
- ・水力発電ユニットは433基であり、その平均運転年数は（計算上）71年である（「第2 3（2）①（iv）（イ）フランスにおける水力発電」を参照。）。
- ・フランスにおけるEDF Énergies Nouvelles（「第2 3（2）①（iv）（ハ）EDF Énergies Nouvelles」を参照。）の風力発電設備およびフランスにおけるTiruグループ（「第2 3（2）⑥（i）（ハ）Tiru」を参照。）の焼却所。
- ・当グループの子会社のSHEMA（100%）、FHYM（98.82%）およびCERGA（ドイツの電力会社であるEnBWと50／50の対等所有）を通じて所有する水力発電所81基。これらの発電所は、2015年において合計で設備容量が約184MWおよび発電量が約951GWhであった（発電量および設備容量は持分にに応じて比例按分で表示されている。）。

（i）原子力発電

EDFの原子力発電所による発電量は、2015年において、揚水発電量を除くEDFの総発電量の91.4%であった。

（イ）EDFの原子力発電所

EDFのPWRモデルは、発電可能電力により3系列に分類される。

- ・平均運転年数が34年、電力容量が約900MWの34基からなる900MW系列（総電力容量30,770MW）
- ・平均運転年数が27年、電力容量が約1,300MWの20基からなる1,300MW系列（総電力容量26,370MW）
- ・平均運転年数が15年、電力容量が約1,500MWの4基からなる最新型のN4系列（総電力容量5,990MW）

合計58基がEDFの所有する19か所の施設で稼働中であり、2015年12月31日現在、これらの合計設備容量は63,130MWである。40年を超える技術的な予想耐用年数（会計上の基準期間および最初の原子力ユニットの設計に対応する。）に対して、平均使用年数が約30年であるEDFの原子力発電所は、世界中に設置された発電所の平均水準である。

2015年末現在、これらのユニットの稼働時期および直近の10年点検（VD）の時期は以下のとおりである。

ユニット	稼働年	直近の 10年点検 終了年	次回の 10年点検	ユニット	稼働年	直近の 10年点検 終了年	次回の 10年点検
フェッセンハイム1	1978	2009	VD4	グラブリンヌ6	1985	2007	VD3*
フェッセンハイム2	1978	2011	VD4	クリュアス3	1984	2014	VD4*
ビュジョイ2	1979	2010	VD4	クリュアス4	1985	2006	VD3
ビュジョイ3	1979	2013	VD4*	シノンB3	1987	2009	VD3
ビュジョイ4	1979	2011	VD4	シノンB4	1988	2010	VD3
ビュジョイ5	1980	2011	VD4	パリュエル1	1985	2006	VD3
ダンピエール1	1980	2011	VD4	パリュエル2**	1985	2005	VD3
グラブリンヌ1	1980	2011	VD4*	パリュエル3	1986	2007	VD3
グラブリンヌ2	1980	2013	VD4*	パリュエル4	1986	2008	VD3*
トリカスタン1	1980	2009	VD4	サンタルバン1	1986	2007	VD3
トリカスタン2	1980	2011	VD4	フラマンビル1	1986	2008	VD3*
ダンピエール2	1981	2012	VD4*	サンタルバン2	1987	2008	VD3
ダンピエール3	1981	2013	VD4*	フラマンビル2	1987	2008	VD3*
ダンピエール4	1981	2014	VD4*	カットノン1	1987	2006	VD3
トリカスタン3	1981	2012	VD4	カットノン2	1988	2008	VD3
トリカスタン4	1981	2014	VD4*	ノジャン1	1988	2009	VD3
グラブリンヌ3	1981	2012	VD4*	ベルヴィル1	1988	2010	VD3*
グラブリンヌ4	1981	2014	VD4*	ベルヴィル2	1989	2009	VD3*
ブライエ1	1981	2012	VD4*	ノジャン2	1989	2010	VD3
ブライエ2	1983	2013	VD4*	パンリー1	1990	2011	VD3
ブライエ3	1983	2015	VD4*	カットノン3	1991	2011	VD3

ブライエ4	1983	2015	VD4*	ゴルフシュ1	1991	2012	VD3*
サンローラン1	1983	2015	VD4*	カットノン4	1992	2013	VD3
サンローラン2	1983	2013	VD4*	パンリー2	1992	2014	VD3*
シノンB1	1984	2013	VD4*	ゴルフシュ2	1994	2014	VD3*
クリュアス1	1984	2015	VD4*	ショーB1	2000	2010	VD2
シノンB2	1984	2006	VD3	ショーB2	2000	2009	VD2
クリュアス2	1984	2007	VD3*	シボー1	2002	2011	VD2
グラブリンヌ5	1985	2006	VD3	シボー2	2002	2012	VD2

*ASN（原子力安全当局）による原子炉の稼働継続の適合性の確認待ち（ASNは、その他の操業停止後同様に、原子炉を再稼働するための承認を与える必要があり、また適合性が認められる場合には、その後の10年に係る稼働継続の条件を決定する技術面での提言を行う。）。

**パリュエルのユニット2について、3回目の10年点検が現在行われている。

EDFの第1世代設計の発電所は徐々に停止され、現在は廃炉にされつつある（「第2 3（2）①（i）（へ）原子力発電所の廃炉」を参照。）。

発電割当契約

EDFは、欧州の原子力産業の事業者との間に、EDFのフランスの原子力発電所のユニットを背景とした発電割当契約の締結によって、工業的な協力関係を構築してきた。

この発電所において、EDFは、以下の欧州のエネルギー会社との契約に関与する10基の発電ユニット（最大1.5GW）を有している。

- ・EnBW（17.5%）およびスイスの電力グループCNP（15%）と共同所有するフェッセンハイム1－2
- ・EnBW（5%）と共同所有するカットノン 1－2
- ・Électricité de Laufenbourg（Axpogグループ）（17.5%）と共同所有するビュジョイ 2－3
- ・Electrabel（Engieグループ）（12.5%）と共同所有するトリカスタン 1－4
- ・EDFのベルギーの子会社であるEDF Luminus（3.3%）と共同所有するショーB1－B2

これらの発電割当契約の目的は、建設費用、年間営業コスト（上流および下流燃料コストを含む。）、地方税および原子力エネルギーに課税される特別税ならびに廃炉関連費用を共同負担する見返りに、各パートナーが実際に発電された電力のそれぞれの割当分を利用できるようにすることである。これらの取引において、パートナーは発電所（最初の3基が関連する。）の開発において、産業上のリスクをEDFと共有し、発電所の現在の操業に関連する業績上のリスクを負う。一方で、パートナーは操業上の役割は担わない。

さらに、EDFは第2のタイプの発電割当契約（合計でおよそ2GW）に調印し、パートナーが特定の発電所よりかかる発電所の平均実績に基づいた発電量の割当てを得ることを可能にした。かかる契約は主に以下の発電所に関係する。

- ・ショーB1－B2（最新型N4系列）について、Electrabel（21.7%）
- ・カットノン 3－4について、Électricité de Laufenbourg（7.8%）およびCNP（21.8%）

（ロ）原子力発電所の操業および技術的実績

原子力発電とは、その可変コスト、主に燃料関連コストが営業コスト（営業コストとは、以下のとおり規定される。燃料コスト（燃料サイクルにおける下流部門費用を含む。）、営業費用（購入費用、外部サービス費用および従業員費用）ならびに維持管理コスト（費用および投資）。建設関連の投資または廃炉費用は含まない。）の30%未満と低い数値を示す発電方法である。したがって、この運転の段階において原子力発電所の競争力のとこ入れを図るには、発電エネルギー量ならびに固定営業コストおよび維持管理コストの最適化が必要となる。燃料サイクルのとこ入れに関しては、「第2 3（2）①（i）（二）核燃料サイクルおよび関連する問題」に詳しく述べる。

原子力発電所の操業方法

発電サイクルおよび計画的な操業停止

気温に対して非常に敏感であるフランスの季節ごとの大幅な消費変動、整備資材の入手可能性および原子炉燃料の効率的な使用に関わる問題を調整するために、EDFは現在、発電所に12か月および18か月の発電サイクルを採用している。2015年末におけるその区分は以下のとおりである。

- ・28基の900MW系列の運転サイクルは約12か月である。

- ・ 6基の900MW系列、20基の1,300MW系列、および4基のN4系列（1,450MW）の運転サイクルは約18か月である。
これらの運転サイクルの終わりに、炉心に搭載された燃料の一部を交換し、維持管理を行うために、操業停止期間が計画されている。

各発電サイクルの終了時に、以下の2種類の計画的操業停止が交互に行われる。

- ・ 燃料交換のための通常の操業停止。その標準的な期間（標準的な期間は、義務付けられた経常的な維持管理の分量に応じて調整される。）は約35日間であり、簡単な維持管理または定期的な検査もこのタイプの停止期間に行われるが、使用済燃料の排出および新しい燃料との交換が主要な作業である。
- ・ 燃料交換および維持管理のための部分的点検。その標準的な期間（標準的な期間は、義務付けられた経常的な維持管理の分量に応じて調整される。）は約70日間である。

10年ごとに、10年点検の実施のために、発電所は約110日間の標準的な期間中（標準的な期間は、義務付けられた経常的な維持管理の分量に応じて調整される。）停止される。かかる期間の長さは、作業および維持管理プログラムならびに関連する系列によって異なる。10年点検のプログラムの内容には以下が含まれる。

- ・ 操業停止の場合と同様に行う、使用済燃料の排出および新しい燃料の補給。
- ・ 一次回路の水力テスト、貯蔵所の漏洩テスト、原子炉圧力容器の検査作業。
- ・ 10年間の安全性再評価に伴う改良作業。
- ・ 特に主要な部品の修理および交換を含むその他特定の維持管理業務。

10年点検の終了時に、ASNは原子炉の再稼動を許可するか否かを決定し、その後10年間の操業継続に係る条件を定めた技術面での指示を交付する。

EDFの原子力発電所の操業

可変コストが低いため、原子力発電資源は、河流水力およびその他の不可避の再生可能エネルギー、ならびに分散型エネルギー事業者からの購入義務に基づいて購入したエネルギーに続くベースロード発電として第一に使用される資源である。EDFの最終顧客の1年間（夏冬、昼夜を問わず）のエネルギー消費量の変動および国境地帯での相互接続が限定されていることに起因して現状では制約されている卸売市場の流動性によって、原子力はミッドメリット発電にも使用されることとなった。フランスの季節ごとの大幅な消費変動および冬季の消費レベルの大きな変動のため、計画的な原子力発電所の操業停止は、4月から10月の間に集中させることが必要になる。2003年の熱波では、河川における非常に高い温度の影響、とりわけ「川岸の」ユニットの操業状況に関する影響が浮き彫りにされた。これに従い、「川岸の」ユニットについては、冷却能力が気候にさほど左右されないため、7月および8月中のユニットの操業停止数を減らし、最大出力での操業を継続できるように、発電ユニットの操業停止頻度の見直しが行われた。

発電および技術的実績

2015年の原子力発電所による発電量は416.8TWhであって、2014年の発電量から0.9TWhの増加であった。

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

- ・ 稼働率（Kd）（理論上の最大エネルギー、すなわち設備容量が1年を通して常に稼動された場合の発電エネルギーに対する利用可能エネルギー（利用可能エネルギーは、計画的操業停止、故障によるまたは安全上必要な計画外の供給停止および規制点検の実施といった発電所固有の技術的理由によるエネルギー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）
- ・ 利用率（Ku）（利用可能エネルギーに対する発電されたエネルギーの比率）。Ku係数は、環境的および社会的な制約、システム・サービスの供給およびEDFにより実施される（燃料および調整における）最適化を反映する。

2015年において、Kp係数は2014年（75.2%）から増加して75.4%となった。これは、Kdが2014年（80.9%）からほぼ変化のない80.8%であったことおよびKuが93.3%（2014年より0.3ポイント増加）であったことの結果である。

2015年においては以下の特徴が見られる。

- ・ 主要部品の修復および交換に関して2007年に実施された積極的な維持管理戦略による、予想外の供給不足（2014年の2.4%に対して2015年には2.5%）に関する継続的な良好なパフォーマンス。
- ・ 供給停止期間が管理され、予定されていた平均供給停止期間が2013年および2014年間に比べて半分に短縮され、2014年および2015年間で0.4日短縮された。これは、供給停止中の定期的な維持管理の量を安定させ、維持管理作業の準備の質を改善し、また再稼動の管理を強化することを目指して2013年に実施され、それ以降強化された、予定された供給停止を管理するための手続の成果である。

しかしながら、発電所では今後何年かで予定されている大量の作業による供給停止期間の延長を含む大規模維持管理計画が始まり、今後の課題は、この計画および計画の供給停止期間に及ぼす影響を産業的に管理することである。さらに、フランスにおいては電力の季節的な需要が強いことおよび再生可能エネルギーの開発状況を鑑み、課題は変化してきた。今日、EDFの目標は、年間で重要な時期である冬季に90%を上回る原子力発電所が持続的に利用可能であることを含めて、冬季において最大の発電容量を有することである。2015年から2016年の冬季（2015年12月1日から2016年2月14日）には、かかる数値は93.4%に達した。

フランスの既存の原子力発電所に係る投資プログラム

2015年1月22日、EDFの取締役会は、フランスの原子力発電所を改裝し、原子炉の安全性を向上させ、また状況が許せば耐用年数を延長することを目指した大規模な総点検プログラム（「グラン・カレナージュ（Grand Carénage）」と呼ばれる。）について原則的に承認し、この投資プログラムには、現在稼働中の58基の原子炉に対する2025年までの合計最大55十億ユーロ（2013年）の投資が含まれる。この数値は、年間平均1十億ユーロから2十億ユーロの間の追加的な投資とともに、継続的な年間約3十億ユーロの維持管理に係る投資（継続的な維持管理、10年点検および定期安全審査を含む。）を示しており、これは「グラン・カレナージュ（Grand Carénage）」の（大型の部品の改修、中期の蒸気発生器の交換および福島事故からのフィードバックの取り込み等の）特別な性質を反映している。2025年以降、投資は以前の水準へ徐々に回復する見込みである。フランス会計検査院の2016年2月10日の報告書で提示される数値は、2030年までのより長期的な時間の範囲を対象としており、また投資を越え、いくつかの営業費用を含む、より広い範囲を対象としている。両評価は、フランス会計検査院がその報告書で記述するとおり一貫している。実際に、フランス会計検査院の100十億ユーロ（2013年）近くにもなる2014年－2030年の期間の包括的なプログラムにおいて、74.73十億ユーロ（2013年）と見積もられている投資支出と25.16十億ユーロ（2013年）と見積もられている営業費用が区別されている。2014年から2030年の間の投資費用74.73十億ユーロ（2013年）のうち、約20十億ユーロ（2013年）が2026年－2030年の期間に充てられており、これによりEDFグループおよびフランス会計検査院が設定した2つの予測が結び付けられる。かかる指示数値は、かかるプログラムを実施するための解決策の最適化、追加の評価作業およびグリーン成長に向けたエネルギー移行法に基づき規定された複数年のエネルギー計画およびその結果としての戦略計画を考慮した後に、以後確認される予定である。2015年に実施された最適化の作業により、既に本プログラムの2014年－2025年の期間における全体的な費用は51十億ユーロ（現在）へと下方修正され、これは9十億ユーロ（2013年）の減少に相当する。かかる修正は、主に、採用された技術的な解決策の最適化の不斷の努力およびその産業的枠組みの容量を含む最適展開を通じて得られた。

この産業計画は、グリーン成長に向けたエネルギー移行法の目的、複数年のエネルギー計画、フランスの原子力安全当局（ASN）の見解および命令ならびに原子炉が40年を超えて稼働することについての承認手続を遵守した上で、徐々に実施される予定である（「第2 3（2）①（i）（ホ）フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備」を参照。）。

これに従い、EDFはとりわけ、技術的、組織的および人的な活動により、EDFは技術上および産業上の資産を維持し、発展させることを目指し、引き続き多くの作業を行う予定である。交流発電機、変圧器または蒸気発生器といった発電所の主要な部品の修復または交換プログラムを継続して行う予定である。2015年末までには、以下の作業が行われた。

- ・修復が予定されている合計49基のユニットのうち、42基のユニットの交流発電機の固定子が修復された。
- ・主要な変圧器のボールの予防交換のプログラムが継続された。174個のうち78個の主要な変圧器のボール（すなわち約45%）が修復された。
- ・1990年から2015年末までの間に、2015年における1基を含めて27基のユニットにおいて蒸気発生器が交換された。これらのうち、ブライエ3の3基の蒸気発生器の交換は、かかるユニットの3回目の10年点検の際に完了した。これは、この設備の供給業者であるArevaが、その組立てと試運転を考慮して、原子力圧力機器に係る2005年12月12日付命令（「ESPN」命令）により要求されたすべての要件を満たしているという証拠を示すことを見込んで延期された。

経常的な維持管理の組織的な面について、EDFは、予定外の供給停止の発生を減少させるために、信頼性を高め、材料の正常性報告書を作成することを目指したAP913手続（冒頭の用語集を参照。）を継続して展開している。

発電および予定された供給停止の運用管理の強化はまた、各供給停止について、供給停止ユニットの継続的な管理を行う運用センターの体系的な導入を通じて、また新しい情報システムの展開により継続して行われている。最終的な目標は、供給停止における極めて重要な活動を継続的に管理し、技術上の警告に素早く反応することによって、供給停止の平均延長期間を短縮することである。

予定された供給停止の平均延長期間は、2013年および2014年間に於いて半減し、2014年および2015年間に於いて0.4日短縮した。

原子力発電所の産業計画は、1,300MW系列のユニットの第3回および第4回10年点検、900MW系列のユニットの第4回10年点検ならびにN4系列のユニットの第2回および第3回10年点検が行われる際に、2015年以降も継続して行われる予定である。この計画は、福島原子力発電所事故後に認識されたさらなる安全性の向上および施設の稼働期間を40年超まで大幅に延長する

ことを認める変更を具現化する機会を提供する見込みである（「第2 3（2）①（i）（ホ）フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備」を参照。）。

（ハ）環境、原子力の安全性および放射線防護

環境保護

EDFは、ISO 14001認証の管理システムに沿った環境手続を基準として用いており、多くの発電所について2002年に開始され、その後すべての原子力発電所へ拡大された。

放射性廃棄物の管理に関して、2004年以降、極低レベルの廃棄物（VLLW）はオーブのモールヴィーエー処理施設に移動された。低レベルおよび中レベルの廃棄物（LILW）については、EDFはすべての原子力施設において即時の保管を制限する処置を引き続き講じており、2015年4月に溶解オープンが再稼動し現在再度通常どおり運転しているセントラコ工場（EDFグループの子会社であるSOCODEIが所有）に依存している。

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

絶えず存在する原子力安全対策

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

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

- ・設計段階から、設備の実際の操業から生じるものか内的または外的要因により生じるものかにかかわらず、発電所の稼動時に発生し得るリスクを考慮する。
- ・厳格な稼動規則の適用および真の安全性の文化の確立を通じた技術チームの慎重な調査を重ねる態度を基礎とする。
- ・原子炉58基の標準設備に関する経験の集積（1,700年を超える原子炉稼動年数（EDFのPWR発電所の合計稼働年数））を基礎とする。
- ・自動的操業停止の回数を減らすための持続的な努力によって特に体现されている、継続的な改善への取り組みを組み入れる。
- ・故障の修繕を見越し、設備の良好な稼動を維持し、継続的に原料および装置を開発し、安全マージンを再評価しおよび技術の進歩を監視するために、当グループ内の統合された原子力エンジニアリングおよび研究開発を活用するとともに、より効率的な新しい技術を実施し、また廃炉されている敷地における作業を管理する。
- ・技術の発展に強く依存しており、この目標の下、各原子力発電所は、いかなる状況にも対応するために、訓練に使用するシミュレーション装置を備えている。

原子力の安全性は内的および外的な数多くの制御を受ける。フランスにおける原子力施設の外部による安全制御はASNによって実施される。

国レベルでは、以下の2種類の検査が行われている。

- ・ASNによる予定されたまたは抜き打ちの施設の規制点検（2015年にはEDFのすべての原子力施設において473件の点検）
- ・操業中の原子力発電所による安全基準の遵守を強化し、フィードバックおよび新しい知識に基づきかかる基準を再評価するための定期的（10年）な見直しプロセス。かかる目標はその遵守の監視を行うASNによって設定され、EDFは当該目標に合致する解決策を提案し、ASNの承認を得た後にこれを実施する（「第2 3（2）①（i）（イ）EDFの原子力発電所」を参照。）。定期的な安全性再検査は、発電所の耐用年数を延長する重要なステップである（「第2 3（2）①（i）（ホ）フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備」および「第2 3（3）⑥（ii）（ロ）基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。）。

国際レベルでは、定期検査が実施され、世界中の経験を共有することが可能である。

- ・IAEA（国際原子力機関）のOSART（運転管理評価チーム）は、フランス政府の要請に基づき、推奨事項を作成し、良好な業務慣行を奨励するために調査を実施している。とりわけ、最初のEDFの企業内OSARTが2014年に開催され、EDFはIAEAにより定められた基準を完全に遵守しているという判断を下した。
- ・WANO（世界原子力事業者協会）が実施する国際的な「ピア・レビュー」調査が、国際的に最善の業務慣行に照らした安全実績の評価を行うためにEDFの要請で組織された。

EDFはまた、以下の内部統制手続を実施している。例えば、3年から4年に一度、EDFは、各原子力発電所に対して、3週間にわたって約30人の調査官が関与する総合的な安全性評価を行う。また、EDFの会長兼CEOに直属し、会長兼CEOにより指名され

た原子力安全・放射線防護総括監査官は、原子力発電所の総合的な安全性に係る見解を示す年次監査を行い、当社の経営陣に改善策を提案している。

特に、人為的動作を改善するためのEDFの尽力により、ここ数年にわたって自動的操業停止の年間平均数が減少した。この数値は、2015年は合計38回となった。

警告システム

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

- ・EDFが作成した内部緊急時計画
- ・フランス州政府がフランス政府およびEDFと協力して作成した特別介入計画

さらなる効率性を提供し、よって、全住民の保護を向上するために、かかる計画は特に外的リスク（洪水等）および内的リスク（火災等）をも想定している。人々に警告し、情報提供し、人々を保護するシステムの妥当性は、事故シミュレーション実習を通じて、定期的に評価される。毎年、フランスのすべての原子力発電所において、約100回の実習が、すなわちほぼ3日に一度の割合で、実施される。約10回の実習が、ASNの管理の下、全国レベルで行われ、EDFおよび公的機関（具体的には、州政府）も関わる。2015年には、4回の全国レベルの実習が開催された。

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

安全性に関する重大事象

原子力施設の運転時の安全性は、当初の設計段階から考慮され、従業員の意欲を上げる政策および大規模な投資プログラムの実施とともに定期的に監視されている。当グループの原子力の安全性に関する政策はEDFの従業員および下請業者の両方の訓練にも組み込まれている。

統制および監視

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

フランスの原子力施設の安全性はASNが統制する。事象は、7を最も深刻な事象とし、1から7の尺度（INES尺度（国際原子力事象評価尺度））で分類される。原子力の安全上重大でない事象は、「不一致」または「レベル0」と分類される。1987年にフランスでこの尺度が設定されて以来、フランスの原子力発電所において、レベル3（極めて少量の外部放出および規制限度のごく一部の公衆被曝の影響があるとされる重大な異常事象）以上の事象は発生していない。

また、福島での事故後にEDFが追加の安全評価を実施したことに伴い、ASNは、さらなる危機管理システムである原子力事故即応部隊（FARN）の創設を承認した。

2015年の業績

2014年と同様、2015年においても安全性または放射線防護に関する重大事象は、フランスでは記録されず、2年連続でEDFグループでは、INESの2またはそれ以上に分類される重大安全性事象（ESS）は発生しなかった。

2014年に得られた業績に続き、2015年の業績は比較的安定しており、レベル1の事象の平均数は原子炉1基当たり1.16件（すなわち67件）（前年では1.14件）、また、分類されない事象（レベル0）の平均数は、2014年における9.66件に対して、原子炉1基当たり8.88件のESS（すなわち515件）へと減少した。2002年以降、EDFでは、その発電所全体で、最大でもレベル2の事象（安全性制度の重大な不履行に関する異常事象）が年間合計で1件報告されている。

自動的操業停止回数は、原子炉1基当たり0.66回（2014年は0.53回）であった。

2015年の原子力の安全性の詳しい結果は、原子力安全総括監査官が作成する年報に発表され、インターネット上で入手可能である。

放射線防護

現場関係者の努力により、電離放射線の影響からの従業員の保護に関する継続的なパフォーマンスの向上が可能となった。したがって、EDFおよび発電所に関わる外部の企業の両方のすべての従業員の年間集団線量は、10年未満で半分となっている。2015年、平均個人線量は、1原子炉につき0.71人・シーベルト（2015年の年間集団線量は41.2人・シーベルト）である。2015年の集団線量測定結果は、2014年の値（41.6人・シーベルト）に対して下落した。EDFは、今後数年間において稼働中の発電所のための産業計画により生じる作業量に照らして集団線量を制限するために、ALARA（合理的に達成可能な限り低い）方針を積極的に実施している。

EDFはさらに、放射線被爆を、12か月の周期で体全体で20mSvという規制限度を下回るまで下げる努力を続けている。その結果、2015年および12か月の周期を通して、EDFの従業員および請負業者のうち、14mSvを超える個人線量に晒された関係者はいなかった。

今後は、既に達成したレベルを考慮して、最悪の線量測定結果（特に回路の洗浄によるもの）を出した原子力発電所に努力を集中させる必要がある。

(二) 核燃料サイクルおよび関連する問題

EDFのフランス国内の原子炉において使用された核燃料の年間平均基準消費量は、約1,200トン（重金属、天然濃縮ウラン、再濃縮ウラン、プルトニウム）であって、このうち約1,050トンがENU燃料（濃縮天然ウラン）、120トンがMOX燃料（再濃縮されたプルトニウムから生成された燃料）および30トンがERU燃料（再濃縮ウラン）に相当する。

核燃料サイクルは、原子炉におけるエネルギー発電、ならびに燃料の排出および処理を行うための、燃料の供給に関連する、フランス国内外の発電工程のすべてを含む。当該サイクルは、以下の3段階で構成される。

- ・フロントエンド（上流部門）：ウラン鉱からの濃縮物の購入、フッ素化（または転換）ならびに燃料の濃縮および製造
- ・原子炉内での燃料使用における中核サイクル：受領、搭載、操業および排出。燃料は原子炉内に4年から5年とどまる。
- ・フランス国内の原子力発電所におけるバックエンド（下流部門）：放射性物質および放射性廃棄物の持続可能な管理に関する2006年6月28日付のフランスの法律により義務付けられる中間的なプール貯蔵、使用済燃料の再処理、放射性廃棄物の調整、再使用可能な原料のリサイクル、および貯蔵前における処理廃棄物の中間貯蔵

EDFは、燃料サイクルのすべての業務を調整する。一般的に、上流部門および下流部門の業務は、複数年契約に基づき、通常は請負業者または供給業者により行われている。EDFは、原材料の大部分をウラン濃縮物（U₃O₈）として取得した。産業事業者がサービス契約に基づきより精巧な製品への転換（フッ素化、濃縮および製造）を実施し、中核サイクルの業務を提供する。EDFはほとんどの場合において燃料および原料を所有し、サイクルのあらゆる工程を通じて使用する燃料および原料について責任を負う。

フロントエンド（上流部門）

EDFは、フランスおよび英国における原子炉への供給の継続性および安全性を確保するため、契約のポートフォリオおよび燃料サイクルのフロントエンドの様々な段階において備蓄する（天然ウラン、フッ素化および濃縮化された、または濃縮化されないウランならびに貯蔵されている未使用集合体）ことによりサイクルの各段階の業務を全体で統括している。

AREVAグループは、この点において重要な供給業者である（「第3 4（3）依存因子」を参照。）。

天然ウランの供給

EDFに対するウラン供給の大部分は、供給業者および資源の多様化政策を採用している7年間から20年間の長期契約により保証されている。

EDFは2015年に、Kazatompromを含むいくつかの主要な市場の供給業者からの長期的な供給の確保を引き続き行った。

さらに、EDFは2016年2月にAREVAとウラン供給契約を締結し、2020年以降へその供給元の範囲を拡大した。

天然ウラン供給のポートフォリオ契約の指数化方程式には、固定価格（基準価格（インフレを問わない。））および変動価格（市場価格指数に従って指数化される。）が含まれ、最低価格および最高価格により制限される場合がある。その結果、天然ウランの供給コストに対する市場価格の上昇による影響は制限され、軽減される一方で、起こり得る価格の下落からは利益が享受できる。

フッ素化（または転換）

EDFの需要は、AREVAグループのComurhexの工場、ならびにカナダのCameco、米国のConverdynおよびロシアのTenex等国外における他の生産業者により満たされている。

2016年2月、EDFは、その長期的な需要の保障を拡大するために、AREVAと転換サービス供給契約を締結した。

天然ウランのウラン235への濃縮

濃縮サービスの供給に関して、EDFのニーズは、その大部分がUrenco（英国、ドイツ、オランダおよび米国）およびTenex（ロシア）といった濃縮業者から、一定の通貨ベースでは減少しても、主に固定価格契約により確保されている。

2016年2月、EDFは、長期的な供給の確保に役立つ契約をAREVAと締結した。

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の全部または一部を原子炉自体の中でリサイクルすることが可能となった。ウランは使用済燃料の質量の約95%を占める。

この再処理は、天然ウランの著しい供給過剰を考慮したことによる経済的インセンティブの欠如、また新たな産業構造の利用可能性が未決定となったことにより、2013年に停止された。EDFは現在2020年までにこの再処理を再開するための状況について検討している。

再処理ウランは、後に使用するために安定した状態で貯蔵されている。

燃料集合体製造

燃料集合体製造業者であるAREVA NPおよびWestinghouseとの間の契約は、EDFの需要の大部分を満たしており、少なくとも2020年まで条項を保証するために2014年に更新されている。

バックエンド（下流部門）

EDFは、使用済燃料がどうなるか、その処理がどのように行われるか、またそれに伴う廃棄物について、責任転嫁の可能性や時間の制限なく、これに対しての責任を負っている。AREVAは、処理に対して責任を負い、ANDRAは、放射性物質および放射性廃棄物の長期的な管理に関する2006年6月28日付成文法に従い、最終廃棄物の長期的な貯蔵管理に対して責任を負う。

原子力燃料サイクルに関して、EDFは、フランス政府と合意の上、使用済燃料を処理し、プルトニウムをこの処理においてMOX燃料の形態に分離してリサイクルを行う戦略を現在行っている。処理される量は、MOX燃料を積載することのできる原子炉におけるリサイクル可能なプルトニウムの量によって決定される（「同等流量の法則」）。フランスの発電所における原子力ユニットのリサイクル能力では、年間で最大1,100トンの使用済燃料の処理が可能である。

EDFの原子力発電所からの使用済燃料の処理

処理前の使用済燃料は、まずは発電所のプール、その後はラージュにあるAREVAの再処理工場のプールにおいて、冷却プールの中の一時的に貯蔵される。長期間にわたって安全に貯蔵されることが、貯蔵条件として定められている。使用済UO₂燃料が原子炉から排出されてから約10年後、廃棄物からリサイクルできる物質を分離するために、使用済UO₂燃料の処理が行われる。廃棄物はその後調整され、ラージュの敷地の特定の施設において一時的に貯蔵される。

使用済燃料の輸送、処理およびリサイクルに関する2008年から2040年までの期間のEDFとAREVAとの関係は、2008年12月19日に締結された包括契約により構築された。

2015年5月、EDFとAREVAは、2013年－2015年の期間を対象とした実施契約を締結した。また、2016年2月、EDFとAREVAは、2016年－2023年の期間を対象とした実施契約および関連するMOX集合体の供給契約をも締結した。

調整後の最終的な廃棄物の貯蔵

放射性廃棄物は、その特性、放射能のレベルおよび放射性核種の成分の寿命により、高レベル廃棄物（HLW）から低レベル廃棄物（LLW）および中レベル廃棄物（ILW）を経て極低レベル廃棄物（VLLW）までの異なるカテゴリーに分類される。廃棄物は、その放射能が活発な期間が30年超の場合は長寿命（LL）と呼ばれる。

長寿命高レベル廃棄物（HLW-LL）

使用済燃料の処理により、HLW-LLのガラス固化が可能となり、ガラス固化により廃棄物の体積は減少し、高い技術での貯蔵が保証される。廃棄物はその後、ラアーグの特定施設に一時的に貯蔵される。旧天然ウラングラファイトガス（NUGG）発電所の操業および現行のPWR施設における40年間の操業から排出され、この方法で発生した長寿命高レベル廃棄物の体積は、全部で約6,700立方メートルである（2015年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記29を参照。）。

長寿命中レベル廃棄物（ILW-LL）

ILW-LLは、使用済燃料の処理中に分離される燃料集合体の構造物（シェル、ノズル、クラッドの破片等）により構成される。これらは現在、ステンレス鋼製の容器の中に圧縮され、格納されている。NUGG施設の操業および現在のPWR施設の操業期間としての40年間から発生した廃棄物を含むILW-LLの総体積は、約37,000立方メートルとなる見込みである。HLW-LLとは異なり、ILW-LLは熱を発生させないことから最終的な貯蔵前の冷却を要さないため、HLW-LLよりも迅速な貯蔵に適している。

使用済燃料の再処理から得られたHLW-LLおよびILW-LLは、ANDRAの*Centre industriel de stockage géologique (Cigéo)* プロジェクトの一環として現在想定されている深い地層中での貯蔵に関する決定を待つ間、ラアーグの専用施設において一時的に貯蔵される。

長寿命低レベル廃棄物（LLW-LL）

LLW-LL（グラファイトおよび処理済廃棄物）は、旧NUGG原子炉の廃炉により生じる（「第2 3（2）①（i）（へ）原子力発電所の廃炉」を参照。）。この廃棄物は、その寿命を考慮すると、現存の地上の貯蔵施設（後述を参照。）に貯蔵することはできないが、長寿命高レベル廃棄物および長寿命中レベル廃棄物よりも放射能が低レベルであることから、2006年6月28日付法律は、この種の廃棄物が特定の方法で地下に貯蔵できることを規定した。2015年7月、ANDRAは、2013年—2015年放射性物質および放射性廃棄物管理国家計画に関する進捗報告を発表した。かかる報告には、調査を受けている地域（*communauté de communes de Soulaïnes*）における様々な地下成分に関連する安全評価が含まれる。黒鉛廃棄物に関しては、かかる安全評価の結果により、調査を受けている地域における貯蔵への可能性が広がった。

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

短寿命低レベル廃棄物および短寿命中レベル廃棄物（グローブ、フィルター、樹脂等）は、原子力施設およびそれらがれき（コンクリート、くず鉄、断熱材、パイプ等）から生じる。これは、ANDRAが管理するスーレヌ貯蔵センターおよびモールヴィーエー貯蔵センターの表層部分において貯蔵される。その放射能は自然放射能と非常に近いものである。

体積を最小限に抑えるため、一部の廃棄物は、EDFの子会社であるSOCODEIが所有するセントラコ工場において、溶解または焼却により事前処理される。

使用済燃料の管理および放射性廃棄物の長期的な管理に係る将来的な費用の計上

毎年EDFは、フランスにおける核燃料サイクルの下流部門に対し、引当金を設定している（2015年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記29を参照。）。

（ホ） フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備

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

- ・原子力発電所の耐用年数について40年を超えて延長するための技術的条件の実施。
- ・主に日本の福島原子力発電所事故から得た教訓をまとめることによる、継続的な安全性の改善。
- ・経年劣化または老朽化した設備に関する予防策の実施。

稼働中の発電所の40年を優に超える継続した稼働

福島事故後の追加安全評価（ASA）

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

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

最終的に、ASAはまた、下請けに適用される規則の見直しも行った。

これらの分析は、とりわけ1980年代の終わりならびに原子力分野の透明性および安全性に関する2006年6月付法律（TSN法）による成文化（また後にはフランス環境法による成文化）が行われて以降、フランスで実施された定期安全審査により、EDFの原子力発電所全体の安全性の適切なレベルが満たされていることを第一に確認するものであった。EDFはまた、現在の原子力発電所の安全性レベルのさらなる改善に寄与するべく安全システムの規模を決定する際に想定された状況を超えた追加措置をASNに対して提案した。

2012年1月3日に公表された政府に対する意見の中において、ASNは、その技術的支援の分析に基づき、「優先的な原子力施設に係る追加安全評価の後、ASNは、検証された施設は十分な安全性レベルを示しており、したがってそのいずれについても即時の操業停止を要求しないと考えている。」と述べている。同時に、ASNは、「これらの施設の操業を続けるには、現在の安全マージンを超えた範囲で、極端な状況に対処するために、可及的速やかにその頑健性を向上させることが必要とされる。」と考えている。

ASNはまた、「ハードコア」の構想およびFARNシステム（「第2 3（2）①（i）（ハ）環境、原子力の安全性および放射線防護」を参照。）も推奨している。この「ハードコア」は、ASAに関して検証された状況に耐えることができる発電所の構造、システムおよび構成部品からなる。2012年6月26日に、ASNは、福島原子力発電所事故後の行動計画に従った規制上の要件を定めた600超の技術的要件に従うことをEDFに対して義務付ける、19の決定を行った。これらの技術的な規則は、すべての原子力発電所の敷地がいくつかの設備に影響を及ぼすような大規模な事故の発生に対して耐性のある構造および現地の危機管理センターを有さなければならない旨を義務付けている。EDFの発電所にとって、規定の「ハードコア」は、とりわけ2018年までに設置されていなければならない各ユニットの「燃料補給の」電気資源を有していなければならない。その一方で、臨時のバックアップ用ディーゼル発電機が2013年に58基それぞれについて設置された。「ハードコア」の完全な定義は、2014年1月にASNにより発令された技術面での規則に記載されている。

EDFのPWR設備の耐用年数

フランス環境法の規定は、耐用年数の限度を定めていないが、最善の国際的な慣行（安全基準）を考慮して、10年ごとの施設の安全点検を定めている。

900MW系列の第3回10年点検に関連した調査報告の一部として、ASNは、2009年7月初旬に、EDFが900MW系列の原子炉の安全を最大40年間管理する能力が疑われるような一般的問題はない旨を公言した。ASNの包括的見解は、各原子炉に関する決定により補完される。

2015年末には、900MW系列のユニット34基のうち27基が第3回10年点検に合格した。これらのうち9基（フェッセンハイム1および2、ビュジョイ2、4および5、トリカスタン1、2および3ならびにダンピエール1）は、ASNとの情報交換の過程を完了した（ASNの見解および技術面での規則が受領された。）。すべての原子炉について、EDFはこれらの規定に従いASNにより要求された作業を実施し、または実施する予定である。

EDFの産業戦略は、とりわけ第3回10年点検および福島原子力発電所事故後の改善策に関連して行われた多額の投資を考慮に入れ、安全性およびパフォーマンスの面で最良な状態で、40年を超えて発電所を稼働させることである。この目標は、同様の技術を利用する原子炉について世界中で見受けられる傾向に沿っている。EDFは、この目的を達成するために、産業計画および研究開発計画を実行している。新品に交換されるべき主要部品を新しくするための作業が開始され（「第2 3（2）①（i）（ロ）原子力発電所の操業および技術的実績」を参照。）、格納貯蔵庫および原子炉容器といった交換できない設備につき、これらが60年間まで作動できるようにするために、その設備能力を実証するための解決策が研究されている。

ユニットの耐用年数を40年超まで延長するために実施する安全性向上策に関連して、ASNは、2015年4月の恒久的戦略決定グループの会合を受けて、900MW系列の原子炉の4回目の10年点検に関連する安全性の見直しに係る主要な戦略決定について最初の見解を交付し、2018年から2019年にこの再調査の「包括的な」段階に係る最終的な見解を交付し、原子炉ごとに行われている40年超の最終的な利用許可の決定を発表することを表明している。2016年4月20日、ASNはEDFへ、900MW系列のフランス原子炉の耐用年数の潜在的な延長を許可する見込みを示した書簡を送付した。ASNは、EDFグループが提出した、かかる技術を使用した34基の原子炉の使用を40年超へ延長するためのそのアプローチおよび方法論を提示したファイルのレビュー後に、EDFがそのプログラムにおいて選択したトピックが、安全面の問題に対処しており、また、コメントを要しないことを検討する。しかしながら、ASNは、EDFに対して、管理計画の範囲および調査の改善の目標を含むいくつかの側面において、そのプログラムを完成させることを求めた。

原子力安全性という絶対的な最優先事項を尊重しつつ、また複数年のエネルギー計画（「第2 3（2）①（i）（ロ）原子力発電所の操業および技術的実績」を参照。）の一環として、現在の原子力発電所の耐用年数を延長することにより、発電所に相当する産業上のベースをより良く利用することができ、新しい発電所への投資の決定に伴う資金フローを2025年以降へ繰り延べることができ、また新たな発電所の操業開始の時期を拡散することができる。

（ヘ） 原子力発電所の廃炉

EDFは、発電所の廃炉に関し、規制面、財政面および技術面での全責任を負っており、その課題は、廃炉プロセスにより、原子力発電のライフサイクル全体に対する統制を実施することである。

2001年以降EDFによって採用されている基準シナリオは、「容認可能な経済条件で、かつフランス公衆衛生法第L.1333-2条および同法第L.110-1条IIに規定された原則に沿った、できる限り短い期間での」廃炉を規定するフランスの規制（フランス環境法第L.593-25条を参照。）に沿った、待機期間のない廃炉についてのものである。

廃炉に係る規制上のプロセスは、フランス環境法および2007年11月2日付命令第2007-1557号に服する（「第2 3（3）⑥（ii）（ロ）基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。）。特定の敷地については、かかるプロセスに以下の特徴が見られる。

- ・操業停止予定日から少なくとも2年前までの操業停止宣言。
- ・当局による審査および公式の調査を受けて、廃炉を許可する単一の命令によりもたらされた廃炉要請。
- ・廃炉に関する安全基準システムに含まれる、ASNと共同で行う主要な進捗状況の点検。
- ・運営に関わる従業員からは独立し、ASNにより監査されている事業者のための内部承認手続であり、承認された安全基準システムの範囲内での作業開始を許可したもの。
- ・最終的には、作業完了後、基礎原子力施設を統制する法体制から当該施設を除外するための、施設の指定解除。

操業停止となった発電所の廃炉

EDFは、操業停止となった発電所（ショーAにおける加圧水型原子炉（PWR）が1基、ブレンリスにおける重水炉（HWR）が1基、クレイ・マルヴィルにおける高速中性子炉（FNR）が1基ならびにビュジョイ、サンローランおよびシノンにおけるグラファイトガス減速原子炉（NUGG）が6基）に関して、フランス公衆衛生法およびフランス環境法の原則に沿って、廃炉作業に

関連した技術的リスク管理を確保しつつ、できる限り速やかにこれらを完全に廃炉とすることを選択した。当該敷地は引き続きEDFが所有し、EDFの責任下および監督下に置かれる。

責任ある所有者として、EDFは、廃炉に関し、委託機関として行為する。

最終的に操業停止したEDFの第1世代ユニット9基の廃炉は、約1百万トンの一次廃棄物（うち80%が標準廃棄物であり、高レベル廃棄物は存在しない。）を発生させる。残りの20%は、極低レベルから中レベルの廃棄物により構成され、ILW-LL（Cigéo深地層貯蔵計画）および長寿命LLW-LLの貯蔵施設の利用を必要とする長寿命廃棄物が約2%含まれる。

短寿命VLLWおよびLILWの除去に係る既存の方法は、以下の手順によって補完される予定である。

- ・放射性廃棄物のパッケージングおよび中間貯蔵施設（*Installation de conditionnement et d'entreposage des déchets actifs*またはICEDA）を建設するプロジェクトがビュジョイの敷地において実施中である。同施設の操業開始予定日は、2017年半ばに設定されている。
- ・LLW-LL貯蔵センターは、放射性物質および放射性廃棄物の長期的かつ持続可能な管理に関する2006年6月28日付法律により定められている。2008年におけるANDRAによる最初の敷地調査で結果が得られなかったことを受け、2012年末に政府に対して報告書を提出した後、ANDRAは2013年に調査を再開し、2015年7月に、2013年から2015年までの期間についての放射性物質および放射性廃棄物管理国家計画に関する進捗報告書を発表した（「第2 3（2）①（i）（ii）核燃料サイクルおよび関連する問題」を参照。）。同報告書には、調査対象地域の地下の様々な成分に関連した安全性評価が記載されている。黒鉛廃棄物については、調査の結果により、調査対象の敷地に貯蔵する可能性が開けた。

ショーAおよびクレイ・マルヴィルの発電所の廃炉プロセスは継続している。ショーAは、稼働中の58基と同様の技術を利用しているが、より古い構造の加圧水型原子炉である。丘陵の斜面の岩窟の中にあるという原子炉の立地状態は、アクセス条件ならびに材料の搬入および搬出が他の既存のPWR発電所よりも困難であることを意味している。

ブレンリスに関しては、2008年に締結されたCEAとの契約（同契約に従い、CEAはフェニックスの廃炉について全責任を負うこととなった。）に従い、EDFはその廃炉について全責任を負うこととなった。当初の命令の対象に含まれた廃炉作業は、現在進行中である。しかしながら、最終的かつ完全な廃炉作業は、EDFが2011年12月29日に申請した追加的な命令により、承認されなければならない。ASNが表明した見解に従い、原子力安全および放射線防護調査団は、2012年12月にEDFに対して、ブレンリスの完全な廃炉についての許可を求める要請は、ICEDAの建設許可が取り消されているために現在の状況では進めることができないと通知した（「第6 3（2）①EDFに関する法的手続」を参照。）。2014年12月4日付のリヨン行政裁判所の判決では、ICEDAの建設許可の有効性が復活したことにより、EDFは、先の申請を行って以来生じてきた新たな規則、特にINBの規則の適用を考慮して、ブレンリスの完全な廃炉に係る申請についての調査を再開することとなった。

NUGGの6基の原子炉について、EDFの廃炉プログラムには、これらの発電所からグラファイトを直接取り除き、オーブの貯蔵施設（CSA）へ移転させることが含まれている。廃炉スケジュールは、ANDRAが貯蔵センターを利用できるスケジュールに合わせて変更された。

廃炉費用

EDF原子力発電所

発電所の操業開始以降、EDFは、廃炉作業、設備のエンジニアリング、監視および維持管理ならびに現場警備に対する引当金を設定している（「第6 1（1）連結財務書類」の2015年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記29.1.3および注記29.1.5を参照。）。

2003年後半にOECDにより実施された国際的な比較によれば、EDFによる見積額は、その他の国々による見積額と一致している。数件の特別なケース（スウェーデン、日本）を除き、各当事者により計上された費用は実際にはほとんど同等であるが、フランスは平均を10%から15%下回っており、これは主としてPWR発電所の廃炉により合理的に見積られる一連の影響によるものと説明される。

さらに、EDFは、以下の要素を考慮して、国内外のフィードバック（OECD、IAEA、欧州連合等）に依拠している。

- ・見積範囲の差異。
- ・国内事情および規制事情。
- ・異なる通貨単位での見積額を比較するのは困難であること。
- ・€/kWeに基づく比較を用いるのは不適切であること。

EDFのベンチマーキングによれば、フランス国内の発電所の廃炉費用の見積額は、積み立てられた費用の範囲の上限にある。

これらのベンチマークの要素は、加圧水型原子炉（PWR）の廃炉費用に関してDGEC（フランス気象エネルギー総局—*Direction Générale de l'Energie et du Climat*）が委託した監査の一環として、監査を受けた。かかる監査は、2014年7月から2015年8月まで行われた。主な結論は、以下のとおりである。

- ・当該監査は、原子力発電所の廃炉費用についてのEDFによる見積りを全般的に支持する。
- ・監査人は、修正再表示には国家間の比較を行うことが必要であり、設備容量（kWe）当たりユーロで表示された費用を直接比較するのは不適切であることを確認した。
- ・監査人は、廃炉活動においては労働力が重要な要素であり、貨幣的効果の影響を受けないことから、廃炉費用を反映した1年当たりの人員について独自の比較を行った。国際的なベンチマーキングの観点から、DGECの監査は、1年当たりの人員の数値は範囲を均質化するための調整が行われる際に収束するものであり、フランスの見積りは必要額全体の中で最も高い見積りを示すものであると結論づけた。

第三者施設であるラアーグ（AREVA）およびフェニックス（CEA）

施設の廃炉の責務は施設の運営者に課せられることから、EDFはこれらの操業に係る財務的な義務から解放されることを望んでいる。

このように、2010年7月にAREVAとの間で、また2008年後半にCEAとの間で締結された契約では、両当事者による財務上の責任が明確にされている。EDFは、現金を支払った後は、操業停止したフェニックスの発電所およびラアーグの発電所の廃炉に関するすべての資金調達義務から解放された。

（ト） 長期的な原子力コミットメントを満たすための資産（運転サイクルに関するものを除く。）

1999年より、長期的な原子力関連コミットメントを満たすための専用資産が徐々に積み立てられている。フランス環境法第L.594条およびその施行規則により運転サイクルに関連しない引当金が規定され、したがって、かかる引当金は専用資産により賄われなければならない（「第6 1（1）連結財務書類」の2015年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記47.5を参照。）。

（ii） 新たな原子力プロジェクト

（イ） 組織

2015年には、将来に向けての戦略を定めたEDFグループのCAP2030戦略の一環として、新たな原子力プロジェクトおよびエンジニアリング部門が創設された。

同部門は、将来の原子炉の準備、進行中の建設プロジェクトおよび稼働中の発電所の支援において役割を果たしているエンジニアリング・ユニットを集めたものである。同部門には、以下の当グループの重要な優先事項が含まれている。

- ・原子力発電所の新規建設プロジェクト（主としてフラマンビル3およびヒンクリー・ポイントC）の能率を向上させること。
- ・将来の原子炉を準備すること。
- ・効率を高めるために、AREVAチームとより緊密に連携すること。

(ロ) フラマンビルのEPRプロジェクトの進行状況

建設アセンブラのエンジニアリング

フラマンビル3のEPR（欧州加圧水型原子炉）プロジェクトを完了させるために、EDFは、自ら建設アセンブラの任務を遂行している。これは、発電資産の開発、修復および廃炉においてEDFが取った立場に見合った任務であり、その内部のエンジニアリング能力に基づいたものである。この任務によって、発電所の設計および操業、開発プロジェクトの組織、建設スケジュールおよび建設費用、ASNとの関係、ならびに操業上の経験によるフィードバックの直接的統合に関して直接的な統制を維持することが可能である。

原子力安全当局（ASN）への対応

EDFは、2015年3月に、フラマンビル3の稼動許可申請書をASNに提出した。かかる申請書は6月に受理され、追加で必要となる情報を特定しつつ、調査書類に関する技術的な審査が開始された。

同時に、EDFは、2015年3月に、敷地への燃料搬入許可を目的とした一部稼動許可申請書もASNに提出しており、かかる申請書もまた審査中である。

さらに、EDFは、2015年10月に、フランス環境・持続可能開発・エネルギー省に対し、2007年4月10日付建設許可命令に定められたフラマンビル3の稼動開始期限（当初の有効期限は2007年から10年間）を、2020年4月まで延長するよう求める申請書を送付した。

供給契約および業務契約

主要な6本の契約（ボイラー、土木工事、コントロールシステム、パイピング、発電機－コンデンサー－給水所および電気）で占められる建設予算の約70%は、AREVAとの間で締結されたボイラー契約を除き、国際的な入札公告の後に落札された。

機器製造

建設に必要な機器の製造は、現在順調に進んでいる。原子炉部分のほとんどの機器は、2015年に入手された。ただし、その可否基準が製造業者およびASNにより協議中である原子力圧力機器（ESPN）の規制に適合する一定数のバルブおよび安全と分類された機器を除く。

原子炉の容器および蓋の適合性を実証する追加試験プログラムは、ASNにより承認された。また、加圧器バルブの評価についての技術的試験が進行中である（設計評価の最終テストおよびバルブの耐久性テストが行われる予定である。）。

敷地における作業

2014年および2015年に、フラマンビル3の原子炉の建設におけるいくつかの重要な段階が完了したが、これにより試験段階に向けたプロジェクトの移行が進展した。

- ・土木工事が終了した（原子炉建屋の内部ドームおよび外部ドームのコンクリート化ならびにプレストレスの導入が完了した。）。
- ・4つのボイラー・ユニットが搬入され、一次回路が組み立てられた。
- ・EPRの統制室が稼動した。これはEPR原子炉における最初の運転であった。
- ・ポンプ室（特にろ過）および機械室（タービン軸柱の注油システムを含む。）の最初のシステムテスト。
- ・全体的なシステムテストのための、ユニットの指令制御システムの敷地への設置。
- ・ニュークリア・アイランド、とりわけ燃料建屋における浸水およびプールの検査。
- ・主要なディーゼルモーターに加え、最終非常用のディーゼルモーターが運び込まれ、その組立てが開始された。
- ・ニュークリア・アイランドにおける冷却回路の最初の流動性テスト。
- ・フラマンビルの敷地（ユニット1、2、3）の現地危機センターに最初のコンクリートが流し込まれた。フラマンビルは、福島原子力発電所事故後の提言に従った建物のフランスでは系列初のタイプであり、フランスの各原子力発電所の敷地に建設される予定である。

2015年末現在、電気機械アセンブリは大幅に（65%）進行し、従来のアイランドおよびニュークリア・アイランドについて、現場での試験段階が開始された。

2016年3月24日、当グループは、一次回路の機械設置の終了により最初の節目を迎えたことを発表した（「第3 7（8）後発事象」を参照。）。

稼動予定および予算

2015年9月、EDFはフラマンビル3プロジェクトについての新たなスケジュールおよび10.5十億ユーロ（2015年）の建設費用を発表した。

EDFおよびそのパートナーは、稼動までのプロジェクトの業務管理を改善するために、フラマンビルのEPRプロジェクトおよびその組織についての全面的な見直しに着手した。

新たな組織体制が以下のとおり定められた。

- ・新規原子力発電所およびエンジニアリング担当の上級執行副社長ならびにEDFの会長兼CEOに直属する合理的な管理を中心とした、プロジェクトの組織および作業方法についての全面的な見直し。
- ・緊密なリーダーシップ、調整およびプロジェクトの監視を行うために、EDFとそのパートナーを結び付ける新たな方法を設定すること。
- ・建設が最終段階に入り、テストの準備が始まることから、現場での説明責任およびより強力な管理者の立会いを強化すること。
- ・主要な供給業者との新たな契約の枠組み。
- ・原子力安全当局（ASN）との、とりわけ原子力圧力機器に関する新規制についての、対話の強化。

EDFおよびそのパートナーが取り組む新たなロードマップは、プロジェクト管理の最適化を目標としている。新しいスケジュールでは、以下の3つの重要な目標が設定されている。

- ・2016年度第1四半期に一次回路の機械設置を完了すること。
- ・2017年度第1四半期に電気機械の設置を完了し、システム性能試験を開始すること。
- ・2018年度第4四半期に初回の燃料充填を行い、原子炉を起動すること。

（ハ） 新たな原子力のその他のプロジェクトの進行

（a） ヒンクリー・ポイントCのEPR

2015年10月21日、EDFおよびChina General Nuclear Power Corporation（CGN）は、サマセットで計画中のヒンクリー・ポイントC原子力発電所の建設および操業に関し、拘束力のない戦略的投資協定をロンドンで締結した。この協定により、プロジェクトが前進し、最終投資判断に向けた下準備を行うことが可能になる。ただし、依然として、特に以下の条件を前提としている。

- ・EDFの取締役会による承認およびCGNの取締役会による承認。
- ・2015年10月21日付協定に基づくすべての契約書面の作成が完了していること。

集中を管理する競争当局その他中国および欧州の政府当局からの承認は、2016年度第1四半期に得られた。

EDF Energyもまた、CGNとの間で、英国における2つの原子力発電所建設プロジェクト（サイズウェルCおよびブラッドウェルB）に関する拘束力のない2つの協定を締結した（「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（e）新規の原子力発電所建設事業」を参照。）。

（b） AREVAとの協定

EDFおよびAREVAは、両者が検討している提携に関する協議の進捗状況を正式なものとする拘束力のない協定を2015年7月30日に締結した。かかる協定は、以下の3項目からなる。

- ・EDFによるAREVA NPの排他的支配権の取得。この点について、EDFは、AREVA NPの過半数の支配権（少なくとも51%）を取得するものとし、AREVAは戦略的提携の一環として最大25%の株式を保有するが、その他の少数のパートナーが参加する可能性がある。このプロジェクトにより、フランス国内の既存の発電所についての「グラン・カレナージュ（Grand carénage）」における最も重要な活動が一層確実なものとなるほか、EDFの経験をフィードバックすることによってエンジニアリング・サービス、プロジェクト管理および一部の製造活動の効率性が改善されることになる。
- ・新規原子炉プロジェクトの設計および管理の最適化を目指した、EDFが80%、AREVA NPが20%保有する専門会社の設立。かかる会社は、プロジェクトの立上段階において提案を作成する戦略的マーケティングの調整を改善すること、より競争力があり顧客のニーズに対応した提案を開発することならびに日本および中国の主要な事業会社との提携の継続を確保しつつ、原子炉の範囲を調整および拡大させることにより、プロジェクトの準備および管理ならびにフランス産業による輸出提案を改善することを目的としている。かかる専門会社は、数か国で試みられ、テストが行われてきた発電事業者／供給業者の統合モデルの一部を形成する。
- ・戦略的かつ包括的な産業パートナーシップの締結。かかるパートナーシップには、例えば、新しい原子炉を輸出向けに販売する際の総合的な提案（燃料集合体および資材）の推進、廃炉分野（手段、方法、専門知識等）および使用済燃料の中間貯蔵（共同での輸出提案）における協力、第4世代の原子炉（ボイラーおよび燃料）のさらなる研究ならびに研究開発における協力が含まれている。

2015年度下半期に行われたデュー・デリジェンスを受けて、EDFの取締役会は、2016年1月27日に開催された取締役会において、EDFによるAREVA NPの事業の排他的支配権の取得に関するAREVAとの協議の結果を検討した。

取締役会は、EDFが買収する予定の事業の最終査定額（AREVA NPの株式資本100%に対して2.5十億ユーロ（デットフリー・キャッシュフリーベース））について同意した。かかる金額は、第一に、取引完了日に作成された財務書類によって上下に調整される可能性があり、第二に、手続完了日後に測定され一定の業績目標の達成度に従って調整される可能性がある（最大で350百万ユーロのアーン・アウトが見込まれる。）。かかる2.5十億ユーロの査定額は、平準化EBITDAの8倍の評価に対応している。

EDFが目指す51%から75%の資本参加について、EDFは、OL3プロジェクトの費用およびリスクからEDFが完全に免れる取決めならびにすべての最終契約書面の作成が完了次第、中央企業委員会との協議および取締役会による許可を得た上で、拘束力のある提案を行う立場となる。

(c) 台山のEPR

EDFは、中国の広東省台山に2基のEPR原子炉を建設および操業するために設立されたTNPJVC (Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited) の株主である。

2015年には、1号機が試験段階に、2号機が大部分を組み立てる段階に入った。

以下の目標が2015年に達成された。

- ・2015年7月：1号機の外部ドームのコンクリート化の完了。
- ・2015年9月：1号機の圧力容器の金型ブロックの完了。
- ・2015年11月：1号機のメイン・ディーゼルモーター4基のうち1基の稼動開始。2号機の外部ドームのコンクリート化の完了。
- ・2015年12月末：1号機の一次回路の水力テストの開始。

1号機全体で試験が進行中であり、2号機の組立ても試験段階への移行が見込まれるなど、プロジェクトの勢いは2016年も継続する予定である。

EDFにおいては、台山プロジェクトにEDFから技術支援を提供し、これらの活動から得られた経験を活用するための体制が整備された。

(d) EPRの新型モデル

2015年初めに、EDFとAREVAは共同で「EPRの新型モデル」（EPR NM）プロジェクトを立ち上げた。かかるプロジェクトは、進行中のプロジェクトからの教訓を取り入れた新第3世代原子炉（改良型EPR）の基本設計の開発を目的としている。

EDFおよびAREVAは、統合計画の一環として、2つのエンジニアリング会社の間に存在する相乗効果を最大限活用するために、プロジェクトを共同で進展させることを決定した。

かかる新型原子炉の設計は、EPRの原子炉に基づいており、第3世代の原子炉の安全目標を満たすものとなる。かかる新型原子炉は、設計の初期段階から福島での事故の教訓およびそこからもたらされたフランス国内外の新たな安全基準を取り入れた最初の原子炉となる予定である。

EPR NMプロジェクトは、進行中のプロジェクトおよび工事から得られた教訓に基づいて、かかる原子炉を最適化することを目的としている。この目標を達成するため、以下の3つの方策が講じられている。

- ・開発のごく最初期から、原子力産業の産業基盤を最大限に活用する産業的見地を取り入れること。
- ・エンジニアリング・チームの効率をより向上させる手段および方法の開発。
- ・一部のEPRの技術的オプションの最適化。

EPR NMモデルは、フランス国内で現在稼働中の原子力発電所の更新において役割を果たすことおよび原子力産業の輸出事業を強化することを目的としている。

(iii) フランス本土における火力発電

2015年、EDFのフランス本土に所在する火力発電所からの発電量は、その全発電量の約1.5%を占めた。平均稼動年数が24年のこの発電設備は、総稼働容量9,970MWを有していた。

火力発電資産は、高い感性および柔軟性（立上りが迅速で、電力調整が可能である。）を有し、長期間にわたり操業停止（待機）を行うことができ、またはすぐさま運転を再開することができ、投資費用が比較的少額で建設期間が短いなど多くの利点を備えている。

さらに、最も近代的な火力発電所は、有効な最新の指令の環境要件を満たしている。

火力発電資産は、生産と消費の均衡をリアルタイムで確保し、電力消費の変動に対応していくためのエネルギー構成における重要な要素の1つである。水力発電設備の一部（貯水池および揚水発電所）とともに、火力発電資産は、ミッドメリット時およびピークロード時の電力要求に対処するために使用される。火力発電資産は顧客のニーズの変化に対応してEDFの発電容量を調整する上で重要な役割を果たす。

（イ） EDFの火力発電所

2015年12月31日現在、EDFが運営する火力発電施設は、燃料および電力の両方に関して、様々な種類から構成されていた。

燃料	ユニット 容量 (MW)	2015年12月 31日現在 稼働 ユニット数	総容量 (MW)	開始年	発電量 (TWh)	
					2015年 12月31日	2014年 12月31日
石炭	580	3	1,740	1983年および 1984年	4.6	5.9
	535	1	535	1974年		
燃料油	585	3	1,755	1968年から 1975年まで		
	685	4	2,740	1976年および 1977年	0.1	0.1
燃料油および 二重燃焼ター ビン	85	4	340	1980年および 1981年		
	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	0.1	0.1
コンバインド・ サイクル・ ガス・タービン	427	1	427	2011年		
	465	2	930	2012年および 2013年	2.0	1.1

(ロ) 火力発電に関する課題

ミッドメリットロード容量需要を満たすための最新の石炭火力発電ユニットの刷新

ミッドメリットロード容量について、最新の（すなわち、最も効率的な）石炭火力発電ユニットを維持することは、競争力のある容量を確保するための最善の解決策である。

特に、最新の600MW石炭火力発電ユニットは、火力発電設備の中で最も燃費が良い（より効率性の高い、臨海にあるユニットおよび大規模容量用地）という利点を有する。その能力は、それらの発電の柔軟性とともにより重要な利点である。それらの設備は、燃焼排ガスの脱硫および脱硝システム（二酸化硫黄排出の90%を削減し、酸化窒素排出の80%を削減する。）ならびにほぼすべての煤塵を捕捉する集塵装置を装備している。これらのプロセスにより、ユニットに2008年以降適用されている環境規制を遵守し、また2015年より実施される予定の新たな規制上の要件を満たすことが可能となった。

これらの石炭火力発電ユニットの改修プログラムは、信頼性および効率性を高めることを目指して、現在進行中である。

しかしながら、環境規制における制限のため（「第2 3（3）⑥（ii）（ハ）化石燃料火力発電に適用される規制」を参照。）、EDFは2015年に最後の5基のユニット（ラ・マクス1および2、ヴィトリー・シュル・セヌ3および4ならびにブシャン1）を操業停止することで、最も古い石炭火力発電所の最終的な操業停止を完了した。全体として、EDFは2013年以降、2,835MWに相当する石炭火力発電所を操業停止にした。

季節ごとの操業停止による燃料油火力発電所の最適化

燃料油火力発電所の非常に低い利用頻度を反映するために、EDFは2014年以降、4月から10月まで、かかる発電所の季節ごとの操業停止（保証付の長期操業停止）を実施している。

EDFはまた、長年にわたってほとんど使用されていなかったアラモンの火力発電所を2016年4月1日付で永久に操業停止することを決定した。

燃焼タービン集中遠隔制御センターの稼働

2015年4月以降、火力発電所の燃焼タービンは、燃焼タービン・オペレーション・センターの本部であるヴェール・シュル・マルヌを拠点とする遠隔制御センターからの遠隔操作によって稼働している。この革新的なシステムにより、6か所の発電施設（イル・ド・フランスに4か所、ブルターニュに2か所）に散在するタービン13基の遠隔制御が可能となった。

天然ガスタービン・コンバインド・サイクル火力発電所の近代化

EDFは2011年に、ブレノの敷地においてフランスで最初の天然ガスタービン・コンバインド・サイクル発電所（GCCT）の操業を開始し、その後2012年にマルティエグにおいて最初のガスタービン・コンバインド・サイクル発電所、2013年に2番目のガスタービン・コンバインド・サイクル発電所の操業を開始した。マルティエグのGCCTは、蒸気タービン、コンデンサーおよび水処理設備といったその設備の一部を再利用して、かつての燃料油火力発電ユニットを改良したものであった。この発電ユニットの改良は欧州で初めて行われたものであった。マルティエグの敷地の設備容量は930MWであり、その発電量は50%超と、従来型の火力発電ユニットの発電量を著しく上回るものである。かかる火力発電所の近代化により、EDFは二酸化炭素、二酸化窒素および硫黄酸化物の空気中への排出を削減することができる。

ブシャンの敷地において、EDFはGeneral Electricと提携して、General Electricの大容量タービン（9HA）を備えた次世代GCCT発電所を建設中である。容量（30分未満に575MWの発電が達成可能）および発電量（基準型のGCCT発電所における57%から58%の間の平均発電量に対して61%）について革新的な特性を持ち、2015年に操業停止された近隣の旧型の石炭火力発電所の二酸化炭素排出量を平均約360g/kWh、55%下回るという、良好な環境パフォーマンスを提供するこのガスタービン・コンバイ

ンド・サイクル発電所は、2016年夏に稼動開始が見込まれている。2年間をかけてプロトタイプの検査が行われ、検査が完了したことを条件に、EDFに引き渡される予定である。

環境規制の枠組みの展開

今日、EDFの火力発電所は、環境保護指定施設（*Installations classées pour la protection de l'environnement*、またはICPE）に適用される規制、温室効果ガスの排出に関する規制および大気環境に関する個別規制に照らして稼働されている（「第2 3（3）⑥（i）環境、健康、衛生および安全性に適用される基本的規制」を参照。）。EDF自身は、フランス本土における二酸化炭素の排出量を1990年から2020年の間に30%（トン単位で測定される。）削減し、硫黄酸化物、窒素酸化物および煤塵の排出量を2005年から2020年の間に少なくとも65%削減する目標を設定した（「第2 3（3）法令および規制に関する環境」を参照。）。

旧型の火力発電所の操業停止、最新の発電所の改築、公害軽減のための手順の実施、硫黄含有量の低い燃料の使用（燃料油火力発電ユニットは、極少の硫黄含量の燃料（硫黄含量0.4%未満）を使用している。）および最終的には天然ガスタービン・コンバインド・サイクル発電所の稼働により、フランス本土における火力発電所の環境パフォーマンスは以下のとおり著しく改善した。

- ・2015年のEDFの発電所の二酸化炭素の総排出量は、5.3百万トンとなった（会社の範囲内（フランス電力（SEIを含み、PEIを除く。））では、2015年の総排出量は、6.7百万トンであった。）。これにより、二酸化炭素の排出量が1990年以降50%超減少したことになり、炭素排出量が改善したことが裏付けられた。
- ・2020年までの間で設定された窒素酸化物および煤塵の排出削減目標が、既に達成された。硫黄酸化物の排出量は2005年以降約55%まで減少しており、2020年の数値目標が近いうちに達成されるはずである。

（ハ） 発電および技術性能

火力発電量は、2015年に6.8TWhとなった。これはフランス本土でのEDFの2015年の発電量の約1.5%に相当する。

2015年において火力発電所のすべての部品の信頼性が確認されており、これは欧州の基準に従っている。最適化サービスからの要求に対して燃焼タービンにより達成された反応率は、非常に良好であった。予定外の供給停止を最小限にすることは、ミッドメリット時およびピーク時の発電に利用される火力発電所のような施設にとって最も重要な目標である。年間を通して変動的に必要とされるかかる発電方法は、最高水準の安定性および供給力を確保することにより、システムの安全性を確実にすることを最優先事項としている。2015年において、石炭ユニットは4.6TWhを供給し、GCCT発電所は2.0TWhを供給し、燃料油ユニットは131GWhを供給し、燃焼タービンは101GWhを供給した。

マルティエグの敷地は、2015年2月5日に火災に見舞われた。この火災により、ユニット6（特に蒸気タービン）が損害を受け、ユニット5に対して二次的な損害がもたらされた。ユニット5は2015年6月に稼働を再開したほか、ユニット6は2016年度第2四半期に稼働を再開する予定である。火災が保険の適用を受けているため、EDFが負担する復旧費は、限られた額となる見込みである。

既存発電所の廃炉

EDFは、既存の火力発電施設のすべてを廃炉化する計画を立てた。かかる廃炉化のための引当金として、稼働ユニットすべての廃炉化および発電所敷地の除染に係る費用に対応する金額が計上されている（「第6 1（1）連結財務書類」の2015年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記30を参照。）。

2015年において、EDFは、操業停止が確実となった発電所において廃炉作業を継続した。

（iv） 再生可能エネルギーによる発電

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

2015年末現在、全世界の陸上風力発電の総設備容量は合計420GWに達し、このうち74GW近くを米国が占め、約137GWを欧州が占めた。2015年において、世界では60GW超の風力発電（中国における約30GWを含む。）が開始された（出典：GWECの「2015年のグローバルな風力統計」）。

太陽光発電に関しては、2015年末現在、世界の合計設備容量は242GWp近くとなり、このうち56GWp近くは2015年に増設された新たな設備容量によるものである（出典：ブルームバーグの新エネルギー・ファイナンス）。

今日、再生可能エネルギーの成長を牽引しているのは、主に風力、太陽光およびバイオマスによる発電である。水力発電は、世界の先進国以外の箇所においては大きな成長可能性を有しているが、多くの先進諸国においては、潜在能力の限界に達しつつある（世界の再生可能エネルギーによる発電容量は毎年111GW増加するものと予測されているが、このうち約4分の1が水力発電容量である（出典：国際エネルギー機関－世界エネルギー予測2015「新たな方針シナリオ」）。）。

EDFグループは現在、欧州における再生可能エネルギーを用いた主要な発電事業者であり、特に欧州連合においては水力発電の主要な供給業者である。水力は当グループの主要な再生可能エネルギーを代表している。その設備容量は20GWであり、世界各地に239基のダムおよび436か所の発電施設を有している。当グループは、競争力の高い分野（特に風力および太陽光）の到来において、役割を果たしている。

EDFグループの再生可能エネルギー事業（すなわち、水力）およびEDF Énergies Nouvellesの事業の管理および推進を行うために、2015年に再生可能エネルギー部門が設立された。同部門はまた、当グループが取り組んでいるすべての再生可能エネルギー・プロジェクト（風力、太陽光、海洋エネルギー等。海外子会社が取り組んでいるプロジェクトを含む。）を監督する。

（イ） フランスにおける水力発電

2015年、EDFの水力発電所の発電量は、合計で38.9TWhとなり、発電量合計の8.5%であった。

（a） EDFの水力発電所

フランス本土におけるEDFの水力発電所は、433基の発電所から構成される。

- ・発電所の約11%が100MWを超えるユニット容量を有し、これは総発電量の約60%にあたる。
- ・発電所の約51%が12MW未満のユニット容量を有し、これは総発電量の約6%にあたる。

発電所の平均運転年数は、71年超（算術平均）である。

	2015年12月31日	2014年12月31日
容量が12MW以下の水力発電所		
最大容量 (MW)	989.3	997.5
純揚水発電量 (TWh)	2.4	2.8
揚水作業による消費量 (GWh)	32.7	40.0
揚水発電を含む発電量 (TWh)	2.4	2.9
容量が12MW超の水力発電所		
最大容量 (MW)	18,939.4	18,949.2
純揚水発電量 (TWh)	29.7	34.7
揚水作業による消費量 (TWh)	6.8	7.8
揚水発電を含む発電量 (TWh)	36.5	42.5
最大容量合計 (GW)	19.9	19.9
純揚水発電量合計 (TWh)⁽¹⁾	32.1	37.5
揚水発電を含む発電量合計 (TWh)⁽²⁾	38.9	45.4

(1) これらの数値は、特定の数値の合計を小数点第1位まで四捨五入した数値である。

(2) ランス川の潮汐発電所の発電量（2015年は518GWh）を含む。

フランス本土においては、水力発電所は主に、ピレネー、アルプス、マシフ・サントラルおよびジュラといった山間部ならびにライン川流域に所在する。合計で、EDFの発電所の20%にあたる、約20GWの設備容量を有し（フランス海外県およびコルシカ島を除く。）、年間約40TWhの発電容量を有する。

様々な水力発電の施設が、かかる施設が位置する渓谷地での水資源の利用を最適化するべく設計されている。その発電所の規模および多様性により、EDFは、ベースロード発電時または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、またかかる施設は以下に示す順応性に応じて最適化のための方策も提供している。

- ・ライン川沿いの発電所のような「河川設置型」発電所は、蓄電能力を有さず、利用可能な水の流れに応じて発電する。
- ・発電所に貯水量がある場合、ピーク時の需要に対応するため、1週間または1日のうちに時折利用される（湖よりも小さい）平均規模の貯水池を利用することができる。
- ・山間部（アルプス、マシフ・サントラルおよびピレネー）の人口池（季節性の貯水池）の発電所。
- ・揚水貯蔵発電所（フランス語の頭文字から、通常フランスではSTEPとして知られている。）は、需要が少なく電力価格も低い期間に、下流の貯水池から上流の貯水池まで水を揚げ、（貯蔵された水を上流の貯水池から下流の貯水池へとタービンを通じて放出することで）ピーク時にエネルギーを生成するために利用される水を溜める。
- ・ランス川の潮汐発電所は、潮の干満を利用し、非常に規則的な電力供給を行う。

種類	電力	50年間の平均発電容量
河川設置型	3.6GW	17.1TWh
人工池	8.8GW	15.8TWh
調整池式発電所	3.1GW	8.8TWh
潮汐発電所	240MW	0.5TWh

フランス本土におけるEDFの揚水貯蔵水力発電所では、2015年における発電量の4.72TWhに対して、その発電容量は4.2GWである。上流の貯水池からの天然水の供給に係るこれらの発電所の発電容量は、平均で1.1TWhである。

(b) 水力発電の安全性

水力発電の安全性は、水力発電所の設計時および稼動時に講じられるあらゆる措置を含み、その目的は、人間および財産に対する水に伴う危険または施設が存在もしくは操業による危険を軽減することである。水力発電の安全性は、発電業者の継続的な最優先の懸案事項である（「第3 4（2）⑥（ii）水力発電の安全性リスクの管理」を参照。）。リスク管理には、以下の3つの主要な活動が含まれる。

- ・業務リスクの管理。これには下流河川における水流または水位の変動に関連する管理が含まれる。
- ・施設およびこれを取り巻く地域社会の安全確保を目的とした、水位が例外的に高い期間中の施設の管理。
- ・公的機関、特にフランス環境・地域整備・住宅局（*Directions Régionales de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement*、またはDREAL）により監督される施設の定期的な監視および維持管理を通じた、ダムまたは貯水池の故障に伴う主要リスクへの対処策。最大規模のダムのうち、68のダムが、該当する地方当局により実施される特別な管理手続（*plan particulier d'intervention*またはPPI）の対象となっている。

EDFは、とりわけ継続的な構造上の健全性評価という方法により、保有するダムの定期的な監視および維持管理を行っている。

さらに、150の最も大きなダムそれぞれの総合的な検査および排水または水中機器を用いた構造検査が、10年ごとに行われる。かかる業務は、公的機関（地域レベルではDREALの事務所およびとりわけ大規模ダムおよび水力発電施設について責任を負っているフランス中央政府機関である大規模ダムおよび水力発電による電力エネルギーの技術サービス（*Service technique de l'énergie électrique des grands barrages et de l'hydraulique*）またはSTEEGBH）の監督の下で実行される。

また、安全性に貢献する徹底的な研究を行うことは、ダムの所有者および事業者に対する規制上の要件（Aクラスの施設（高さが20メートル以上のダム）およびBクラスの施設（高さが10メートル超で、その容積が規制により定められる基準値を

超えるダム)については危険性判定を実施し、Aクラスの構造物については安全審査を実施。)である。EDFは、期待されるスケジュールを忠実に守っており、フランス政府の管理部門のための発電に関する最初の危険性判定が240回実施された。また、安全審査のスケジュールは、順調に進んでおり、2017年までに実施予定の157回の審査のうち、2015年には120回が実施された。かかる審査により構造および関連する対応策の十分な概要が整備される(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2015年の報告書を参照。))。

2015年のEDFの水力発電における安全性は良好な状態を保ち、「オレンジ」に分類される水力発電の安全性事象(EISH)(2010年5月21日付命令内の意味において、人々を危険にさらした事象)は発生しなかった。「黄色」に分類されるEISH(不遵守を反映した事象のうち誰も危険にさらすことはないもの)は、本年は23件発生した。主要な指標は、以下のとおり、未だに高いレベルで維持されている。

- ・(深刻ではない)重要な事象(ESSHのレベル0)の地元チームによる検知が増加し、3,409件が検知された。
- ・外部効果をもたらす事象(ESSHのレベル1以上のレベルの事象)の数は少なく、32件の事象が発生した。
- ・下流部門での水流の変動に伴うリスクへの高い感度がある施設の数も減少した。2005年の114か所から2015年には11か所に減少した(2014年は18か所、2013年は19か所。)。2015年は、水力発電量の水準は低かったが(EDFのデータによると1948年以降4番目に低い水準)、北アルプスおよびライン川において高い水準を記録した期間が何度かあった(時折、アルプ川などの特定の貯水池周辺で過去最高水準を記録した。)。ただし、水力発電の構築物の管理はこれらの事象の間も適切に制御されていた。

老朽化する施設に関連するリスクの制御は水力発電の安全性における大きな懸念事項であり、かかる制御は強化され、2012年には長期の維持管理政策が更新された。EDFは、2007年から2014年にかけて水力発電安全性に800百万ユーロを超える費用を投資しており、ここ数十年において最大規模の水力発電施設の再開発プログラムに取り組んでいる。2015年も安全作業は継続され、維持管理予算の大部分がかかる作業に費やされた。

2006年に、EDFは、予算総額1,122百万ユーロ(ユーロ時価)の水力発電所の改修計画「SuperHydro」(安全性および性能)を開始した。かかる計画は、安全性に関する活動を注意深く監視する一方で、2015年に、稼動している水力発電所の工学計画の安全性および性能に関する要素によって取って代わられた。目標は、長期にわたって高水準の水力発電の安全性を維持し、発電所の技術的性能を保持するために、技術面でのアップデートを遂行し、敷地の維持管理計画を改善することである。2015年末には、579件の具体的なシステムおよび施策が実施され、ギャラリー、パイプ、ダム、水圧管および水門の5つの優先施設グループごとに監視されていた(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2015年の報告書を参照。))。

これら2つのプログラムは水力発電所の安全性、パフォーマンスおよび競争力を向上させることを目標とした「RenouvEau」プロジェクトにより強化された。「RenouvEau」プロジェクトの一部として定義される方法、手段および取組みは、現在、主要な水力発電所の施設すべてに展開中である(「第2 3 (2) ① (iv) (イ) (c) 水力発電所の性能」を参照。))。

(c) 水力発電所の性能

高度自動化発電所

水力発電設備の柔軟性を活用するため、数年前からEDFは、自動化、水力発電所の遠隔制御および渓谷地の中央管理を含む意欲的な計画を実施している。現在、発電量が15GW超、すなわち水力設備容量の約75%を超えるEDFの最大の水力発電所が、電力システムの需要および電力市場により求められる経済機会に対応し、発電所の稼動プログラムをいつでも修正することができる4つの制御センターにより遠隔管理されている。

発電所の技術的性能および2015年における水力発電の状況

水力発電による発電量は、水源における気候が不確定なため、年により大幅に異なる可能性がある。2015年は不利な水利条件であった。

揚水発電所の運転に必要な電力を差し引く前の水力発電量は、フランス本土で38.91TWh、かかる揚水発電にかかる消費量を差し引いた後では32.1TWhであった。

水力発電設備全体の稼働率、すなわち年間のうち発電所がフル稼働した時間の比率は、2014年と比較して増加し、2015年においては80.38%であった。2015年において、EDFの水力発電所の非稼働率の15.88%は、主として「SuPerHydro」改修計画（上記参照）の一環である資産の維持管理作業（予定されていた非稼働率）によるものであり、一方で非稼働率の3.7%は作業の遅延および故障（予想外の非稼働率）によるものであった。需要反応率、つまり、発電所が受注した注文の処理開始への反応成功率は、過去数年にわたり99%を超えている。

2011年において、EDFは水力発電所の工業パフォーマンスを向上させるために、2021年までの総額840百万ユーロ（2010年）の意欲的な近代化計画についても着手した。「RenouvEau」として知られるこの計画は、水力発電所のパフォーマンスを向上させるため、とりわけ電気設備の改修、監督管理ならびに情報化された経営手段、維持管理手段および運転手段を通じた、水力発電所の維持管理および運転の近代化を目標としている。この計画は、2014年から2020年にかけて本格展開される。

（d） 水力発電に関する課題

水力発電のセグメントは現在、グリーン成長に向けたエネルギー移行法の施行、水へのアクセス管理および開発といった課題に対処しようと努めている。

委託契約の更新

水力発電施設は、100MWを超える施設に関する法律による委託または4.5MWから100MWまでの容量の施設に関する県指令による委託および4.5MW未満の施設に係る県の許可証に基づき稼働している（「第2 3（3）⑥（ii）（二）水力発電施設に適用される規制」を参照。）。

EDFは、現在フランスの水力発電委託の過半数を担当している。

水力発電の利用に係る1919年10月16日付フランス法に従い、水力発電の委託には75年の当初期間があり、その後は、30年から50年の期間で更新されるのが一般的である。

現行法では、満了となる委託契約が更新されない場合、元受託事業者は一切の補償を受けられない。2006年の改正財政法により制定されるフランス・エネルギー法第L.521-15条は、近代化作業または発電容量を拡大させることのできる作業が委託契約の後半期に行われていることを条件として、かかる作業に関連する未償却費用の払戻しについて規定している。しかしながら、委託がフランス政府によって早期に終了された場合は、事業会社は補償を受け取る。この政府による補償は、委託契約の仕様に規定されたとおり、委託契約の業務が期限前に終了することにより既受注事業者に対して生じる不足額を填補することを目的としている。

このような状況において、EDFは数年にわたり、各委託契約につき、より高いエネルギー効率、水域環境に対する配慮、政府および市町村による料金を通じた補償ならびに地域開発を組み合わせるとともに、操業の安全性を保証することで最高付け値を提示する準備を自ら整えてきた。

欧州委員会（EC）は、欧州連合の機能に関する条約（TFEU）第106条第1節（同条約第102条と併せて読まれるものとする。）に基づき、フランスにおける水力発電委託に関して、フランス政府に対する手続を開始した。これに関連してECは、2015年10月22日に、フランスにおける水力発電委託の大部分のEDFに対する発注および留保は、フランスの小売電力市場におけるEDFの支配的地位を強化するものとして、上述の規定に違反する旨の公式の警告文書を、フランス政府に対して送付した。政府はかかる公式文書に対応し、フランス政府およびECによる一連の申立ておよび回答が開始されたが、これは後者の最終決定

に一切偏見を抱かせるものではなかった。EDFは、最重要当事者として公式文書の写しを受領し、2016年1月4日に、その見解をECに対して送付した。

水へのアクセス管理

フランスにおいてEDFの239の大規模ダムにより保有される貯水量は、国内表面貯蔵量の75%に相当する、7.5十億立方メートルである。

水力発電施設は、経済発展および環境の両方にプラスの影響を与えている。EDFは、様々な水に関する利害関係者と連係して、その水資源に関して、積極的な管理方針を採用している。地方選出議員、農家、漁業者、観光地の管理者および工業事業者等との間で契約が締結されている。

水および水域環境に関する2006年12月30日付法律には、水資源管理（特に、最小流量（水生生物を保護するためにダムの下流で維持されている最低流量）の恩恵および水力発電所操業の柔軟性）に関する規定が含まれている。EDFは、これらの規定が、水力発電事業に限定された中期的な影響をもたらすと予測している（「第2 3（3）法令および規制に関する環境」を参照。）。

開発

フランスの水力発電容量の95%が現在利用されている。それでもなお、EDFは新プロジェクトの研究および実現を通して、水力発電事業の開発を継続している。

ライン川沿いのケンプ・ダム近郊で、8MWの容量があり、28GWhの発電が可能なマイクロ発電所プロジェクトが2016年の操業開始を予定して進行中である。

グルノーブル近郊のイゼール県のエシロール自治体におけるロンドー水力発電所が、2015年10月1日に始動した。この発電所は、EDFのマイクロ発電所の中で最大であり、川の上流から水を運ぶ人工的な用水路であるドラック川下急流にある4.30メートルの高さの小さな滝の水を使用している。この小さな滝の水を使用するために、アペロンを拠点とするフランスの中小企業であるMJ2 Technologiesによって設計され、組み立てられた新たな「フランス製」の技術である超低落差（VLH）タービンに頼る必要があった。この発電所の設備容量は2.2MWで、発電容量は13.7GWhである。

予備流量からの発電は、引き続き開発される予定である。その目的は、タービンで予備流量を処理し、関連する電力の一定量を回収するための設備を一定数のダムに設置することにある。2015年には5セットの予備流量タービンが設置された。当年度において、イゼール川のボーモン・モントゥ・ダム、ドラック川のノートルダム・ド・コミエール・ダム、クルーズ川のラ・シャトル・ダムおよびドゥー川のラ・プレティエール・ダムにおいてユニットの操業が開始された。これら5箇所による実際の発電容量の合計は、2015年に3,323kWであった。総容量が約10MWであり、約70GWhの発電容量を持つプロジェクトが2016年から2020年までの期間における操業開始を予定して現在検討中または進行中である。

さらに、EDFは、とりわけ以下を含む、発展のために利用可能なあらゆる機会を利用することを目標としている。

- ・フランスにおける揚水貯蔵水力発電所（STEP）の潜在力の最適化。
- ・エネルギー政策指針（委託契約に関する2016年1月29日政令第2016-65号により2016年4月1日以降廃止された規定）を定める2005年7月13日付法律により制定されるフランス・エネルギー法第L.511-6条において詳述されている「余剰発電」の可能性（例えば、既存の水力発電所の容量の増加）の検証。この検証の目的はピーク時の需要への対応策の開発に貢献することである。ラ・コッシュ発電所およびラ・バティ発電所において、既に建設が進行している。2013年6月17日付命令により、EDFはサヴォワ県のラ・コッシュのSTEPにおいて、240MWの新たなタービン発電ユニットを建設する権限を付与された。2016年に建設が開始されたこのペルトンのユニットにより、既存の施設の容量は20%増加し、毎年追加で約100GWhを発電する予定である。ラ・バティ発電所は、6つのユニットを交換したことにより余剰発電が達成され、合計約50MWが見込まれる。2015年末には、3つのユニットが設置された。

- ・設備のアップグレード中に容量を増設する機会を得ること。
- ・委託契約更新の一環として、既存設備のアップグレード（近代化、最適化された発電等）を採用する。これにより、中部ロマンシュの委託契約更新および2010年12月31日に公表された命令に従い、EDFは、6基の既存の小水力発電所の建設の代わりに、93MWの容量および既存の発電所よりも155GWh多い560GWhの発電容量を持つ新たな地下発電所（ロマンシュ・ガヴェ発電所）の建設工事を開始した。
- ・「小規模」水力発電所（容量12MW未満）の開発。目標の1つとして、以下による小規模水力発電所の開発が挙げられる。
 - －既存の発電所の発電容量の最適化および増加（マイエンヌ県における16の発電所の改修、ヴァール県、ロット県およびドルドーニュ県における発電所の改修計画）
 - －フランスにおける既存の小規模水力発電施設の取得
 - －新たな小規模水力発電所の建設
 - －プロジェクトの開発のためのパートナーシップの構築

EDFはまた、地域的および地方の開発に対する支援を受けて、その事業体により追求される戦略の範囲を強化した。このアプローチは、「1地域に1つの川」開発プログラムを構築したことに示されており、このプログラムにより2015年末までにフランス中に7つの機関を開設した。

（ロ） 新たな再生可能エネルギー

（a） 風力発電

風力タービンは、発電機に接続された動翼を動かすために風の作用を利用する。風力発電には、以下のとおり様々な種類がある。

- ・陸上風力発電。陸上風力発電は、特定の地域において、現在では、従来の分野に匹敵するまではいかないとしても、従来の分野と競合できる状態にまで近づいている。この分野は、様々な国において経済的奨励策の援助を受けているが、資金援助を受けずに開発が進められているプロジェクトが増えている（「第2 3（3）③電力市場の規制」を参照。）。世界的に設置されている陸上風力発電タービンは、平均的に約2MWの定格容量を有し、この値は着実に増えている。EDF Énergies Nouvellesは、当グループ内の風力発電の開発を担う子会社である。EDF LuminusおよびEdisonの子会社も、稼働中の風力発電所を有している。EDFグループの2015年における風力ベースの発電量は、10.7TWhであった。
- ・洋上風力発電。成熟度が低く、急成長している分野である洋上風力発電は、現状、より多くの初期投資が要求され、陸上風力発電よりも送電網への接続に費用がかかる。また洋上における運営および維持管理は、より困難である。この分野の長所は、各風力タービンの定格容量がより多く（一般的に3MW超）、風がより確実であるため生産量がより高いことである。この分野は、発展途上にあることから、今後陸上風力発電との費用の差を削減できるだろう。EDFグループは、当グループの主要国のうち少なくとも2か国（フランスおよび英国）において、興味深い成長見通しを与える洋上風力発電への投資を増加させることを決定した。

（b） 太陽光発電

太陽光発電の稼働原理は、太陽光を直接電力に変換することである。太陽光発電は、2つの方法で用いられる。それは、送電網に接続する方法かまたは隔絶した敷地において発電する方法である。送電網に接続された太陽光発電システムは、地上用の太陽光発電所および住宅用の屋上設備の2つの市場において、安定した成長を見せた。

2014年以降、フランスにおける太陽光発電市場は再度活性化し、（2013年の650MWと比較して）2014年には950MWが送電網に接続され、2015年には880MWが接続された（出典：フランス持続可能な開発委員会による風力エネルギーおよび太陽光エネルギーのスコアカード）。

太陽光発電の費用は、近年著しく減少している。しかしながら、革新により改善の余地はまだかなり存在する。またEDFの研究開発部門は、CNRS（フランス国立科学研究センター）およびENSCP（パリ高等化学学校）と協同で設立したフランス太陽光発電研究開発機関（IRDEP）の支援の下、太陽光技術の研究をシャトゥーの施設において行っている。

（c） バイオマスおよびバイオガス

バイオマスに基づく技術では、主に、林業および農業からの特定の種類の廃棄物を燃やすことまたは木質燃料用の森を開発することにより、熱または電気を発生させている。

バイオ燃料は、様々な燃料源から発生する。植物性の物質（木材、農業廃棄物）または動物性の物質による燃焼発電所、バイオガス生成発電所（有機飼育の動物または植物性の物質の発酵から生成されるガス）および家庭ごみの焼却場の3つの異なるエネルギーの区分が存在する。

最後に、当グループは、フランス国内（特にその子会社であるDalkia（「第2 3（2）⑥（イ）Dalkia」を参照。）における株式保有を通じて）およびフランス国外の数十の暖房ネットワークおよび小規模の、主に木材を燃料とする発電所における持分を所有する。また当グループは、廃棄物回収を行うTiruの過半数持分も有している（「第2 3（2）⑥（ハ）Tiru」を参照。）。

（d）地熱エネルギー

地殻中の岩石の温度は、深さとともに平均して100メートルごとに3℃上昇する。一部の地域では、地熱が温泉、水または蒸気の形で地表に到達する。温水は暖房の形で、住居のセントラル・ヒーティングまたは温室暖房に直接利用される。

地下から抽出された蒸気も発電に利用され、従来型の火力発電と同様に、タービンを駆動させる。また、蒸気から発電するための資源として、熱い乾燥した岩石を利用することもできる。EDFは、この種類のエネルギーを発展させるため、アルザスのソルツ周辺において高温で自然破碎した結晶岩体によるプロトタイプ地熱発電所の開発および操業を行う欧州のコンソーシアムの一員として、複数のパートナー（Électricité de Strasbourgおよびドイツの電力会社を含む。）と提携している（「第2 3（2）⑥（iv）Électricité de Strasbourg（ÉS）」を参照。）。

フランスは、海外領に所在する高温資源も有している。EDFグループは、主としてグアドループに所在するGéothermie Bouillanteの少数株主持分を通じて、この業務においてプレゼンスを示している。

（e）その他の技術

再生可能エネルギーは、広範囲の部門および技術を網羅している。将来に備え、EDF Énergies Nouvellesは、EDFグループ内における有望な部門を特定する責任を負い、当グループの研究開発チームまたは産業パートナーの支援とともに新たな技術を創造することに貢献する。太陽光発電のほか（上記参照）、海洋エネルギーも当グループが深く探求している分野である。

2つの海洋エネルギーのプロジェクトは現在、以下のとおり開発中である。

- ・潮汐タービン：海流エネルギーを利用した水中のタービンである。EDFは、プロトタイプの潮汐タービン地帯をコート・ダルモール部門のバンボルーブレアの敷地に設置した。プロトタイプの潮汐タービンは、間もなく試運転の第2段階に突入し、最初の発電を行う予定である。プロトタイプの潮汐タービンは、2016年1月20日に浸水し、間もなく送電網に接続される予定である。EDF Énergies Nouvellesは、欧州における海軍艦艇の大手製造業者であるDCNSと提携し、ノルマンディーのコタンタン半島の先端に位置するラ・ブランシャールにおいて、より大きな容量の潮汐エネルギー地帯の「ノルマンディー水力発電」プロジェクトに取り組んでいる。
- ・浮体式洋上風力タービン：EDF Énergies Nouvellesは、フランス政府により2015年8月に開始された予備実験発電所の募集に対して、共同入札する計画である。入札は、各タービン当たり少なくとも5MWの定格容量を有する3つから6つのタービンを備えており、グロワ島沖の海域（ブルターニュ）、ファラマン灯台（プロヴァンス=アルプ=コートダジュール）、ルカート湿地帯およびグリユイッサン自治体（ラングドック・ルーション）の4つのいずれかの地域に所在する発電所に向けてられている。

（ハ）EDF Énergies Nouvelles

EDFグループの再生可能エネルギー源への関与は、主にEDFが資本の99.99%を保有している子会社であるEDF Énergies Nouvelles（EDF EN）（残りの0.01%は従業員が保有している（2011年にEDFが行ったEDF EN株式の代替現金または交換による株式公開買付けの後、EDFは、株式公開買付け前のEDF ENの従業員および役員に対して付与された無償株式の流動性が確保されるよう設計された制度を実施した。かかる制度に関連して、EDFは、EDF ENの従業員が今日まで保有する株式のすべてを最終的に保有することとなる。））が主に履行している。EDF ENグループに属する企業は、2015年12月31日現在、合計3,029名の従業員を有している。

とりわけ風力エネルギーおよび太陽光エネルギーの分野の専門知識および開発において、EDFグループの中心であるEDF ENは、その主要な運営地域である北米および西欧・南欧における再生可能エネルギー発電の主要な企業の1つである。

EDF ENは、再生可能エネルギー源から発電を行っており、バリュー・チェーンのすべての段階に関与している。EDF ENは、プロジェクトの開発、発電所の建設およびこれらの運営および維持管理において、上流部分で業務を行っている。これらの各

業務は、同社自身のために、または第三者のために、行われることがある。また当グループは、プロジェクト開発業務の一環として、主にいずれはその全部または一部にかかるインフラ資産に関心のある第三者に売却する再生可能エネルギーのプロジェクト開発で構成されるストラクチャード・アセット開発および販売事業（「DSSA」と呼ばれる事業）に関与している。

風力エネルギーおよび太陽光エネルギー（同社の設備容量の約97%を占める。）の開発に重点を置いているEDF ENは、主に海洋エネルギーなどのその他の再生可能エネルギー部門においてもプレゼンスを示している。最後に、EDF ENはまた、分散型の再生可能エネルギー部門（屋上太陽光発電）にもプレゼンスを示している。

歴史的に、EDF ENは、西欧および南欧（主にフランス、英国、イタリアおよびポルトガル）ならびに北米（米国、カナダおよびメキシコ）の2つの地理上の各地域において主に発展している。2012年以降に当グループは、再生可能エネルギーにおいて大きな成長潜在力を有する南アフリカ、ポーランドおよびモロッコ（風力エネルギー）ならびにイスラエルおよびインド（太陽光エネルギー）などの新たな国々において設立された。かかる発展は、2015年も継続し、チリおよびブラジルにおいて新たな設備が設置された。かかる技術を発展させるために、EDF ENは、2015年末に、インドにおける風力エネルギー開発業者（SITAC Group）と提携した。

2015年12月31日現在、EDF ENは、9,063.3MWの総設備容量を有しており、うち純設備容量は6,131.5MWであり、現在建設中の総設備容量は1,408.8MWであった。

部門別および国別設備容量

	2015年12月31日現在		2014年12月31日現在	
(単位：MW)	総計 ⁽¹⁾	正味 ⁽²⁾	総計 ⁽¹⁾	正味 ⁽²⁾
風力				
米国	2,818.2	2,233.4	1,983.1	1,695.0
フランス	1,040.4	754.0	952.2	665.8
イタリア	440.4	246.6	440.4	246.6
ポルトガル	507.0	314.1	495.8	302.9
ギリシャ	384.3	358.0	340.5	314.2
カナダ	589.7	565.7	464.4	440.4
英国 ⁽³⁾	589.7	208.1	542.9	184.7
トルコ	612.8	250.7	566.8	228.2
メキシコ	391.5	229.5	391.5	229.5
ポーランド	106.0	106.0	48.0	48.0
ベルギー ⁽⁴⁾	325.2	29.7	325.2	29.7
ドイツ	3.0	3.0	3.0	3.0
南アフリカ	104.1	50.0	—	—
風力合計⁽⁵⁾	7,912.3	5,348.8	6,553.7	4,388.1
太陽光				
フランス	209.2	153.1	209.7	153.6
米国	160.3	88.7	160.3	88.7
イタリア	79.5	76.8	79.3	76.7
スペイン	57.4	46.9	57.4	46.9
カナダ	23.4	23.4	23.4	23.4
ギリシャ	12.1	12.1	12.1	12.1
イスラエル	108.5	66.2	68.5	48.8
インド	180.5	46.9	30.0	7.8
再生可能エネルギー源（フランス）	86.8	58.3	86.4	57.8
太陽光合計⁽⁵⁾	917.6	572.4	727.0	515.7
その他部門				
水力発電	77.2	74.4	77.2	74.4
バイオガス	51.0	51.0	78.0	73.2
バイオマス／コジェネレーション	85.2	64.9	80.8	60.5
その他	20.0	20.0	0.0	0.0
その他部門合計⁽⁵⁾	233.4	210.3	236.0	208.1
合計⁽⁵⁾	9,063.3	6,131.5	7,516.7	5,112.0

(1) 総設備容量：EDF ENが出資している設備の設備容量の合計。

(2) 純設備容量：EDF ENの株式に応じた設備容量。

(3) EDF ENは、EDF Energy Renewablesの50%を保有する（残りの50%は、EDF Energyにより保有されている。）。したがって、表示されている208.1MWの純設備容量には、EDF Energy Renewablesの風力発電設備容量の50%だけが含まれている。

(4) 洋上風力のみのMW。

(5) 小数点第1位に四捨五入された正確な値の合計に相当する。

風力発電

陸上風力発電

2015年にEDF ENは、積極的に陸上風力エネルギーにおける成長を推し進め、風力発電の総設備容量は1,358.6MW増加し、2015年末現在における陸上風力エネルギーの総稼働容量は7,525.1MWとなった。

2015年には総設備容量1,614.9MWの陸上風力発電所が稼動し、建設中の陸上風力発電所は、2015年12月31日現在、合計で1,060.2MWの総容量を占めた。

DSSA活動の一環として、北米（カナダおよび米国）において、陸上風力発電所からの543.3MWが販売された。

フランス

2015年に、EDF ENの稼動中の風力発電は、1ギガワットを超えた（2015年12月31日現在、1,040.4MWの総容量）。フランス東部に所在する合計44MWの新たな発電所の取得やペジューラ風力発電所（44MW）の第一段階の稼動が見られた年であった。2015年12月31日現在、146.4MWの陸上風力発電所がフランスにおいて建設中であった。

英国

EDF Energy Renewables（EDF Energyとの50／50の割合のジョイント・ベンチャー）は、2015年末に総容量589.7MW（純容量208.1MW）の風力発電を稼動した。

2015年末、11月のスコットランド高地に所在するドレネル風力発電所プロジェクトの取得により、バーンヘッド・モス（26MW）、パーク・スプリング（8.6MW）およびロダース（12.3MW）プロジェクトが稼動した。これらは、スコットランド政府により、177MWの潜在容量の許可が付与されている。現在、英国において67.2MWの陸上風力発電所が建設中である。

トルコ

トルコ西部に所在するソマ風力発電所（240MW）は、以前は79.2MWおよび60.9MWの2段階に分かれていたが、現在は、それぞれ2MWのユニット容量を有する50のエネルギー・タービン（すなわち100MW）により構成される第3段階目が2015年7月に稼動した。今日までにEDF ENは、トルコ国内に8つの風力発電所を建設しており、その総設備容量は、合計612.8MWである。

南アフリカ

第2次入札により落札した最初の3つの風力発電所であるチャバ（21MW）、グラスリッジ（59.8MW）およびワイネク（23.3MW）は、2015年に稼動した。さらに、EDF ENは、2015年6月のエネルギー省による入札の第4段階（パートb）中に、33MWの追加の風力発電所として選ばれた。EDF ENはまた、入札の第4c段階にも参加し、その結果は2016年半ばに発表される予定である。

米国

当グループは、再生可能エネルギーの独立系発電事業者であり、EDF ENの完全子会社であるEDF Renewable Energy（EDF RE）を通じて、米国において事業を行っている。

2015年末現在、EDF REは、米国において2,818.2MWの総設備容量（または2,233.4MWの純設備容量）の陸上風力エネルギーを有していた。

2015年12月31日現在、EDF Renewable Energyのテキサス州における設備容量は1ギガワットを超えて、とりわけテキサス州のスピニング・シュプール3風力発電所（194MW）およびロングホーン風力発電所（200MW）、イリノイ州のパイロット・ヒル風力発電所（175MW）、カンザス州のスレート・クリーク風力発電所（150MW）ならびにニューメキシコ州のローズヴェルト風力発電所（250MW）において、987MWの純風力発電容量を稼動した。

革新的なパートナーシップが締結された。Googleとの間にグレート・ウェスタン風力発電所（設備容量225MW）の建設に関する購入価格契約が締結され、Procter & Gambleとの間でも、グループの北米におけるランドリー製品および家庭用品の製造施設に風力発電を供給するための類似の契約が締結された。

EDF REは、送電網（20MW）の安定を促進するように設計されたバッテリー・プロジェクト（マクヘンリー）も始動させた。現在、とりわけケリー・クリーク、ソルト・フォークおよびグレート・ウェスタン風力発電所において、737.7MWの陸上風力エネルギーを発電する設備が建設中である。

2015年に、主にヘレフォードおよびロングホーン・ノース風力発電所の50%ならびにチャナランビーの100%に関わる394.5MWが売却された。

カナダ

2015年末、当グループのカナダにおける風力発電の総設備容量は、589.7MW（または565.7MWの純設備容量）であった。

2008年、EDF ENは、Hydro-Québecによる、ケベック州における合計容量954MWの5つの風力発電所の建設に係る入札を落札した。すべての風力発電所の建設は完了しており、2015年にはモン・ロザリー風力発電所（74MW）およびリヴィエール・ドゥ・ムーラン（200MW）のフェーズIIの風力発電所が稼動した。

新たなプロジェクト（ニコラ・リウー、225MW）への入札が落札され、2016年に建設が開始される予定である。

2015年には148.8MW（リヴィエール・ドゥ・ムーラン）が関与したカナダにおけるDSSAプログラムを通じて、合計698.8MWを超えるポートフォリオの処分を可能にする投資パートナーシップが築かれた。

洋上風力発電

洋上風力発電は、今後数年間にわたり、とりわけフランスおよび英国における成長の原動力となる見込みである。

フランスにおいて2012年に行われた1,428MWの合計容量を有する3つのプロジェクトに関して、2014年10月に入札仕様書に従った承認が適用された。公式の調査の結果、3つのすべてのプロジェクトが高評価を受けた。

英国では、子会社であるEDF Energy Renewables（EDF Energyとの50/50の割合のジョイント・ベンチャー）を通じて、ナビタス・ベイ洋上風力発電プロジェクト（630MW）の予備開発段階が2015年において継続した。建設許可が拒否されたため、本プロジェクトは停止中である。またノーサンバーランドのブリス・プロトタイプ洋上風力発電所（41.5MW）における開発権も取得された。5基のタービンを有する同発電所により、実際の状況で新たな洋上技術を試験することが可能となるであろう。

太陽光発電

EDF ENは、2番目の成長分野である太陽光発電における成長を追求している。2015年末現在、太陽光発電の総設備容量は、2014年末の総設備容量から190.5MWp増加して、917.6MWp（純設備容量は572.4MWp）となった。EDF ENは、総設備容量329.6MWpの建設中の太陽光発電プロジェクトのポートフォリオも有している。

北米

EDF REは、2015年に、カリフォルニア州における太陽光発電プロジェクトであるコットンウッド・ソーラー（32.6MWp）およびカタリーナ2ソーラー（25MWp）のプロジェクトを稼働し、売却した。北米において、当グループは、合計183.7MWpの太陽光発電の総容量を有している。

インド

EDF ENが25%を保有するAcme Solarとの提携の一環として、NSMおよびオリッサ太陽光発電所（合計150.5MWp）が稼働した。これらはインドの州であるラージャスターンおよびオリッサに所在しており、NSMはインド政府が入札を行った際に、またオリッサはオリッサ州が入札を行った際に落札したプロジェクトである。

また、2015年12月31日現在、132MWpが建設中であった。

イスラエル

当グループは、イスラエルにおいて合計108.5MWpの太陽光発電プロジェクトを行っており、さらに50MWpの追加の建設が近々完了する予定である。

チリ

EDF ENは、2015年にチリに新たな子会社を設立し、現在、アタカマ砂漠において146MWpの太陽光発電所を建設中である。

運営および維持管理

総合事業者として、EDF ENは、自社の大部分の風力および太陽光施設の維持管理を行っている。この業務は、大幅に成長しており、第三者のためにも行われている。全世界において、EDF ENは、2015年12月末現在、10か国にわたって13.9GW超を稼働している。さらに、EDF ENは、その子会社であるEDF Renewable Energy Servicesを通じて、北米において11GW近くを管理する米国における主要な維持管理会社である。欧州においては、2015年末に3GWを超えたことにより、その地位は高まった。

この業務の成長は、新たな風力発電所の稼働およびタービン製造業者が操業する、保証付きの契約が終了した風力発電所の買収によってもたらされる。

2015年に、英国において、EDF Energyとのパートナーシップにより、新たな子会社が設立された。

分散型エネルギー

EDF Énergies Nouvelles Réparties (EDF ENR) は、EDF ENに完全保有されている。EDF ENRは今や、屋上設備の設計、建設、運営および維持管理を行う分散型太陽光発電の総合業者である。完全子会社であるEDF ENR Solaireは、フランスにおいて太陽光発電に関するソリューションを販売し、実施しており、また14,000人を超える住宅用顧客を有し、企業用顧客および地方自治体に900超のプロジェクトを提供している。

またEDF ENRは、フランス本土において所有する200を超える屋上型太陽光発電設備から、約30MWのクリーン・エネルギーを発電している。

さらに、EDF ENRは、上流部門においても活動している。同社は、太陽光パネルの設計および製造を行うEDF ENR PWT (Photowattのブランド)を100%所有している。EDF ENR PWTは、激しい競争および低いモジュール価格に特徴付けられる難しい市場において、事業を行っている。この状況に直面し、100%フランス製であるため、二酸化炭素排出量が少ないモジュールの性能を継続的に改善する目的で、EDF ENR PWTによる商品提供を改善するための積極的な行動計画が実施された。

最後にEDF ENRは、EDF Store & Forecastの支配株主（51%がEDF ENRによって保有され、49%がEDEVによって保有されている。）である。EDF Store & Forecastは2014年3月に設立され、再生可能エネルギー発電および貯蓄の自動制御の予測、計画および最適化に関するソフトウェア・ソリューションを販売している。

② 販売および供給事業

(i) フランス市場について

(イ) 需要

2015事業年度におけるフランス（コルシカを含む。）の国内電力消費は、2014年と比較して2.2%増加し、475.4TWh（出典：RTEが公表した2015年電力報告書。）となった。気象要因の影響による調整後はわずかに0.5%増加した。

2015年の国内ガス消費量は、2014年と比較して7.7%減少し、426.9TWh（出典：GRTgaz、2015年の消費報告。）となった。気候の影響の調整後、ガスの国内消費量は3.4%増加した。

(ロ) 競争

2007年7月1日以降、フランスの市場は電力およびガスの販売について、完全に開放されている。すべての顧客は、エネルギー供給業者を自由に選択することができる。顧客は、いつでも事前の通知を行うことなく、自ら選択した供給業者からの市場価格での提供を自由に選択することができる。

フランス市場における電力供給業者のうち、EDFの主な競合企業は、Engie、E.ON(Uniper、SNET)、EnelおよびDirect Énergieである。主要な競合企業であるEngieは、フランス本土に11百万超のガスおよび電力顧客を有する、最大手のガス供給業者でもある（出典：engie.com のウェブサイト（欧州における電力部門に関する説明報道資料。））。ガス市場ならびに企業および地方自治体の顧客セグメントにおけるその他の主要なガス供給業者は、Tegaz、ENI、Gaz Natural、Gazprom、E.ON(Uniper、SNET)およびAntargazである。ガスの住宅用顧客セグメントにおいては、ENGIE、Direct ÉnergieおよびENIが最大の供給業者である。

2015年12月31日現在、CREによると、その他の供給業者（従来の供給業者を除く。）の敷地の面での電力市場シェアは、住宅用顧客市場について11.6%であり、非住宅用顧客市場については11.7%であり、敷地数の面でのガス市場シェアは、それぞれ19.7%および35.4%であった。

2010年NOME法により、電力およびガスの供給に関する特定の規則が定められた。かかる法律の主要な規定は、エネルギー法において成文化されており、以下のとおりである。

- ・規制電力料金およびガス料金は、「第2 3 (2) ② (i) (ハ) 規制電力販売料金契約」記載の電力に関する規定により部分的に定められている。
- ・既存の原子力発電所からの電力に対する規制されたアクセス (ARENH) は、EDFの競合電力供給業者に利益をもたらすために導入された。（「第2 3 (2) ③ (iii) 既存の原子力発電所からの電力に対する規制されたアクセス (Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire HistoriqueまたはARENH)」を参照。）。

2015年においてEDFグループと競合する電力供給業者は、それぞれ顧客に供給を行うために以下を利用することができる。

- ・自社の発電容量
- ・ARENHメカニズムの下で16.1TWh
- ・「供給量入札」の仲介を通じてEDFグループが利用可能となった0.3TWh（特定の数字の合計に相当する額であり、小数点第1位まで四捨五入されている。）。
- ・輸入
- ・電力卸売市場

(ハ) 規制電力販売料金契約

電気の規制料金に対する権利

2011年のNOME法の導入以来、顧客カテゴリー別の電力に関する状況は下記のとおりである。

- ・その敷地の電力に関し、36kVA以下の契約に加入している家庭用および非家庭用最終消費者：これらの顧客は要望により規制販売料金の恩恵を得る。かかる顧客は法的な期間制限なく、規制料金および市場価格を交互に切り替えることができる。
- ・その敷地の電力に関し、36kVA以上の契約に加入している家庭用および非家庭用最終消費者：2016年1月1日以降、かかる顧客は、これらの敷地における消費に関し、規制販売料金からの恩恵を得ることはできない。かかる日付までに市場価格に切り替えなかった顧客は、消費に関する2014年3月17日付法律第25条第3章に規定される条件に従い、EDFにより6か月間の供給を受ける。
- ・本国の電力網につながっていない地域に所在する敷地の家庭用および非家庭用最終消費者：これらの顧客は要望により規制販売料金の恩恵を得る。

さらに、公共サービス事業の一環として、EDFはまた、2005年1月1日以降、電力の基本必須料金（*tarif de première nécessité*またはTPN）を課している。2013年に、より多くの消費者がこの基本必須料金により恩恵を得られるように、また、すべての電力供給業者がこの基本必須料金を提案できるように、資格基準が変更された。グリーン成長に向けたエネルギー移行法では、エネルギー貧困に対処するための規定が定められており、その実施に関する実務的な詳細は、命令や政令に委ねられている。

- ・2016年より一定の地域において試験的に行われている基本必須料金に代わるエネルギー小切手を導入すること
- ・電力消費の遠隔表示を可能にすること

2015年8月1日現在、規制販売料金の値上がり（税金を除く。）は、2015年7月30日付命令に従い、平均で住宅用青色料金につき2.5%、黄色料金につき0.9%および緑色料金につき4%であり、事業用の青色料金については変動がなかった。この変動は、それぞれの色の料金内で同一ではなく、それぞれの費用をより良く埋め合わせる選択を行うことによって調整された。2015年7月28日に発表された見解により、エネルギー規制委員会（CRE）は、黄色料金および緑色料金の値上げの水準につき、36kVA超の電力の契約をしている施設に関して、規制料金が廃止される以前の過年度の費用の不足額を埋め合わせるには不十分であるとみなして同意しなかった。さらに、電力のLDCに対する販売に係る料金に関連して、2015年7月30日付の別の命令が8月1日付で有効となり、2015年8月1日より3.64%の料金の値上がりが導入された。

（二） 市場価格に基づく電力供給契約

フランスでは、顧客は規制販売料金を事前の通知なくいつでも自由に停止することができ、別の供給業者により提案された料金に切り替えることができる。

送電網に直接接続する顧客で、別々の供給および配電契約を締結しなければならない顧客を除き、すべての顧客は、選択した供給業者と、その電力供給および配電に関して1つの契約を結ぶことができる。

（ii） 顧客部門

フランスにおけるEDFの販売および供給活動は、顧客部門により運営管理されている。

（イ） 供給の概要および供給戦略

EDFは、フランスにおいて、エネルギーおよびサービスを約26.7百万の顧客口座（海外およびコルシカを除く。）、すなわち約33百万の敷地に対して市場で販売している。供給は、当グループの市場リスク方針に従って展開され、実施されている。

電力市場において、EDFの電力売上高は2015年に355TWhとなり、市場シェアは77.4%となった。2014年の電力売上高は353.8TWhであり、市場シェアは78.8%であった。

EDFはすべての種類の顧客にガスを供給している。2015年、EDFは1.2百万超の顧客へ22.6TWhのガスを販売し、市場シェアは5%であった。2015年末現在、EDFは、1.1百万超の住宅用顧客へガスを供給した（これに対し、2014年末現在では、1百万の顧客へガスを供給した。）。

電力供給およびガス供給に加え、当グループは、すべての市場分野において、エネルギー効率と分散型発電に関する活動および投資において顧客を支援している。EDFグループは、顧客が自らのエネルギー消費をより良く管理することができるようなエネルギー効率に係る提案を提供し、顧客を適切なパートナーと接触するように提案する。

この手順は、2005年7月13日付のエネルギー政策指針法および2010年7月12日付のグルネル第二法案（「第2 3（3）⑥（i）環境、健康、衛生および安全性に適用される基本的規制」を参照。）の目的ならびに政府の家庭用暖房の革新に向けた目標に沿っており、これによりEDFはすべての顧客とともに実現した行動の見返りとして省エネ証書（*Certificats d'Économies d'Énergie*またはCEE）を取得することができた。2006年に導入されたこの構想は、とりわけエネルギー効率に関する2012年10月25日付指令により定められた目標の達成に寄与するべく、2015年1月1日に変更され、第3期（2015年－2017年）の国民の義務は第2期の2倍の700TWhに設定された。さらに、グリーン成長に向けたエネルギー移行法により、エネルギー供給業者は、エネルギー貧困世帯における省エネの促進を義務付けられた。2015年12月30日に公表された当該規則において、2016年－2017年の目標は150TWhに設定された。

また、EDFは周知された持続可能な地域における行動により、エネルギー送電における主要事業者としての地位を確立している。さらに、EDFは、スマート・メーターの配備を支援しており、将来的な高性能電力システムの促進にも取り組んでいる。

(ロ) 顧客の種類別の業務

(a) 住宅用顧客

2015年12月末現在、EDFは、フランスにおいて27.1百万の住宅用電気施設および1.1百万のガス顧客を有していた。2015事業年度において、電力販売量は133.8TWhまで増加し、天然ガスの販売量は10.6TWhであった。

EDFは、省エネを行うべく顧客に寄り添うことにより、継続的に顧客の信用を向上させるように努めている。EDFへの問合せに関して、問合せの方法または理由を問わず、10人中9人の顧客が対応に満足であると回答している。継続的な革新に支えられる顧客サービスは、デジタルと人との両方で提供されている。現在、10百万超の顧客スペースに、約5,000人のアドバイザーが在籍している。

エネルギーの提供

EDFは、規制販売料金によって、また市場売出しの一環として、電力を提供している。

また、EDFは、1.1百万の顧客に対し、天然ガスを市場売出しの一環として提供している。

EDFは、住宅用顧客に向けた新たな取組みを行っており、2015年末には再生可能エネルギーの売出しを開始した。EDFは、この売出しにおいて、売出しに応じる顧客の消費量を賄うのに十分な再生可能エネルギー電力を送電網に追加提供することを保証している。さらに、EDFは、1メガワット／時が消費されるごとに、再生可能エネルギー発電の予測に重点的に取り組む「プレビナジー」研究プログラムに対して2ユーロを出資する。

機能性およびサービス

EDFは、エネルギー契約の管理をより容易にするために、「EDFと私」アプリケーション、電子請求、「確定済み細書」サービス等のデジタルのツールおよびサービスを提供している。2015年3月、EDFは、顧客のキロワット時およびユーロ表示でのエネルギー消費量（電気およびガス）の透明性を高め、類似する世帯との比較が可能になる、「eバランス (*e.quilibre*) 」という新たなデジタル・ソリューションの提供を開始した。

また、EDFは、ウェブサイト (travaux.edf.fr) において省エネに関するアドバイスを提供しており、住宅用顧客の各世帯におけるエネルギー効率改善を支援する、約4,000人のEDFの住宅ソリューション・パートナーからなるネットワークを擁している。また、顧客は、これらのプランを理解するために、EDFの財務パートナー (*Domofinance*) から財務に関するソリューションを得ることもできる。

省エネ証書 (CEE) の獲得

住宅用顧客に関し、主にEDFの住宅ソリューション・パートナーのネットワークに基づく住宅の保温効果に係る修繕についてCEEを獲得した。

CEEに関する規制枠組みについては、「第2 3 (3) ⑥ (i) 環境、健康、衛生および安全性に適用される基本的規制」を参照。

連帯政策

連帯は、EDFの本質的価値観であり、およそ30年間もの間、経済的に困難な状況にある顧客に焦点を当てた方針を追求してきた。

(b) 企業用顧客

EDF Entreprisesのブランドにおいて営業するEDFは、1.6百万の企業用顧客を有している。2015事業年度には、規制販売料金および市場価格での電力販売量は175.8TWh、天然ガスの販売量は10.6TWhであった。

EDF Entreprisesは、特に電力請求額の削減を手助けすることによって、企業用顧客の競争力強化を支援している。この活動は、EDFグループの持続可能な開発戦略の環境的な範囲に沿ったものであり、また電力の急上昇を補填するための投資を避ける中で、フランスの電力システムの性能に寄与することを目標としている。

提供範囲

EDF Entreprisesは、企業用顧客に対して、競争力のある、オーダーメイドの電気・ガスの供給サービスを提供している。これらのサービスは、顧客の要望と消費パターンに応じて変化する。

EDF Entreprisesが提供する電力サービスでは、簡潔な契約手続を通じて、中小および零細の企業用顧客がエネルギー供給の最適化を行うことができる。消費量が増加した顧客は、予算の見通しを立てる必要性に応じて、提供価格における契約期間を選択することができる。最後に、EDF Entreprisesは、最も消費量の多い顧客に対して、その消費の構成に適したソリューションを提供することが可能である。

EDF Entreprisesは、消費量の多い顧客に対してピーク時およびオフ・ピーク時、さらには夏と冬とで異なる価格を設定し、顧客が発電費用を考慮して消費量を最適化できるよう、サービスの仕組みを通じて支援している。EDF Entreprisesは、より細やかな消費量の管理が可能な大規模顧客に対して、冬のピーク時における負荷削減に対して報奨金を支払うサービス（場合により、遠隔管理ソリューションを含む。）を提供している。

EDF Entreprisesは、エネルギー移行に貢献すべく、すべての顧客に対して、再生可能エネルギー源による電力によって消費量を賄うことを選択できるようにしている。中小規模の企業用顧客に対しては、消費量の100%がフランスの再生可能エネルギー源による電力で賄われることを保証することにより、当該企業用顧客の貢献について当該企業用顧客自身の顧客への情報開示を容易にする、再生可能エネルギー契約という個別サービスも提供している。さらに、EDFは、1メガワット／時の請求ごとに、再生可能エネルギー研究のプロジェクトまたは新規の再生可能エネルギー発電ユニットの開発に対して1ユーロを出資する。より大規模な顧客に対しては、保証された供給源から賄う消費量の割合を顧客自身が20%から100%の間で決定できるオプションを提供している。

また、EDF Entreprisesは、オンラインでの消費モニタリング、電子請求、サポートおよびトラブルシューティング、特にエネルギー管理システムの利用を希望する顧客に対するアドバイス（契約中の電力の最適化、エネルギー費用の効率化および削減等）等、中小企業であるか大規模の企業用顧客であるかを問わず、すべての電気およびガス顧客に向けたサービスの範囲を拡大している。

常に顧客の様々な要望に可能な限り近づくために、EDFは大規模顧客に特化したサービス（オーダーメイドの電気およびガス供給サービスならびに負荷削減が可能な顧客に対する報奨金支払サービスのみならず、顧客のエネルギー消費量および二酸化炭素排出量の管理ならびに国内割当計画に基づく企業の二酸化炭素取引を支援するサービス（「第2 3（3）⑥（i）環境、健康、衛生および安全性に適用される基本的規制」を参照。））を提供している。

顧客満足

EDF Entreprisesは、顧客満足を目指の一つとして掲げており、需要の充足度、要望のモニタリング、ならびに提供された情報およびアドバイスに定期的に耳を傾け、調査を行っている。2014年には顧客の80%が「とても満足」および「やや満足」と回答したのに対し、2015年の全体的な満足度は、各顧客部門によって2から9ポイント上昇した。

（c） 地方自治体、低所得者向け住宅仲介業者、地方配電会社（LDC）および公共サービス事業者

EDFは、地方改革およびエネルギー移行を背景として、分権的意思決定を有する地方自治体および公的機関（病院、大学および主要な大学院、商工会議所、CROUS学生サービスセンター、港および空港）に対してカスタマイズされた解決策を提供している。

EDFは顧客に対し、5つの分野において以下の事業を行っている。

- ・市場における競争事業者として
 - －エネルギー問題（入札の要請に記載された需要に適応した提供とソリューションの提案）へ対応した、市場価格での電力およびガスの供給
 - －地方気候プラン、地域緑化、地域発電、街路照明、電気モビリティ、建物のエネルギー効率等の持続可能な都市を念頭に置いたサービスの開発
 - －エネルギー貧困との闘い
- ・公共サービスの使命に関して
 - －ERDFの「配電」部分と関連した、「供給」部分に係る利権契約の締結
 - －規制販売料金での電力の供給

EDFは、この市場において56,000超の顧客を次のように管理している。これらの顧客はすべて、電力を供給している約1.2百万の敷地に相当し、そのうち、281,700超は社会住宅賃貸人（年間消費量は29.3TWh）向けの敷地であり、またおよそ8,000の天然ガスを供給している敷地（年間消費量は1.4TWh）が含まれる。それらに加え、2015年には16.1TWhの電力が地方配電会社（LDC）に販売された。

2015年において、EDF Collectivitésへの満足度は、各部門により81%から88%であった。専用の連絡者との関係の質、アドバイス、クレームへの対応、エネルギー不足への対処方法については評価が高かった。顧客の92%はEDF Collectivitésを信頼している。

エネルギー管理

エネルギー消費の管理に関連して、地方自治体との合意書への調印が行われた。また、特定のコミュニティは実質的にエネルギー分野の専門的能力を備えており、エネルギー需要コントロールおよび再生可能エネルギーに関する問題においてそれらの地域における特定の活動を行う。社会住宅賃貸人向けの「ロード量」装置は、社会住宅のエネルギー効率を改善し、EDFが省エネ証書を発行することができるようにすることを目指している。2015年において、173,000超の社会住宅が支援を受け、そのうち162,700超が修繕工事についての支援を受けた。

(ハ) 持続可能な都市および地域となるために

都市および地域のエネルギー開発は、今や自然と持続可能な開発目標と密接に関係している。地方自治体にとって、環境への影響、地域経済の活動および貧困が最大の関心事である。

(ニ) 公共配電委託

公共配電委託には2つの個別の義務がある。

- ・ ERDFが請け負う公共配電網の開発および運営（「第2 3（2）④（ii）配電—Électricité Réseau Distribution France（ERDF）」を参照。）
- ・ LDC以外のフランス本土全域を請け負うEDFによる、委託地域全域の公共配電網に接続した規制販売料金の恩恵を受ける顧客に対する電力供給。当該義務は、委託仕様書の義務ならびに一般的な販売条件（申込み、支払いおよび配電条件ならびに契約締結等）に従って履行されている。

フランス本土における各委託契約はEDF、ERDFおよび許認可機関により連署されており、自治体または自治体連合にも関係している。公共配電は580の委託契約（そのうち49は県単位のものである。）の枠組みの中で行われている。

2014年および2015年には、特にセヌ・エ・マルヌ県およびヴォクリューズ県のエネルギー・コンソーシアム、ドゥエシ市における自治体組合、ならびにムラン市およびトゥール市等の約20の委託契約の交渉が行われた。約20の委託契約が2016年および2017年に終了する予定である。委託契約の更新、全国および地域的権限の動員、委託機関におけるEDFの問合せ窓口の専門性の強化、毎年の委託状況報告書（CRAC）の作成、ならびに許認可機関からの監視要求への対応等のための組織および手段が設定された。

今後は特に、2015年8月17日付グリーン成長に向けたエネルギー移行法（TEPCV）に規定される委託状況報告書の内容に関する規則の施行および許認可機関を代表する国家機関と共同で行うモデル委託契約の刷新が主要な局面となる。

グリーン成長に向けたエネルギー移行法は、MARTAM法（地方公共活動の刷新および大都市区域の統合（*MARTAM—modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles*））ならびにNOTRe法（フランス共和国の新たな地方組織（*Nouvelle Organisation Territoriale de la République—NOTRe*））と合わせて、大都市区域および都市部の共同体が、規制販売料金による配電および電力供給の許認可機関として行為できることを改めて確認している。これは、事業者にとっては、委託契約の締結、当該委託契約の変更および管理に関して、これらの事項の関係者となった都市部の共同体との対話が拡大することを意味する。

グリーン成長に向けたエネルギー移行法においては、特に、県の電力コンソーシアムにおける地方と都市部の共同体との間の管理バランスを再調整する規定が導入されている。EDFは、大都市区域または都市部の共同体の単位で締結された委託契約について、もしも都市部の共同体が当該地域のみに関する契約を希望した場合には、必要に応じて再交渉を行う準備を進めている。

③ 最適化取引業務

(i) 上流部門／下流部門最適化取引部門（DOAAT）の役割および事業

DOAATは、EDFの上流部門／下流部門の電力ポートフォリオのバランスの管理、かかるポートフォリオから生み出される電力の売上総利益の最適化、ならびに関連する物理的リスクおよび金融リスクの管理を担っている。

電力の供給／需要の管理は、当グループのリスク統制部門からの命令に従って起草され、執行委員会により承認された極度リスク（数量リスク）および価格リスクに関する方針により設定された枠組み内で、現時点から3年に分類される（「第3 4（1）②当グループの事業に関連するリスク」を参照。）。例えば、冬の気温が1℃低下すると、フランスにおける地域的電力消費量は2,400MW増加し（出典：RTE）、極端な2年間では、それぞれの年の水力発電量の差は約20TWhに上る可能性もある。したがって、DOAATは、「数量リスク」に対応するため、ほぼすべての局面において常にそのコミットメントを充たせるように、十分な余剰電力の保有を確保している。DOAATは、発電所の管理業務（特に原子力発電）のプログラミング、在庫管理（化石燃料、水力発電の予備電力および顧客による負荷削減）ならびにDOAATを代理して市場にアクセスする任務を負っているEDF Tradingを通じた卸売市場での売買等、一連のレバレッジを行っている（「第2 3（2）⑥（iii）最適化および取引：EDF

Trading」を参照。）。DOAATはまた、EDF Tradingの支援を得て、エネルギー卸売市場（電力、ガス、石炭および石油製品）ならびに二酸化炭素排出権の市場の価格変動に対するEDFの上流部門／下流部門のポートフォリオのエクスポージャーを管理している。

DOAATは、RTEに関して、EDFのフランス本土における役割範囲において「調整責任企業」としての役割を担っている。この点に関して、EDFは、RTEに対し、その調整対象において矛盾が生じた場合、財務的に補償を行うものとする。最適化は、RTEに対し、翌日の需要と調整された提供スケジュールを知らせ、EDFの契約上のコミットメントの供給費用の最小化を可能にすることにより行われる。さらに、DOAATは、「発電・供給」ポートフォリオ（C＋P）の物理的および財政的バランスに対し、規制上および制度上の変更が与える影響の分析および評価を行う。

（ii）長期的な電力の購入契約および売却契約

EDFは、欧州事業者と多くのエネルギー購入契約または売却契約を通じて、商業関係を持っている。

契約には以下に関連する複数の種類がある。

- ・発電所（主に原子力発電所）が生成するエネルギーに対する権利。発電所の稼働期間中、取引相手方はかかる権利から利益を得る（「第2 3（2）①（i）（イ）EDFの原子力発電所－発電割当契約」を参照。）。
- ・通常15年から25年間の期間、全面的または部分的に保証される電力引出権

（iii）既存の原子力発電所からの電力に対する規制されたアクセス（Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire HistoriqueまたはARENH）

2011年7月1日より運営されているARENH制度においては、枠組み契約を締結した競合供給業者が、エネルギー規制委員会（CRE）が定める電力量を規制料金にてEDFから購入する権利を付与される。この制度は、電力網事業者が損失の補填のために利用することもできる。CREはこの制度の管理および購入権の計算を担い、購入権の計算の結果を共同で契約する関係当事者へ通知する。したがって、ARENHの利用権の行使を希望する供給業者は、顧客の消費量の予測値をCREに提出し、申請を行う。詳細な予測値および各供給業者について計算された購入権は、CREおよび当該供給業者のみが知ることができる。支払いは、フランス預金供託公庫により管理される。

ARENH価格は規制されている。ARENH価格の設定方法を規定する命令の草案は、2014年6月19日にフランス高等エネルギー理事会（Conseil Supérieur de l'Énergie）において審議された後、欧州委員会に提出され、現在審議中である。政府は、2014年11月4日のプレスリリースにおいて、かかる審議が完了するまで、現行のARENH価格を42ユーロ／MWhに据え置くことを決定した。

エネルギー法第L.336-8条には、ARENH制度の導入ならびに2015年およびそれ以降の5年ごとにおいて当該制度が卸売市場での競争・運営に与える影響についての評価が記載されている。この評価は、CREおよび競争当局からの報告に基づき、政府から議会に提示されたものである。2015年12月31日現在、関係当局は、この評価についての検討結果をまだ発表していない。

（iv）購入義務および卸売市場での販売を専門とするバランス調整グループ

EDFは、政府が支援および開発を望む発電施設（再生可能エネルギー源およびエネルギー効率の優れたコジェネレーション）からの電力を購入する義務を負っている。法律（エネルギー法第L.121-7条）により、当該義務から発生する追加費用は、電力市場のベンチマーク価格に基づき、EDFのために相殺される（「回避コスト」という概念である。）。

2011年の費用に関して2012年10月9日に開催された委員会において、CREは、「購入義務の対象となる発電量は部分的に予測不能であることから、理論上は、EDFの負担する不均衡コストを回避コストから差し引くべきである。当該不均衡は、過年度においては消費関連の不均衡と比較すれば無視できるものであったが、より顕著になってきている。」と表明した。

再生可能エネルギーの開発に伴って、予測発電量と実際の発電量との差異から発生する費用が顕著になっている。このため、CREは、2014年12月16日に開催された委員会において、かかる不均衡コストを組み込むためにEDFの回避コストの計算式を変更した。CREは、EDFに対して、かかる不均衡を具体化し個別に特定するために、購入義務契約の対象となる施設を専門とするバランス調整グループを設立するよう依頼した。

このバランス調整専門グループは2015年7月1日に設立され、購入義務契約の対象となる施設で発電されたエネルギーの販売は、DOAATがエネルギー市場において直接に管理している。これにより、当該エネルギーをEDF自体のポートフォリオから切り離して管理することが可能となる。こうして、2015年11月4日以降、短期（すなわち、次回販売日の前日。「購入義務のランダム要素」と呼ばれる。）の予測が可能な購入義務に基づく発電量は、EPEXスポット市場において販売されている。2016年1月以降、長期の予測が可能な発電量（購入義務のほぼ確定的な要素と呼ばれる。）は、透明かつ公平な入札に基づき販売されている。

（v）今後の容量メカニズムの整備

NOME法（新電力市場組織（*Nouvelle organisation du marché de l'électricité*））に由来するエネルギー法第L.335-1条以下は、各電力供給業者に対し、その顧客のエネルギー消費パターンを考慮して、大陸の大都市圏における電力の安定供給に貢献することを義務付けている。このため、各供給業者は、負荷制限および発電容量（特にピーク時において発電および消費のバランスを確保するために実行することができる。）に関する保証を提供しなければならない。

この義務を遵守するため、各供給業者は、発電事業者（すべての発電手段を認証する義務を負う。）または需要反応管理事業者から容量の保証を得なければならない。

このような容量保証を伴う取引を支援するため、新たな市場が設立される予定である。当該メカニズムにより、EDFにおいてはDOAATが管理する、新たなコモディティが生み出される。

現時点では当該メカニズムの導入が遅れる可能性があるものの、配電の初年度は2017年となる見込みである。

2015年、DOAATは、2017、2018および2019配電年度におけるEDFのほとんどの発電手段を認証した。同様に、DOAATは購入義務を負う発電手段についても認証を行っている。DOAATは、欧州委員会がフランスの容量メカニズムに関する正式な調査開始を発表したことを受け、公的機関が取引開始を承認すれば、2016年にこの新たに設立される市場での取引を開始するべく準備している。EDFは、この市場において、各配電年度につき設定した年間ポジションを、義務の対象となる発電量および認証された発電量によって管理することが可能になる。

④ フランスの規制業務

(i) 送電—Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

2000年7月1日に設立され、2005年9月1日以降は子会社となったRTE (Electricity Transport Network) は、フランスの送電網の運営、維持管理および開発を行う送電網所有者兼事業者である。かかる送電網は、100,000キロメートル超の高圧あるいは超高圧の電気回路および50の国際電線を有しており、欧州最大の送電網となっている。その地理的位置によって、RTEは欧州電力市場の中心的存在となっている。RTEは、電力網の適正な運営および安全性を保証し、すべての電力網利用者に対して自由かつ公平なアクセスを提供している。また、同社は、送電網および相互接続の開発が不可欠となる、フランスの再生可能エネルギー源の開発および再生可能エネルギー源の電力システムへの統合の支援に特別な関心を払っている。

RTEはEDFの完全子会社であるが、RTEにおける特定のガバナンス状況（「第2 3（2）④（i）（ロ）RTEの組織」を参照。）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連結している。RTEの株式の50%は、原子力発電所の廃炉に係る資金調達のための専用資産のポートフォリオへ割り当てられたことに留意が必要である。

2015年のエネルギー・バランス

フランスにおいて、2015年は、2014年には及ばないものの、全般的に温暖な年であった。このため、フランス本土における総消費量は475.4TWhとなり、2014年から2.2%増加した。

年間電力消費量のピークは、寒波の到来していた2015年2月6日の91.6GWであり、2011年および2013年と同水準であった。2012年の熱規制により、今後の気温に対する感応度は鈍る見込みであるが、冬季における消費量の気温に対する感応度は約2,400MW/℃を維持している。

気候要因を調整した後のエネルギー分野以外における消費量は3年間横ばいであり、0.5%微増して476.3TWhとなった。配電網に占める再生可能エネルギーの割合の増加により、RTEの電力網における気候要因を調整した後の引込みの変動値は、消費量のそれと必ずしも一致しておらず、2011年以降減少している（2014年と比較して、2015年は-0.6%）。

工業における消費量は、過去3年間と同水準の67.6TWhであり、各分野における変動の傾向を相殺した。

(イ) 全般的な背景

エネルギー移行の促進のため、再生可能エネルギーが引き続き増加した。

2015年の風力発電の設備容量は、10,000MWの大台を超えた。風力発電量は2014年から23.3%増加して21.1TWhとなり、風力発電の最大容量は年間を通じ各月で5,500MWを超えた。1時間当たりの風力発電量は、2015年3月29日の午後1時に容量8,266MWの新記録（負荷率86.3%）を達成した。一方、1日当たりの発電量は、2015年11月29日にピークに達した（184GWh）。

2015年、895MWの太陽光発電容量がフランス本土に接続され、太陽光発電の設備容量は6,200MWに増加した。この増加の約4分の1は、2015年9月に、現時点で欧州最大の太陽光発電所であるジロンド県セスタ市のコンスタンタン発電所が、RTEの電力網上で稼動開始したことによるものである。

低価格が継続したことにより、フランスの輸出量が引き続き好調であった。

すべてのフランスとの隣接国において、取引高がプラスであった。取引高は合計61.7TWhであり、60TWhの大台を超えるのは過去10年間で3度目である。2015年10月5日以降段階的に商業運用を開始したベクサーサンタ・リュガイアの新たな相互接続により、スペインとの間の送電容量が増加した。フランスのスペインに対する取引高は7.3TWhのプラスであった。

フランスは、スイスに対して引き続きプラスの取引高を有している（13.9TWh）。

相互接続が78%の時間帯で上限に達していたイタリアに対する取引高は19.7TWhのプラスであり、相互接続が86%の時間帯で上限に達していた英国に対する取引高は14.1TWhのプラスであった。特にこれら2か国の隣接国については、新たな相互接続プロジェクトが計画されている。

(ロ) RTEの組織

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、以下の12名からなり、任期は5年である。

- ・株主総会により任命された8名
 - －政府を代表する4名（個人によって代表される、法人としての政府を含む。）
 - －株主を代表する4名
- ・従業員により選出された4名

また、政府委員も任命され、相談役として監査役会に出席している。

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

(ハ) RTEの事業

フランスにおいて、RTEは、公共送電網を管理し、適用ある命令により2051年まで承認されているモデル仕様書に定める条件の範囲内でその職務を遂行している。フランス・エネルギー法に従い、送電網事業者は、当該団体が当該文書に規定される独立性条件を充足していることを保証することを目的とした、CREと欧州委員会が関与するプロセスに従って認証されなければならない。RTEは、2012年にCREの認証を取得した。

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

RTEは、電力送電網の事業者として、欧州市場の統合、発電施設の再構築の促進ならびに新たな公益インフラの統合ならびに顧客および自治体のニーズを満たすような工業施設の維持に関する制限を強化する社会の変革など、業務上の様々な課題に取り組まなければならない。これらのニーズを満たすために、RTEは、CREの承認を得て、新たな投資段階を迎えている。投資は、2009年から2013年までの期間中に年間1十億ユーロ超に増加し、2014年および2015年にはそれぞれ年間1.3十億ユーロ超に増加した。RTEは、かかる使命を遂行するため、主に送配電網の利用者から支払われる料金からなる自社資金を有している。この料金は、効率的な送電網事業者に係る費用に見合っており、かつCREにより承認されたすべての投資プログラムを通じて投資された元本に対して適切な利益を生み出す限りにおいては、RTEの費用全額を網羅するために差別なく設定されている（「第23（2）④（iv）公共送配電網使用料金（TURPE）」を参照。）。

(a) 送電基盤の管理

維持管理

RTEは、日々の維持管理、緊急の補修および耐用年数の終了しているまたは損傷している設備の交換を行うことにより、送電網資産の管理を行っている。

1999年の暴風雨以降にRTEが実施した機械的安全プログラムは、ほぼ完了している。全体として、現時点から2017年にかかるプログラムが完了するまでに、RTEは、送配電網を機械的に安全にするため合計2.4十億ユーロ（1年当たりの平均費用は約160百万ユーロ）を支出する予定である。このプログラムは、RTEの送電網上の架空送電線45,000キロメートルに関連する。

2015年において、RTEの顧客の供給停止相当時間は7分2秒であった。この実績には、2015年6月30日から7月4日において計器用変圧器一式が故障し、顧客に対する大規模な供給停止を引き起こした熱波の影響が組み込まれている。単独での供給停止時間が5分44秒であったが、これらの事象により、好調な実績の達成が妨げられた。

配電網の開発および新規投資の実現

加えて、RTEは引き続き、電力網の開発および交換も行っている。検討中のプロジェクトおよび完了済プロジェクトは、エネルギー輸送という課題に対処する必要性が高まったことに対応する動きの一環である。RTEは、CREに提出する年間投資プログラムを作成している。2015年には、RTEの合計投資額は1,402百万ユーロ（CREの規制範囲内）となった。主要な投資としては、シャルルヴィール＝ランス間の400kVの送電線の修復、フレジュス安全トンネルを通じるフランス・イタリア間の直接電流リンク（サヴォワ＝ピエモンテ）の敷設開始、東ピレネーにおけるフランス・スペイン間の相互接続強化を目的とした直接電流線敷設の完了（2015年10月、商業向けの容量が市場において販売された。）、モンテリマル＝リヨン間の400kVの送電線の流量の安定性確保のための導体交換の継続が挙げられる。電力網設備への投資の約30%が、電力品質維持のための修復作業に関連するものであった。

2016年における規制機関承認済みのRTEの投資プログラムは、1,550百万ユーロである。2016年の投資プログラムは、特にエネルギー移行および欧州における市場統合に伴う環境の変化を考慮した、電力網の開発および交換ならびにITシステムの開発および更新に対する大規模な投資の継続に関するものであった。

また、RTEによる投資は、電力供給における安全水準の維持、新たな発電方法（断続的な再生可能エネルギー源を含む。）の導入、欧州電力市場の統合およびインフラ更新の需要の段階的な増加への対応などの課題に対処する必要性が高まったことを背景とするものである。

2015年には、規制資産ベース（RAB）は411百万ユーロ増加し、2015年1月1日現在の12,826百万ユーロから2016年1月1日現在では13,237百万ユーロに増加した（実績額に基づき算出された合計額は、CREの承認待ちである。）。記録のために記載すると、RABは、税引前で7.25%の加重平均資本コスト（WACC）料率の報酬を受けている。これは、投資子会社控除後のRTEの産業資産を表しており、建設中の有形固定資産（2012年末までは4.8%のTURPE 3料率で報酬を受け、2013年から2016年の期間においては、2013年4月のCRE決定による価格に従って4.6%の料率で報酬を受けるもの。）を除外して計算されている。

(b) エネルギー流量管理

費用割当て

予想流量と実際の流量との間のマイナスの不均衡への対処としてRTEが実行した調整に対応する費用は、不均衡額に基づき按分比例で「調整責任企業」（発電事業者、取引会社、供給業者等）に転嫁される。プラスの不均衡の場合、RTEは、調整責任企業に対して財務補償する。

相互接続

RTEは、欧州近隣諸国の送電網事業者と協力し、外国との相互接続のアクセスを管理する。かかる相互接続により、ある国から別の国へのエネルギー送電および送電網を運営する際の安全性が保証され、また電力供給業者が近隣諸国間のピーク時の差異を利用して欧州連合内の別の国の消費者にエネルギーの販売を行うことによって欧州電力市場が発展し、欧州全体として発電手段をより効率的に共有することが可能となる。

フランス・スペイン間の相互接続

2008年10月、RTEおよびそのスペインにおける相手方であるREE (Red Eléctrica de España) が株式を50/50の割合で保有するフランス・スペイン系の企業であるINELFE (フランス・スペイン間の電力相互接続) が、当該2か国間の相互接続プロジェクト全体を遂行するために設立された。2015年10月、新たな±320kVの送電線が稼働し、イベリア半島とその他の欧州諸国との間の電力取引容量が、以前の1,400MWから2,800MWに倍増した。

2011年に欧州投資銀行 (EIB)、INELFE、REEおよびRTE間で締結された契約においては、EIBがこのプロジェクトの資金調達に、当該電力網事業者2社に対して、総予算である700百万ユーロの半額となる350百万ユーロを融資するという形で参加することが定められている。さらに、復興のための欧州エネルギープログラム (EEPRプログラム) に基づき、欧州連合により相互接続の資金調達のために、225百万ユーロが支給される予定である。

欧州電力網の調整

RTEおよびELIA (ELIAは、ベルギーの高圧送電網事業者 (30,000ボルトから380,000ボルト) である。) は、フランスおよびベルギーの電力網の運営を調整することを目的として、Coresoと呼ばれる共同会社を2008年12月に設立した。Coresoの設立は、欧州委員会および電力市場の関係者の双方から表明のあった送電網事業者 (TNO) 間の業務上の連携を強化させるという要求に応えたものである。Coresoは、地域レベルでの独自の再生可能エネルギー発電の統合を向上させ、増加している国境を越えた流量の安全管理を保証する義務を負う。

英国の電力網事業者であるNational Grid、イタリアならびにドイツ北部および東部における送電網事業者であるTernaおよび50Hertz、ならびにさらに最近ではポルトガルの電力網事業者であるRENもCoresoに加わった。

(c) RTEの国際的業務

2006年9月に設立されたRTEの子会社であるRTE Internationalは、入札の要請または個別の要請に応じる、フランス国外のすべての技術およびコンサルタント・サービスに関するRTEのインターフェースである。

RTEはその国際的業務の展開戦略・地理的多様化戦略を追求している。

(ii) 配電—Électricité Réseau Distribution France (ERDF)

ERDFの主な目的は、常に安全性を保証しかつ電力流量のバランスを監視しながら、公共配電網の運用および拡張を行うことである。ERDFは、配電事業を担うEDFの完全子会社であり、2008年1月1日より操業している。ERDFは、フランス本土の人口の約95%に対して電力を供給している。残りの5%は地元の配電会社 (LDC) により配電されていた。

2015年、ERDFはフランス本土において、約1.3百万kmの電力網を通じて35.6百万超の顧客 (配電地点) へ電力を供給した。

2015年12月31日現在、ERDFの従業員数は39,033人であった。

配電網には電力損失が伴うが、これは主に物理的効果によるものであり、流れる電力量に直接比例する。ERDFは、最終顧客へ供給される電力量を満たすために、かかる損失を填補しなければならない。2015年の損失は22.9TWhであり、損失率は電力網に供給された電力の6.2%であった。2015年にERDFが損失相殺のために負担した費用は1,137百万ユーロであった。かかる損失を補うために、ERDFは、組織された市場プラットフォームにおいてまたは約20の認可された供給業者との入札により、相当する電力を卸売市場にて購入している。ERDFは、2014年以降、損失相殺のための電力購入のためにARENHによる配電を利用しており、2015年の上限は約6.4TWhであった。

技術仕様：2015年12月31日現在、ERDFが委託を受けている配電網（「第2 3（2）④（ii）（ロ）配電事業」を参照。）の構成の概要は以下のとおりである。

- ・ 20,000ボルトのA型高圧（HVA）線631,400キロメートル
- ・ 400ボルトの低圧（LV）線709,500キロメートル
- ・ 2,251個のHVB／HVA変電所
- ・ 774,500個のHVA／LV変電所

（イ） ERDFの組織

フランスにおける配電事業は、法的枠組みに従い、ERDF（フランスの株式会社（*société anonyme*）であり、その業務執行委員会と監査役会は公共配電網の運用に責任を負う。）によりほぼ独占的に提供されている。

指令2003/54/EC（当該指令の原則は2009年7月13日付指令2009/72/ECにおいて適用された。）に従い、公共配電網事業者が垂直的に統合された会社の一部である場合には、その組織および意思決定は配電以外のその他の事業から法的に独立していなければならない。この枠組みにおいて、EDFおよびGaz de France（現在のEngie）が当該原則を採用したことにより、これら2社の配電網が拡大した。この2つの子会社であるERDFおよびGRDFは、法的枠組みに従い、「共同サービス」を行っている（「第2 3（2）④（ii）（ハ）ERDFおよびGRDFによる共同サービス」を参照。）。

2004年8月9日付法律に従って、公共配電網事業者の事業は、2007年に子会社化された。

ERDFの監査役会は合計15名で構成されており、そのうち8名は定時株主総会により選任され、5名は1983年7月26日付の公共部門の民主化に関する法第83-675号の規定に従って選出された従業員の代表であり、そして2名は政府の代表である。ERDFの業務執行委員会は、監査役会の監督の下に職務を遂行する役員5名により構成されている。

政府は、2014年8月20日付政令第2014-948号（第15条）に規定されるオプションの適用および2015年1月19日付命令第2015-38号に基づき、2015年2月4日付の決定により、ERDFの監査役会会議に出席する政府委員を選定した。

ERDFは、数か月以内にブランド名称を変更する。この新名称には、COP21を受けたエネルギー移行に対する同社の精力的な取り組みが反映される予定である。また、CREが意図するとおり、この新名称によって当該配電網事業者の認知度が高まり、その使命が明確化される。

フランスにおけるERDFの使命

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

- ・ 配電網に関する運営、投資および拡大政策の概要を決定し、実行する。

- ・客観性、透明性および公平性のある状態で利用者のこれらの電力網への接続およびアクセスを提供し、ならびに他の電力網との相互接続を提供する。
- ・利用者に対し、ERDFの配電網へ効率的に接続するために必要な情報（規制または法律により保護されている情報を除く。）を提供する。
- ・これらの事業に即した、エネルギー規制当局（エネルギー省、エネルギー規制委員会（CRE—*Commission de Régulation de l'Énergie*）および公共配電委託機関）との関係の監視を行う。
- ・地方自治体との関係を監視する。
- ・委託契約の交渉、締結および管理を行う。
- ・配電網の運営、提供および修理を行う。
- ・インフラの設計および建設、ならびに電力網関連作業の管理を行う。
- ・当該配電網に接続している利用者に計量サービスを提供する。これには、とりわけ、メーター装置の提供、設置、点検、維持管理および交換ならびにデータ管理、ならびにこれらの業務全体に関連する他の業務が含まれる。
- ・フランス地方自治体法の第L.2224-31条第III項および第IV項にそれぞれ規定されているLDC、配電事業者および当局に対し、サービスを提供する。

（ロ） 配電事業

ERDFの事業は、多くの業務から構成されている。すなわち、委託を受けた委託資産の管理、継続的な供給を確保するための電力網の運用および維持管理、電力網に関する作業（とりわけ電力網の接続、強化および更新作業）、既存の契約の枠組み内でのすべての使用者に対する電力網へのアクセスの提供、メーター設備の運用、ならびに電力網利用者の消費データの取得、処理および伝達である。

投資の変化

2015年、ERDFは3.2十億ユーロを投資したが、そのうちの1.4十億ユーロは主として新規の顧客および電力事業者の接続ならびに電力網の強化に割り当てられた。さらに2015年、委託機関が789百万ユーロを投資した。2015年におけるフランス本土の配電網への投資額は、合計で約4十億ユーロとなった。

ERDFの総投資

(単位：百万ユーロ)	2015年	2014年
接続および強化	1,396	1,501
規制上、安全上および配電事業者としての義務	370	397
電力網の近代化	1,089	979
作業設備および運用資源	315	330
ERDFの投資合計	3,170	3,208
第三者および地方自治体からの割当作業 ⁽¹⁾	789	833
電力網投資合計	3,959	4,041

(1) PCT (PCT (料金により賄われる部分) とは、接続の資金として、プロジェクト管理請負業者に対して配電料金から支払われる部分をいう。) および第8条 (作業と周辺環境との一体化 (電圧線の埋設等) に関する委託仕様書別紙1第8条) に基づく控除後。

拠出された追加資源は、顧客、地方自治体および委託機関の期待が特に高い領域である、送電品質、電力網の防護性、安全性および環境保全のために割り当てられる。

ERDFは、上記のような水準の投資額を投じることにより、資産更新プログラムを実行することが可能になった。

ERDFは、上記の投資に加えて、電力網の予防的維持管理業務（とりわけ縮小作業）に割り当てる予算の引き上げも継続している。2015年、当該予算は342百万ユーロとなった（2014年は334百万ユーロ、2013年は273百万ユーロ）。

公共サービス契約ならびに環境および景観に関する問題

公共サービス契約の目標ならびに環境および景観に関する目標を達成するために、ERDFは、新たなA型高圧（HVA）線の90%を埋設することおよび新たな低圧（LV）線のうち3分の2を対象に「景観と調和した技法」（建物正面にツイスト・ケーブルを使用）を使用することを約束した。ERDFは、配電網全体の埋設は計画していない。地中電力網は、依然として架空電力網と同様に停電のリスクがある。地中配電網は、外的衝撃（熱波、洪水、工事等）の影響を受け易く、事故現場の特定および顧客への電力供給再開に要する時間は、一般的に架空電力網の場合より長期化する。

2015年、ERDFは、新たな中圧線の98.2%超を地下技法によって設置し、新たな低圧線の80.8%超を地下技法または景観と調和した技法によって設置した。したがって、ERDFは、その監督下で設置された電力網の視覚的な影響を軽減させるという政府に対するコミットメントを上回る作業を行ったことになる。

サービスの質

サービスの質は、ERDFの主要な目的の1つである。2015年において、送電事故および例外的事象を除いた平均停電時間は61.1分であった。これは、過去10年間で最良の実績である。提供されたサービスの質は、規制に定められた水準に可能な限り近い状態で電圧水準を維持すること、および停電件数の最少化によっても反映されている。

2015年の電圧量については、99%を超える顧客が、現在の規制の下で「十分に供給されている。」と考えている。

重大な事故に対応できるよう、ERDFは、緊急介入部隊（FIRE）を利用し、顧客への電力復旧を可能な限り迅速に行うために、あらゆる被災地域に対して他の地域の作業チームおよび物資を何時でも動員・運搬できるようにした。2015年、FIREチームは、7月初旬にイル・ド・フランス、プロヴァンス=アルプ=コートダジュールおよびリヨン地方において熱波の被害を受けた地中電力網の復旧のために動員され、その後8月末に南西部に被害を及ぼした暴風雨の後に動員された。

ERDFは、大規模な暴風雨の影響から架空配電網を保護するための保険については、「第3 4（2）⑦（v）（ハ）暴風雨保険」を参照。

再生可能エネルギーの開発

ERDFの事業範囲では、太陽光発電施設の送電網への接続件数が再度増加し、2015年末現在、5,217MW（2014年末現在では4,590MW）の太陽光発電施設が接続されたが、これは約338,000基（2014年末現在では321,000基）に相当する。公共配電網に接続された風力発電の開発も継続中であり、9,191MW超が2015年末現在までに配電網に接続された。

2015年末現在、合計14.4GWの太陽光発電および風力による発電がERDFの送電網に接続されており、その内訳は太陽光発電所が5.2GW、風力発電が9.1GWである。この発電量に他の手段による発電量（特に「従来型の」水力発電所（1.5GW）、コジェネレーション（1.8GW）、バイオガス、バイオマスおよび給電指令可能な化石燃料火力発電を含む。）が加算される。2015年末現在、ERDFに接続された発電所の発電規模は、合計約19.3GWであった。

電力市場

フランスの電力販売市場は、2007年7月1日からすべての顧客に対して開放されている。

フランスの市場において、36社の電力供給業者が業務を行っている。供給者はERDFと契約を締結し、顧客が電力の供給と配電について網羅した1つの契約に申し込む場合について、供給者と配電事業者との間の規約を定めている。

ERDFは、36kVAを超える電力を申し込む施設に関して、規制販売料金による提供を終了し、市場売出しによる提供へ移行する手続を取った。この目標に向けて、ERDFは、期日までに市場売出しに合わせて計量作業の調整を行う国家プロジェクト組織を立ち上げた。現在進行している主要なプロジェクトは、供給業者変更手続、運営手続の整備、メーターの展開、ITシステムの導入および2015年末の作業集中期に向けた準備である。

委託

2015年12月31日現在、ERDFおよびEDFは、人口の約95%を対象とする580件の委託契約の共同受託事業者である。

フランスでは、地方公共サービスの委託に関する慣習法に基づく委託制度によって公共配電網が運用されている。委託機関は、法律の規定に基づき、返還財産（返還財産とは、許認可を受けたサービスの履行にとって必要不可欠なものである。かかる財産は、最初から現地の委託機関に属するものとみなされる。委託契約において、返還財産は委託期間終了時に現地の委託機関に対して強制的に返還されることが定められている。）である配電網を所有している。委託契約は、一般的に20年から30年の期間について締結されるものである。

公共配電網の開発および運営（公共配電網による全国規模の合理的なサービスならびにあらゆる状況下での公共配電網への接続およびアクセス）は、フランス・エネルギー法（第L.121-4条）に基づきERDFに、フランス本土と相互接続のない区域においてはEDFに、またその独占区域についてはLDCに、それぞれ委託されている。

フランス・エネルギー法第L.334-3条に従い、進行中の委託契約は、委託機関（地方自治体または提携する公的機関）ならびに規制料金での供給に関する箇所についてはEDF（または管轄領域が競合するLDC）、および配電網に関する箇所についてはERDF（または管轄領域が競合するLDC）により連署されている。その更新または修正の際には、委託契約はそれらの要項に従って連署される。

「第2 3（3）⑥（ii）（ト）公共調達に適用される規制」も参照。

（ハ） ERDFおよびGRDFによる共同サービス

フランス・エネルギー法第L.111-71条に定義されるERDFおよびGRDFの共同サービスは、電力およびガスの配給事業部門において、設備の構築、作業プロジェクト管理、ネットワークの運営および維持管理、ならびに計量作業である。当該サービスは、法人格を持たない。

ERDFおよびGRDFは、共同サービスの枠組みにおける2社の関係、当該共同サービスの範囲、および当該サービスにより生じた費用の分担について規定した協定を通じて、関係を有している。この契約は無期限で締結され、18か月前の通知によりいつでも終了できるが、この期間中に両者は再交渉を行わなければならない。

2011年11月、ERDFおよびGRDFは、目標とする共同サービス団体の構想におけるそれぞれの配電事業者の役割をまとめた協定を締結した。市場の開放および処理過程の差別化により、一部事業の組織が変更および専門化された。ERDFは、現在まで、すべての運営業務を地域規模で一体化する、地方部局を擁する組織を支持してきた。地域事業に関しては、さらに詳細な構造が確保されている。メーターの検針または物流事業等の一部事業は、効率向上のため共同で行われている。

（二） 今後の課題（取替え、開発、スマート・メーター） スマート・グリッドおよびスマート・メーター

公共配電サービスの保障を担うERDFは、電力網を開発、最新化および確保するために常に投資を行っている。社会における新たなニーズに電力グリッドを対応させることが主要な戦略的課題となっている。この目標を達成するために、ERDFは、技術者が物理的に関わることなく受注およびデータ送信が可能な「スマート・メーター」と呼ばれる次世代メーターを基盤とするLinkyシステムを開発している。このシステムは、スマート・グリッドの初期段階である。

公的機関に承認された実験段階が成功した後、ほぼ300,000個のLinkyメーターが、リヨンおよびトゥレーヌにおいて稼働している。2015年12月1日、ERDFはLinkyメーター展開の第1段階を開始した。第1段階においては、2015年12月から2016年末の間に3百万個のメーターが設置される。目標は、2021年までに、フランスの35百万世帯における古いメーターの90%を交換することである。

エネルギー移行の促進

一方で、ERDFは、消費者および企業に対して大幅に最新化された電力網の提供を可能にする数多くのソリューションについて大規模な試験を行っている。この研究および開発作業は、低圧および中圧の電力網の運営、再生可能エネルギーと電気自動車との融合、貯蔵管理ならびに電圧維持等に及ぶ。ERDFは、製造業者、中小企業、新興企業および大学等の多様なパートナーとともに、フランスおよび欧州において約15のデモンストレーターを指揮および／または支援している。配電事業者の課題は、社会の費用負担を最低限に抑えながら、電力網を開発し、エネルギー移行を支援することである。新技術により、消費、

発電および電力網の状態に関するより良い理解に基づきさらに高精度かつ迅速な制御が可能となった。この「インテリジェンス」により、品質と安全性という公共サービスにおけるERDFの2つの目標に沿って、電力網の信頼性を確保しつつも、消費のピークに応じて過剰な投資を防止することができる。

2011年末以降、ERDFは「GRID4EU」プログラムの調整を行っている。このプログラムは、欧州の配電事業者6社（ERDF、Enel、Iberdrola、CEZ、VattenfallおよびRWE）のコンソーシアムからなる。このプログラムは、再生可能エネルギーの統合、電気自動車の開発、電力網の自動化、蓄電、電力の効率化および中断に対するソリューションの分野におけるスマート・グリッドの可能性の実験に貢献している。

(iii) 島部エネルギー・システム

島部エネルギー・システム（IES）は、本土と相互接続していないか、または狭い範囲でしか接続していない、EDFが運営する電力網をいう。主に、コルシカ島、海外県（マヨット島を除く。）ならびに海外県であるサンバルテルミー島、サンマルタン島およびサンピエール島・ミクロン島である。

このような状況により、議会は追加発電費用を公共サービス費用とみなし、かかる追加発電費用は公共電力サービス拠出金によって相殺されている（「第2 3（3）②フランスにおける公共サービス」を参照。）。

したがって、かかる地域の各地におけるEDFの組織は、発電の大部分、ならびに需給調整管理者・電力網事業者（HVB、HVAおよびLV）・供給業者としてのあらゆる機能の双方を提供する、統合された体制を維持することに基づいている。

これらの地域においてEDFは、発電を行う中心的な主体となっている。

IESの主要な特徴

	2015年末現在	
	合計	コルシカ島分
EDF従業員数 ⁽¹⁾	3,374	750
顧客数	1,119,620	249,209
電力網の長さ(単位: km)	35,869	11,461
EDFの設備容量(単位: MW)	2,123	585
水力発電所およびその他の再生可能エネルギー源	456	197
火力発電所 ⁽¹⁾	1,667	388
EDFによる発電量 ⁽¹⁾	5,742	1,308
水力発電量	1,268	303
第三者からのエネルギーの購入	3,966	918
バガスを含む再生可能エネルギー	1,281	226
その他のエネルギー	2,684	691
EDFによる発電量および第三者からの購入エネルギーの合計	9,708	2,226

(1) コルシカ島および海外県の火力発電所の更新を担当する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。2015年の火力発電設備容量が2014年比で48MW減少したが、これは、ポワント・ジャリーにおける最後のエンジンの稼働が、ジャリー・ノール（グアドループ）のIESエンジンの全面停止およびデグラ・デ・カンヌ（フランス領ギアナ）の燃焼タービン11の停止により相殺されたことによるものである。

かかるシステムにおけるメガワット／時の発電費用および均一化された料金での販売価格との間の差異を鑑み、EDFの販売事業は、単独でまたは環境エネルギー管理庁（Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'ÉnergieもしくはADEME）および地方組織と連携して、エネルギー効率事業の推進を目指している。

変更点および見直し

発電所の容量を保証するための最新化および増強を目的とする投資

2009年の複数年にわたる発電投資プログラム（PPI）では、コルシカ島および海外県において1,166MWの容量が保証された発電を2020年までに導入する目標を設定している。さらに、2009年のPPIでは、ほぼすべての既存のディーゼル発電所の更新が定められている。

このため、EDFグループは、子会社であるEDF PEIにより建設・運営されている耐用年数の終了した主要な発電所についても更新を実施している。

総発電容量が約750MWとなる4か所のディーゼル発電所（レユニオン島のポール・エスト、マルティニークのベルフォンテヌB、グアドループのポワント・ジャリーおよびコルシカ島北部のルッチアナB）の建設計画は、2012年から2015年の間に無事に完了した。革新的な技術を備えたこれらの新たな発電施設により、当グループは、より良い産業面・環境面の成果を達成することが可能となり、またこれらの地域で発生している電力需要の一部を満たすことに寄与する。

また、2015年にサンピエール島・ミクロン島の発電所（21MW）が改修され、2015年11月26日に稼働開始した。

サンバルテルミー島の発電所への拡張（16MWの新規エンジン2基）は2014年以降実施されている。

サンマルタン島の発電所の建設は現在進行中であり、2016年上半年期の完成を予定している。

EDFは、2015年にIESの発電事業に対して158百万ユーロの投資を行った。

配電網への投資

エネルギー効率対策の実施および再生可能エネルギーの発展にもかかわらず、これらの地域における消費量の継続的な成長は、EDFグループによる配電網の強化継続に繋がった。コルシカ島では、自然公園がある海外県と同様に、新たな高電圧接続の一部は地下または水中手法を用いて敷設される予定である。

上記のとおり、EDFは、2015年にその電力網に対して175百万ユーロの投資を行った。

再生可能エネルギーを発電構成により良く統合することおよび電力システムの管理を最適化することを意図したプロジェクトへの参加

EDFグループは、IESに対応した再生可能エネルギーに基づく発電手法の開発および発展を支えている。最適な方法は、長期的に持続可能な豊富かつ保証されたエネルギーを競争力のある発電費用で提供し、火力発電に代わる発電方法として信頼できるものにする方法、すなわちバイオマス、海洋および河川エネルギー、廃棄物回収、ならびにバイオガスである。燃料油の代わりにLNGを使用する方法が、現在研究されている。

また、EDFは、断続的な再生可能エネルギーをIESにおいて導入するための技術力の開発も支援しており、さらに、他の産業事業者、研究所およびADEMEと連携してスマート・グリッドの実験プロジェクトにも取り組んでいる。

(iv) 公共送配電網使用料金 (TURPE)

公共送電網使用料金

エネルギー法第L.341-3条に従い、公共送電網使用料金は、CREの妥当な決定により設定されている。2013年4月3日付のCREの決定により設定された現在の公共送電網使用料金 (TURPE 4 HVB) は、2013年8月1日に効力が生じている。

上記のとおり、2015年8月1日時点のRTEの料金収入は、2.4%増加した。当該料金は、グリーン成長に向けたエネルギー移行法に基づき設立される制度による影響を考慮した上で、2016年8月1日に改定される予定である。TURPE 4 HVBは約4年間適用されることを意図されたものであるため、CREは、2017年夏に発効する新たな公共送電網使用料金 (TURPE 5 HVB) の設定に取り組み始めた。

RTEの資産における財務報酬は、2015年1月1日における管理資産ベース (RAB) の見積額 (12,826百万ユーロ) に、2013年から2016年の料金実施期間における7.25%の税引前の名目率に対応した固定報酬率を乗じることにより算出する。さらに、2013年より前の過払いに関する電力網利用者への返済が規制制度を通じて行われたため、料金が抑制された。

これに基づき、2015年の送電網の利用からの料金収入は、約4,085百万ユーロとなり、このうちサービスによる収入は95百万ユーロ、相互接続による収入は460百万ユーロであった。

天然ガスの輸送および配給 (2003年1月3日付法律第2003-08号) については、「第2 3 (3) ③ (ii) フランスの規制：エネルギー法」を参照。

公共配電網使用料金

ERDFの売上高の90%超は、送電事業からの収益によるものである。公共送配電網使用料金 (TURPE) の水準および構成は、CREが、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。

2015年8月1日、TURPEは0.4%引き上げられた。

[次へ](#)

⑤ EDFグループの国際事業

(i) 英国

EDFグループの英国における事業は、EDF Energyを通じて行われ、エネルギー供給および発電に重点を置いている。また、当グループは、Edisonの子会社であるEDF Production UKとともに、北海で石油およびガスの探鉱および生産活動を行っている（「第2 3（2）⑥（ii）（ロ）（c）探鉱および生産（E&P）」および「第2 3（2）⑤（ii）（ハ）（b）炭化水素分野における事業」を参照。）。

EDF Energyは、英国の最大エネルギー企業の1つであり、低炭素電力の最大発電事業者である。EDF Energyは、その原子力発電所、風力発電所、石炭およびガス火力発電所ならびに熱電併給施設により、国内電力の約5分の1を生産している。

EDF Energyは、5.6百万の企業用および住宅用の顧客口座に対してガスおよび電力を供給しており、英国における供給量において最大の電力供給業者である。

EDF Energyは、適切な投資の枠組みを条件として、4基の新規の原子力発電所を建設する予定である。これらの新規の原子力発電所は、英国の約40%の家庭に対して供給するために十分な低炭素電力を生産することができる。

EDF Energyは、英国全土でおよそ14,000人を雇用している。EDF Energyの全従業員はEDF Energyに高度にエンゲージしており、その83%が年に一度の従業員意識調査に参加し、エンゲージメント・インデックス・スコアは76%である。従業員の79%は、EDF Energyを働きたい会社として推奨しており、EDF Energyで働いていることを誇りに思っている。従業員の90%は、EDF Energyの成功を確実にするために一層の努力をしている。

2015年において、EDF Energyは、英国の最大発電事業者（生産TWhによる。）および低炭素電力の最大発電事業者（出典：Elexon Reporting.）ならびに、概して、英国における主要な電力供給業者としての地位を保持していた（販売TWh（北アイルランドを除く入手可能データに基づく。）による。）。

	2015年12月31日	2014年12月31日
供給電力 ⁽¹⁾ (単位：GWh)	48,683	51,247
供給ガス (単位：GWh)	27,693	27,803
住宅用顧客口座数 (単位：千)	5,301	5,592
従業員数 ⁽²⁾	13,920	14,716
記録可能な事故発生率合計 ⁽³⁾	0.68	0.95

(1) 最終顧客に提供された電力（前年度における計測中断分を含む。）。

(2) 産休中の従業員が含まれる。

(3) 記録可能な事故発生率合計－1年間に発生した、休業災害、死亡事故、労働を制限するけがおよび医療処置を要するけが（応急手当てを除く。）の合計件数の、労働時間に百万を乗じた値に対する割合。全従業員ならびに代理店および請負業者の人員を含む。EDF Energy Renewablesを除く。

(イ) 戦略

EDF Energyの2030年のビジョンは、顧客およびそのニーズから始まる。したがって、持続可能な長期的事業の確保を目指すその戦略は、低炭素排出経済への移行を、安全で信頼性があり、かつ手頃な価格の低炭素電力の発電を通じて支えることに重点を置いている。同様に、EDF Energyは、顧客のエネルギー利用の管理を可能にする、効率的で、簡単であり、かつ信頼できる方法により顧客のニーズに応えることを目指している。EDF Energyの活動はすべて、全事業にわたる費用効率の改善への注力により支えられている。

顧客向け事業において、EDF Energyは、住宅用顧客および企業用顧客のエネルギー・パートナーとして選ばれることを目指しており、住宅用顧客および企業用顧客に対して優れたサービスおよび利便性を提供する一方で、そのエネルギー消費や生産、ますますつながるスマートホーム（ならびに同じようにつながる公共建物、地域社会および都市）を最大限に活用できるように支援している。EDF Energyは、イノベーションおよびデジタル化を通じて、顧客のエネルギーの消費管理および節約を助け、魅力的な低炭素ソリューションを提供することにより、急速に発展する市場において、顧客に対して優位性のあるサービスの提供が維持されることを保証している。

発電においては、EDF Energyは、既存資産の卓越したオペレーションの継続によって、また、新規投資ポートフォリオの開発によって、価値を創造することを目指している。これには英国における原子力発電所の新規建設の再開において主導的な役割を果たすことが含まれている。EDFは、China General Nuclear Corporation (CGN) と連携して、サマセットのヒンクリー・ポイントにおける2基の新規の原子力ユニットの建設を計画しており、さらにサフォーク州のサイズウェルおよびエ

セックス州のブラッドウェルにおいて新規の原子力ユニットの建設に向けて協力している。EDF Energyは、また、新規の再生可能発電（主に陸上風力発電）プロジェクトの開発を継続しており、新しい、融通性のあるガス火力発電の選択肢の検討を継続している。

EDF Energyは、安全で信頼性ある発電の継続を通じて、既存の原子力、石炭およびガス資産の価値の確保を目指している。主な戦略計画の1つに、既存の原子力発電所の安全で商業的に実現可能な耐用年数の延長があり、英国では、新たな低炭素の発電容量が大規模に接続されるまで引き続き原子力エネルギーの恩恵を受けることができる。またこれにより、持続的な雇用機会が創出され、英国の原子力産業技術を維持することができる。2016年2月、EDF Energyは、ハートルプールおよびヘイシャム1原子力発電所について、2024年まで5年間耐用年数を延長すること、さらにヘイシャム2およびトーンズ原子力発電所について、2030年まで7年間耐用年数を延長することを確認した。当社の発電施設に関するその他の重要な戦略的取組みには、英国の供給量市場機構に基づく石炭発電容量の耐用年数の最適化およびウェスト・パートンBのコンバインド・サイクル・ガス・タービン（CCGT）発電所の運営の最適化が含まれる。

EDF Energyは、発電事業ユニット、顧客事業ユニットおよび新規の原子力発電所建設事業ユニットの3つの主要事業ユニットにより編成されている。

(ロ) 事業

(a) 原子力発電

EDF Energyは、英国において、8.9GWの合計容量を有する8基の原子力発電所を所有および操業している。原子力発電事業ユニットは、5,500人を超える従業員を有している。

2009年以降、Centrica plc（Centrica）は、原子力資産（新規の原子力発電所を除く。）を有する会社であるLake Acquisitions Limitedの20%の持分を保有している。

原子力発電所の技術

8基の原子力発電所のうち7基は、改良型ガス冷却原子炉（AGR）型発電所（ダンジェネスB、ハートルプール、ヘイシャム1、ヘイシャム2、ヒンクリー・ポイントB、ハンターストンBおよびトーンズ）であり、残りの1基は加圧水型原子炉（PWR）型発電所（サイズウェルB）である。

安全性および放射線防護

原子力の安全性は、EDF Energyの最優先事項である。

EDF Energyは、すべての既存のEDF Energyの原子力発電所の従業員および請負業者が受けた放射線量を最低限まで削減し管理するために、厳格な手続きに基づき操業している。2015年において、EDF Energyの既存の原子力発電所の全従業員が受けた個別線量は平均0.067mSvであった（年間法定線量限度は20mSvである。）。2015年において個人が受けた最高線量は7.8mSvであった。

原子力発電所の耐用年数

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

さらに、10年ごとに、発電所は、より詳細かつ広範囲にわたる定期安全審査（PSR）を受けなければならない。これについても、発電所の操業継続のためにONRの承認を得なければならない。サイズウェルBは、最後に審査を受け、2015年1月に10年間分の承諾を得た。

AGRは、名目上の耐用年数を25年間、サイズウェルBは耐用年数を40年間として設計されている。しかしながら、技術的情報ならびに操業経験および安全経験の集約により、AGRの予想耐用年数を見直すことが可能となった。EDF Energyが所有権を得る以前、AGRの耐用年数は、平均で10年間延長され、可能かつ経済的である限り、さらに耐用年数を延長することは、EDF Energyの意向であった。これには、発電所への追加的な投資が必要となり、また技術面、安全面および経済面での正当性を示すことが必要となる。また原子力負債が増加する可能性があることから、原子炉廃炉当局（NDA）の承諾が必要となる。

EDF Energyが所有権を有している間、AGRの耐用年数は、平均で8年間延長された。直近の延長は、2016年2月に公表された。ハートルプールおよびヘイシャム1は、さらに5年間延長され、ヘイシャム2およびトーンズは7年間延長された。

サイズウェルBの延長を支援する取組みはまだ実施されていないが、当社はおよそ20年間延長することが可能であろうと見込んでいる。

原子力発電所の現在の耐用年数（EDF Energyにより正式に発表され、NDAによる承認を受けている。）およびこれに相当する現在の予定閉鎖日は、以下の表に示される。

発電所	原子炉の種類	発電開始	発電所の耐用年数 (正式発表)	耐用年数の延長 (正式申請済み)	関連する 閉鎖予定日	定期安全審査 予定日
ヒンクリー・ポイントB	AGR	1976年2月	47年	22年	2023年	2017年
ハンターストンB	AGR	1976年2月	47年	22年	2023年	2017年
ダンジェネスB	AGR	1983年4月	45年	20年	2028年	2018年
ヘイシャム1	AGR	1983年7月	41年	15年	2024年	2019年
ハートルプール	AGR	1983年8月	41年	15年	2024年	2019年
トーンズ	AGR	1988年5月	42年	17年	2030年	2020年
ヘイシャム2	AGR	1988年7月	42年	17年	2030年	2020年
サイズウェルB	PWR	1995年2月	40年	-	2035年	2025年

発電所別の発電容量および発電量

発電所	容量 ⁽¹⁾ (単位: MW)	発電量 ⁽²⁾ (単位: TWh)	
		2015年	2014年
AGR発電所			
ダンジェネスB	1,050	6.7	4.4
ハートルプール	1,180	6.2	5.8
ヘイシャム1	1,155	4.6	3.9
ヘイシャム2	1,230	9.4	10.4
ヒンクリー・ポイントB	955	7.1	7.8
ハンターストンB	965	7.5	6.6
トーンズ	1,185	8.7	8.5
PWR発電所			
サイズウェルB	1,198	10.5	8.8
合計	8,918	60.6	56.3
負荷率 ⁽³⁾		78%	72%

- (1) 発電容量は、National Gridから輸入された電力を含む、発電所自身の使用のための純電力消費量で計上される。発電容量は各年末の調査を受けなければならない。表示発電容量は、2015年1月1日からのユニットの基準発電量を反映する。特にヒンクリー・ポイントB発電所およびハンターストンB発電所は、ボイラーの温度制限を原因とする約80%のロードでの計画操業を反映するために調整されている。
- (2) 各年の発電量は、燃料補給のための、計画内および計画外の一時休止を反映している。
- (3) 負荷率は、実際の発電量を各発電所が当該期間に相当する所定の発電容量で運営した場合に得られる発電量で除して、算出される。

既存の原子力発電所の操業に関する検討

2015年において、発電所の原子力発電量は60.6TWhであり、2014年の原子力発電量の56.3TWhよりも4.4TWh高かった。この増加は、主として、各地の発電所における、計画外の発電量の低下が減少したことによるものである。

2015年において、原子力発電所の計画的な供給停止プログラムが実施された。かかる法定の供給停止は、ダンジェネスBの原子炉22、ヘイシャム1の原子炉2、ヘイシャム2の原子炉7、ヒンクリー・ポイントBの原子炉4、ハンターストンBの原子炉3、およびトーンズの原子炉2で行われた。

発電所の状態

2014年に、ヘイシャム1の原子炉1のボイラー支柱に異常が発見された後、ヘイシャム1およびハートルプールの4基のすべての原子炉は、問題の生じた区画のボイラーの温度を管理するために負荷を引き下げて稼働を続け、ヘイシャム1の原子炉1の場合は、ボイラーのある4区画のうち3区画は稼働を続けた。

2015年において、全負荷運転に戻すため、4基すべての原子炉に関してボイラー冷却の改良が実施された。ボイラーの温度制限は現在、4基すべての原子炉に関して引き上げられている。ヘイシャム1の原子炉1は、ボイラーのある4区画のうち3区画において稼働を続けている。

放射性廃棄物の管理

英国において、放射性廃棄物は以下のとおり分類される。

- ・低レベル廃棄（LLW）。LLWの処分ルートは地表近くに存在する。ウェストカンブリアのドリッグに所在するLLW Repositoryを含む。
- ・中レベル廃棄物（ILW）。英国において利用可能なILWの処分ルートは存在しない。
- ・高レベル廃棄物（HLW）。これは、放射能のために温度が大幅に上昇する可能性のある放射性廃棄物と定義され、したがって、貯蔵施設および処分場を設計するにあたり、熱の要素が考慮されなければならない。

これらの最後の2区分は、高放射能廃棄物（HAW）区分に統合され、この最終の貯蔵方法は、深地層での地中貯蔵であり、英国においてはまだ利用可能となっていない。

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

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

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

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

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

放射性廃棄物の管理および廃炉に関する費用－再編契約

再編契約は当初、旧British Energy グループ（EDF Energy Nuclear Generation Group）の財務状況の安定化を目的とする英国政府との合意の指導に基づき2002年から実施され、EDF Energy Nuclear Generation Group（EENG）の再編の一環として、2005年に締結された。

これらの再編契約により、以下となる。

- ・再編の一環として英国政府が設定した独立投資信託である原子力負債ファンド（NLF）は、（国務大臣の裁量により、）その資産の範囲内で、以下に資金供給することに同意した。すなわち、（i）契約していない適格原子力負債（サイズウェルB発

電所の使用済燃料の管理に関する負債を含む。）、および(ii)EENGが所有および操業する既存の原子力発電所に関する適格廃炉費用である。

- ・ 国務大臣は、以下に資金供給することに同意した。すなわち(i)NLFの資産を超える範囲で、かつEENGが所有および操業する既存の原子力発電所に関連する契約していない適格原子力負債（サイズウェルB発電所の使用済燃料の管理に関連する負債を含む。）および適格廃炉費用、ならびに(ii)上限を2,185百万英ポンド（2002年12月の貨幣価値、適宜調整される。）として、EENGの使用済燃料の適格契約負債（特に、2005年1月15日以前のAGRの使用済燃料の廃棄物の管理のための負債を含む。）である。
- ・ EDFグループは、一定の除外されたまたは不適格の負債（主に安全でないことまたは不注意な発電所の操業に起因する負債）の資金手当について責任を有し、またその子会社のNLFおよび国務大臣に対する関連する潜在的な義務はEENGの主要メンバーから保証を受ける。

EENGの数社（EDF Energy Nuclear Generation Limitedを含む。）は、2005年1月15日以降のAGRの使用済燃料（新燃料）の管理のため、現在NDAと個別の契約を締結しているが、セラフィールドへの移管後はこの燃料に関して責任を負わない。

国務大臣およびEDFは、Lake AcquisitionsによるEENGの買収に関する本再編契約の限定的修正に、合意した。かかる修正は、とりわけ、そして限定的な除外事項に従って、本再編契約が課す権利・義務の大部分をEENGおよびその子会社にのみ制限し、したがって、EDFグループまたはEDFのその他の子会社に対し、同様の権利および義務は及ばないものとしている。かかる修正は、国務大臣またはNLFのEENGに対する契約上の資金提供コミットメントに影響しない。

買収後のEENGの信用格付の格上げの可能性を反映して、本再編契約に関して、一定の修正が行われた。特に、EENGは、最低限の現金準備額を維持しなければならない。上述の修正により、最低額は290百万英ポンドまで引き下げられた。かかる現金準備額は、EENGが投資適格格付を取得および維持しているかまたは投資適格格付を取得している第三者である金融機関もしくはより広範なEDFグループのメンバーおよびEENGのメンバーの間に同額の取消不能の信用枠が設定されている場合、さらに0英ポンドまで削減されることが可能である。

(b) 再生可能エネルギー発電

EDF EnergyおよびEDF Énergies Nouvellesのジョイント・ベンチャー企業であるEDF Energy Renewables (EDF ER)を通して、EDF Energyは、自己の陸上および洋上の資産を開発している。また、EDF Energyは、再生可能エネルギー発電事業者との間で電力購入契約を締結し、独立開発者を支援している。これは、再生可能エネルギーに関する義務（RO）遵守に向けたバランスの取れた取組みおよび顧客基盤への再生可能エネルギーの提供を確実にする。

EDF ERは、現在、合計発電容量600MW近くの31基の風力発電所を操業している。EDF ERは、2015年において、バーンヘッド・モス（26MW）、ロダース（12.3MW）およびパーク・スプリング（8.6MW）の3基の陸上風力発電所の操業を開始させた。さらに、EDF ERは、2015年においてコリーモーリー（45MW超）およびドレネルにおける風力発電所の開発権を取得しており、発電容量が177MWのドレネルは、スコットランドにおいて建設予定となっている最大の陸上風力発電所のうちの1つである。

EDF ERの建設段階にある一連のプロジェクトには、ピアリー・ローにおける風力発電所（19.2MW）およびベック・バーンにおける風力発電所（18MW）が含まれており、いずれも陸上風力発電所である。これらは、2016年および2017年にそれぞれ操業を開始する予定である。

2014年に完了したChina General Nuclear Power Corporationに対するグラスムアII、ルショルムおよびグリーン・リグ風力発電所の持分の80%の売却の一環として、EDF ERは、風力発電所の資産の管理、運営および維持管理業務の提供を継続している。

また、EDF ERは、再生可能エネルギーの分野で、スコットランド、ルイス島のストーノウェー付近において約130MWの風力発電所の開発を目的とする、AMEC Foster Wheeler（建設業グループ）とのジョイント・ベンチャーを有している。

(c) 火力発電およびガスの貯蔵

発電所	所在地	稼動年	ユニット数	発電所の種類	発電容量 (MW)	発電量 (TWh)	
						2015年	2014年
コッタム	ノッティンガムシャー	1970年	4	石炭火力	2,000	7.5	9.8
ウェスト・バートンA	ノッティンガムシャー	1970年	4	石炭火力 およびOCGT ⁽¹⁾	1,987	8.3	10.0
ウェスト・バートンB	ノッティンガムシャー	2013年	3	CCGT	1,332	6.2	4.8

(1) オープン・サイクル・ガス・タービン。

2015年において、コッタムおよびウェスト・バートンAの石炭火力発電所は、15.7TWhの電力を発電した。これは、前年よりも低下しているが、ダークスプレッドが低く、2件の大規模な供給停止があり、特にコッタム発電所において多数の計画外の発電量の低下が生じた年において、好調なパフォーマンスを示すものである。ウェスト・バートンBのCCGTの発電量は、堅調な稼働性および市場のスパーク・スプレッドの改善に牽引され、6.2TWhとなった。

石炭火力発電所に係る戦略は、柔軟に発電を供給し、2014年に開催された供給量市場入札に基づく、EDF Energyの発電所供給義務を果たすために策定された。石炭火力発電所は、2018年に開始する3年間の供給量契約を、石炭火力発電ユニット8基のうち7基について、年間19.40英ポンド/kWの入札約定価格（2012年の価格）にて確保した。ウェスト・バートンAユニット3は、2015年の入札に参加したが、契約を確保しなかった。

産業排出指令（IED）の手段に関する決定がなされ、2016年1月1日以後、石炭火力発電所の双方は、英国の低炭素移行国家計画（TNP）の下、稼働する。これは、石炭火力発電所に対し窒素酸化物、硫酸酸化物および煤塵に関する追加の年間排出限度を遵守するよう求めるものである。

ウェスト・バートンBのCCGTは、2014年の入札では成功を遂げ、年間19.40英ポンド/kWの入札約定価格（2012年の価格）にて、2018年から2019年の1年間の契約を与えられた。2015年の入札では、2019年から2020年について、年間18.00英ポンド/kWというより低い入札約定価格（2014年/2015年の価格）にて、さらに1年間の契約を確保した。ウェスト・バートンAの2基のOCGTについても同様である。

EDF Energyは、チェシャー州において2つの高速サイクル・ガス貯蔵施設を運営している。2014年4月、ホール・ハウスはEDF Tradingから買い取られた。その資産は、完全稼働しており、総ガス貯蔵容量は約18百万サームである。ヒル・トップ・ファームは、3つのドームを有し、2015年1月中旬に商業運転が可能となった。残りの2つのドームの開発が進んでおり、来年半ばまでに稼働が開始する予定である。2015年において、これらのガス貯蔵活動の単一資産への統合が開始し、2016年の間も継続する。

(d) 顧客事業

顧客事業は、英国全体の住宅用顧客および企業用顧客に対するガスおよび電力の供給ならびに卸売市場におけるEDF Energyの発電資産および顧客資産の最適な活用に関して責任を負う。

EDF Energyは、エネルギーを2つの主要顧客部門、すなわちB2Cと称する住宅用顧客および事業部門に対する部門（B2B）と称する企業用顧客に販売している。企業用顧客の規模は、大規模産業事業者から小規模民間事業者に及んでいる。EDF Energyは、これらの2つの部門に対して異なるリスク管理戦略を採用している。

B2C

当年度中、EDF Energyは、B2C部門に対して、13.7TWhの電力および27.6TWhのガスを供給した。2015年12月31日現在、EDF Energyは、当該部門で3.3百万の電力顧客口座および2.0百万のガス顧客口座を有していた。

競争

住宅用顧客市場の競争は、電力の卸売価格の急落を記録し、新規および小規模事業者が相次いで割安で短期の固定料金を提供することができた2015年において特に激しかった。EDF Energyは、料金設定が新規の顧客を引き付け、既存の顧客には割安で提供されていることを確認するため、定期的に価格を再検討している。2015年において、EDF Energyは、低炭素の原子力発電に支えられ、固定のブルー料金のポートフォリオを引き続き拡大した。EDF Energyは、ブルー料金に関して、現在2.6百万の商品顧客口座を有している。

規制の改正

一部の供給業者は、競争が激化する市場を、ホワイト・ラベルの提供および／またはコレクティブ・スイッチ（それらの存在について既存の顧客には通知されていない。）を通じて、顧客基盤を分割する試みにより対処してきた。規制機関は、供給業者により提供されたより割安の料金について、既存の顧客に確実に知らされるよう、これらの両方の慣行を取り締まった。CMAによる調査の結果は、現行の規制に重大な影響を与えるものと見込まれている。（「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（g）英国の法的環境」を参照。）

エネルギー供給業者の顧客省エネ義務

エネルギー供給業者の顧客省エネ義務（ECO）は、エネルギー効率プログラムであり、これは延長され、2017年3月31日に終了する。

政府は、燃料貧困家庭を対象とした、年間約200,000世帯のエネルギー効率を改善することを目標とする、5年間の代替プログラムを発表した。政府は、2016年に新しいエコ・プログラムの実施の詳細について協議を行う予定である。

スマート・メーター

英国のエネルギー供給業者は、政府のスマート・メーター・プログラムの実施義務を負っている。このプログラムは、2020年末までに住宅用顧客および中小企業顧客の100%の装置に電力およびガスのスマート・メーターの設置を促進するため、あらゆる合理的取組みを行うことを義務付けるものである。

EDF Energyの供給事業は、このプログラムにより、すべての住宅用顧客および中小企業顧客について、コミュニケーション・ハブおよび家庭内ディスプレイを備えた5.5百万個と見積もられるメーターの設置を義務付けられる。年間約1.5百万個のスマート・メーター設置が計画されており、耐用年数が満了したメーターの現時点における年間予定更新件数の4倍増となる。これは、顧客事業部門における、今後数年間で最大のプログラムである。EDF Energyは、競合他社よりも義務を効率的に履行し、顧客関係変革のために持続的利益を最大化することを目指している。EDF Energyは、スマート・メーターの設置を既に開始しており、準備しているスマート・メーターの第一世代を使用して試験的に運用している。これは、台数の安定した増加および2017年以降の一括展開期間に先駆けたものである。

B2C顧客サービス部門

2015年は、苦情の減少、顧客からの推薦の増加水準、そのバックオフィスの管理に係る品質保証および品質維持を含む、サービスの質が向上し、B2C部門にとって素晴らしい年となった。2015年において、当社のアドバイザー推薦スコア（通話後調査により得られた。）は、順調に増加し、現在は+53点である。Citizens Adviceの苦情に関する順位表では、19の供給業者のうち第2位となった。当年度における電話への応答スピードの平均は、現在2分9秒で、52%の通話が60秒以内に応答されている。セルフ・サービス方式は、2015年において、セルフ・サービス方式を取っていたすべての取引のうち、64.2%で改善が続いている。

B2B

2015年のB2Bは供給量において主導的な地位を維持し、合計で35.0TWh（182,382の中小企業（SME）顧客口座に対して1.8TWh、113,409の工業用および商用（I&C）B2B顧客口座に対して33.2TWh）を供給し、B2Bの市場シェアは合計で19.3%となった。当該事業は、大企業顧客、全国的顧客および複数の電力供給先を所有する顧客の部門において引き続き堅調な実績を上げており、NestleおよびNissanといった大規模顧客の維持に成功し、新規顧客としてAirbusを獲得した。

すべての部門では依然として競争が激しい。これは、大規模供給業者の市場シェア合計における小規模新規参入業者による継続的な進出、および第三者仲介業者による影響の増大にも示されている。このため、事業契約における純粋なエネルギー供給業者の利幅が圧迫されている。加えて、英国政府は、再生可能電力に対する天候の変動に係る課税免除を2015年8月1日から廃止することを発表した。これは、2016年においてI&Cの利幅に大きな影響を及ぼすものとなるが、今後、より合理的な市場をもたらすものと見込まれる。

最適化およびリスク管理活動

一般的原則

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

最適化部門の目的は、1つの場所におけるEDF Energyの卸売市場リスクを所定のリスク限度および統制の枠組みに収まるよう管理することである。最適化部門は、EDF Tradingを通じ、卸売市場との間に独自のインターフェースを提供する。また、最

適化部門は、EDF Energy全体に対し、モデル作成サービスの提供も行うとともに、NDAおよびCentricaのような第三者との間で、資産担保商業用ストラクチャーの交渉および管理も行う。

電力の販売および調達

発電所が発電する電力は、EDF Energyの顧客事業内の最適化部門を通して販売される。2010年4月以降、原子力発電事業からの発電量の20%が、Centricaとの取引時点において締結される契約に従い、Centricaに個別に売却されている。残りの80%は、Centricaとの取引に用いられるものと同じ移転価格で、最適化部門に売却される。この移転価格は、公表される市場価格に基づき、流動性が許す場合は、先物電力価格に向けて平準化される。

自己の発電量を超える場合、EDF Energyは、主に再生可能エネルギー発電事業者およびCHP発電事業者との間で締結される電力購入契約による輸出電力を通じて電力を調達する。2015年、EDF Energyは、この経路からおよそ6.5TWhを取得した。

2015年の供給において、卸売市場におけるEDF Energyの純持高は、約24.3TWhの売越しであった（仕組取引を含む。）。2015年において、EDF Energyは、約83.3TWh売却し、59.0TWh購入した。

ガス、石炭および炭素に関する権利の調達

石炭およびガス契約（現物および財務の）ならびに二酸化炭素排出権に関する契約が、その電力発電所およびガス消費者の必要量のヘッジを目的として、EDF Energyにより締結された。

購入は、石炭およびガス資産の発電予測ならびに石炭の目標貯蔵水準に基づき行われる。2015年、EDF Energyの石炭供給量の49%は海外供給業者からのもので、EDF Tradingを通じ調達された。

(e) 新規の原子力発電所建設事業

新規の原子力発電所（NNB）建設活動

EDFは、英国において、最大4基の新規のEPRである原子炉を建設予定である（すなわち、ヒンクリー・ポイントの2基の原子炉、さらにサイズウェルの2基の原子炉である。）。同計画は、必要な同意の取得および強固な投資の枠組みの整備を条件とする。

EPR技術は既に、フランスのフラマンビル（「第2 3（2）①（ii）新たな原子力プロジェクト」を参照。）および中国の台山においてEDFが建設した新規原子力発電所で開発されている。英国要件に適合したこの同じ技術を使うことにより、実現する建設設計および一連の発電所の運営の標準化に効率性がもたらされる。

EDFはまた、CGN（China General Nuclear Power Corporation）との間で、EssexのブラッドウェルBにおいて、英国におけるさらなる新規の原子力プロジェクトの進展に関する覚書を交わした。

ヒンクリー・ポイントC

プロジェクトの更新

HPCプロジェクトは、良好に進展している。かかるプロジェクトは、EPR原子炉に関する計画の承諾、設計の承認を得ており、原子力発電所要敷地許可も付与された。建設計画に既に深く関わっている特定された優先交渉権者がおり、充実したサプライチェーンが存在する。必要な技術のトレーニングは進行中であり、労働組合との労働協約は締結されている。

EDFは、HPCプロジェクトの「設計責任者」となり、発電所の設計およびエンジニアリングに関して中心的な役割を担う。

2015年10月21日に発表されたとおり、初期運転に係る総建設費用は名目で18十億英ポンドとなる見込みである。建設費用は、2013年10月に発表されてから、実質ベースで安定している。

HPCに関する複数の重要な供給業者との間で、契約の最終条件についても合意された。

- ・ AREVA NP（原子量蒸気供給設備、計装および制御）
- ・ Alstom France（タービン）および Alstom UK（運転中のサービス）
- ・ Bouygues TP/Laing O'Rourke（主たる建設工事）
- ・ BAM Nuttal/Kier Infrastructure（土木工事）

選ばれた請負業者の多くは、初期段階からの請負業者参加（ECI）制度に参加しており、HPCのエンジニアリングおよび建設前計画策定チームに提案を行う等、プロジェクトのリスク軽減および建設スケジュールの配信の容易化を支援している。敷地主要部に関する主要な装置設置および設備搬入契約等の他の重要な契約についても、交渉を続けている。

プロジェクトチームは、最終投資決定後の本工事に先立ち、開発前の敷地造成を継続し、建設用地の整備工事を行っている。これらの作業には、迂回路の敷設および本工事の段階で必要となる機械類が敷地に入るための建設工事用仮設道路の敷設ならびに土木工事、水管理ならびに事務所用建物および従業員の福利厚生施設の改修ならびに整備工事等が含まれる。

建設的および商業的側面は、特に第三者の専門家により慎重に検討された。2015年末に実施された、詳細なリスクの検討により、リスクは明確に特定され、一連の提案の実施を通じてリスクを克服することができることが明らかとなり、かかる提案の実施は既に開始されている。その他のリスク分析は、プロジェクトを通して行われる。こうした運用は、同程度の重大なプロジェクトに関しては、通常の実務である。

HPCの最初の運転は、当初の予定では2025年とされているが、最終投資決定の日付に左右される。

既存の発電所の耐用年数を安全に延長するための、EDFの現在の投資プログラムは、HPCの稼働開始前において、英国の低炭素電力の安定的な供給を維持するのに貢献している。

土地に関する契約

土地の取得は計画の進展に沿って行われており、環境計画調査局の手続（PINS）の対象である申請を行った敷地を取得した。

2012年、関係当事者間の交渉により、HPCの敷地主要部について3つの借地期間999年の借地を必要に応じて行うことができる契約が締結され、HPCの陸上建設用敷地主要部の用地が確保された。これらの借地のうち1つは現在実行されている。現在、建設プロセスの支援のために必要な関連開発用地を集約するために必要な土地の多くは確保された。これらの開発用地の多くは、オプション契約により確保されるため、EDFは、土地の所有権をまだ有しないが、プロジェクトのため土地が必要になった場合、その土地を買収または賃借する権利を持つ。

収益に関する取決：差額決済契約（Cfd）

2015年10月21日に公表されたとおり、NNB（新規の原子力発電所）およびエネルギー・気候変動省（DECC）は、HPCのCfdの全条項につき、合意した。これは、12か月間の調査を経て、2014年10月に欧州委員会により既に承認されていた。

Cfdとは、発電所の事業開始日以降、以下のとおりとする。

- ・発電事業者が市場で電力を販売する基準価格が、契約条件に基づいて決定された行使価格よりも低い場合、発電事業者は追加の支払いを受け取る。
- ・基準価格が行使価格よりも高い場合、発電事業者が差額を支払う義務を負う。

Cfdの重要な要素は以下のとおりである。

- ・サイズウェルCの発電所計画が進展する場合、HPCの「行使価格」は1MWh当たり92.50英ポンド（2012年）または1MWh当たり89.50英ポンド（2012年）に維持される。サイズウェルCに関する最終投資決定がなされた後、サイズウェルCからHPCに対し、1MWh当たり3英ポンド相当額（2012年）の支払いが行われる。これは、EPR原子炉に係る初期費用をHPCおよびサイズウェルCの両敷地間で共同負担する取決めに反映したものである。
- ・行使価格は、消費者物価指数を通じて物価の上昇に完全に連動する。
- ・この契約は、開始日から35年間存続する。
- ・このプロジェクトは、一定の法律の変更から保護される。
- ・HPCプロジェクトの建設において節約が達成された場合、かかる節約分は、行使価格の引下げにより、消費者にも享受される。

資金調達

2015年10月21日に公表されたとおり、EDFおよびCGNとの間で締結された戦略的投資契約に基づき、HPCへの出資比率は、EDFが66.5%となり、CGNが33.5%となる。この当初の出資比率を50%未満に引き下げることなく、EDFは今後、その他の投資家に対してこのプロジェクトへの参加を募る予定である。

このプロジェクトは、政府インフラ保証スキームの支援も受ける。2015年9月、財務大臣は、市場慣行に従った条件に基づき、スキームの20億英ポンドが当初利用可能であることを発表した。このプロジェクトは、少なくとも第一段階においては、各パートナーから資金提供を受ける予定である。EDFは、プロジェクトを自身の勘定に完全に統合する予定である。

資金調達による廃炉プログラム（FDP）

2008年エネルギー法に基づき、新規の原子力発電所の事業者は、原子力の安全性に関連する建設作業が開始される前に、FDP（資金調達による廃炉プログラム）を整備し、DECCの承認を得なければならない。FDPの全般的な目的は、以下について事業者に必要な引当金を確保させることである。

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

FDPの暫定版は、2012年3月、草案の形でDECCに正式に提出された。その後、DECCと独立の原子力負債調達保証委員会を含むDECCの顧問の間で、一連の議論が行われた。NNBおよびDECCは、2015年にFDPの全条項について合意し、2015年10月21日に国務大臣により最終版が承認された。

2015年10月9日、ECは英国の廃棄物輸送契約スキームの価格算定方法を承認した。これは、FDPの一環としてHPCに適用される予定である。この革新的なスキームでは、新規の原子力発電所に関連する廃炉および廃棄物管理の全費用は、発電時に積み立てられる。

最終投資決定

以下の手順が完了して初めて、当グループはHPCに関する最終投資決定を行う。

- ・2015年10月21日に合意された覚書に基づく、CGNとの長文形式の持分に関する必要書類の最終化。
- ・EDFおよびCGNの取締役会による承認。

集中規制に基づく競争当局の承認ならびに中国および欧州のその他の政府当局の承認は、2016年第1四半期に取得している。

サイズウェルC

2015年10月21日に公表されたとおり、EDFおよびCGNは、サフォークのサイズウェルCに関し、その用地において2基のEPRを建設および運転するための最終投資決定に向けた合意に関する、基本的な覚書を締結した。開発段階において、EDFは80%の割合で出資し、CGNは20%の割合で出資する。

計画プロセスの一環として、2012年11月、サイズウェルCに関するEDFの当初提案が公表され、第1回目の地域住民との公式な協議が既に実施されている。地域住民および出資者との第2回目の公式な協議の開始準備が、継続して行われている。これは、HPCの最終投資決定がなされた時点で、2016年に行われる見込みである。地盤調査、輸送および環境調査は、プロジェクトの輸送および収容施設に関する戦略の改善ならびに開発のための工事要件の理解を深めるのに役立った。これらの研究は、開発の初期段階に行う原子力発電所用敷地許可および環境に関する許可申請を支援するためにも使用されている。

持続的な建設用地に関する協議の大半が、2016年に開始される。収容施設および輸送インフラ用地として特定された土地の取得が開始した。

2015年4月、サイズウェル・プロジェクトの主要な建設期間中に、自然保護協会特別指定地区の潜在的適地を取得した場合の埋め合わせのために、湿地帯として開発することを目的として、サイズウェルC近辺の土地を67ヘクタール取得した。これらの取組みは、2015年末まで、順調に進展した。

ブラッドウェルB

EDFおよびCGNはまた、華龍と呼ばれる英国版の第3世代HPR1000原子炉に関し、英国の原子力安全規制機関から（一般設計評価プロセスを通じて）規制機関の承認を得ることについて、基本的な覚書を締結した。HPR1000は、中国におけるCGNの防城港発電所のユニット3およびユニット4に設置される予定で、これは、英国要件に適合した華龍設計の参照発電所である。この契約の条件の下、ジョイント・ベンチャー会社が一般設計評価プロセスを引き受け、管理する予定である。

CGNおよびEDFは、エセックスのブラッドウェルBにおいて、一般設計評価プロセスを通じて、英国規制機関の承認を得た、英国要件に適合した華龍の原子炉技術を建設および運用するための最終投資決定に向けた合意に関する、基本的な覚書を締結した。開発段階において、CGNは66.5%の割合で、EDFは33.5%の割合で出資する予定である。

英国の強固な原子力規制は、原子炉および原子力発電所のすべての開発者およびオペレーターが、安全およびセキュリティに関する厳しい遵守要件を満たしていることを説明しなければならないことを徹底している。

(f) 欧州委員会の合併規制（ECMR）に基づくコミットメント

EDF Energyは、2012年から2015年までの間に、英国卸売市場で年間5TWhから10TWh以上の発電量を売却するというコミットメントを、2015年において引き続き遵守している。このコミットメントは、ECMRに基づくBritish Energyの買収時にECと合意したものである。これらの販売の履行は完了し、これに応じてECに通知を行ったモニタリングトラスティにより確認された。

British Energyの買収時に合意された他のすべてのコミットメントは、現在では達成されている。

(g) 英国の法的環境

競争市場当局（CMA）

2014年6月、競争市場当局（CMA）は、「英国のエネルギー供給および購入」の調査を開始した。CMAは、英国経済全体における競争と消費者を管轄する当局であり、その主要な義務は、「英国内外双方において、消費者の利益となる競争を促進すること」である。

2015年7月、CMAは、考えられる是正措置に関する通知と共に、暫定的調査結果報告書を公表した。暫定的調査結果報告書には、CMAが暫定的に発見した電力およびガス市場における競争に悪影響（AEC）を生じさせる事項が列挙されている。考えられる是正措置は、CMAが暫定的に特定したAEC（および消費者に及ぼす有害な影響）を是正、緩和または防止するために、CMAが講じる可能性のある行為を示している。CMAは、合計で9のAECを示し、18の考えられる是正措置を特定した。考えられる是正措置は、小売および規制の枠組みに重点的に焦点を当てており、特に国内市場および極小規模事業市場における顧客エンゲージメントを改善するための方法を検討した。

CMAは、暫定的調査結果報告書および考えられる是正措置に関する通知について、2件の更新情報を公表した。

- ・2015年10月26日、CMAは考えられる是正措置に関する補完的通知を公表した。これは、エバーグリーン料金の使用を禁止し、顧客エンゲージメントを促進するための追加の考えられる是正措置に関する意見を求めるものであった。
- ・2015年12月16日、CMAは暫定的調査結果の補足書類を公表した。CMAは、さらに検討した結果、ガスおよび電力の国内小売事業の前払セグメントにおける特性の組み合わせにより、AECが生じることを暫定的に発見した旨を示した。この文書と同時に、CMAは考えられる是正措置に関する補完的通知の第2版を公表した。これには、補足書類において暫定的に特定したAECに対処するために導入する、考えられる是正措置をさらに4つ示している。

2015年9月21日、CMAは、法定調査の期限を、2015年12月25日から2016年6月25日へと6か月延長することを発表した。この発表では、かかる延長に関して、暫定的調査結果に対して利害関係者から受領したすべてのコメントについて、十分かつ適切に考慮し、完全に妥当な最終的判断に至るために、十分な時間をとることが必要であったとしている。CMAは、2016年6月の最終報告書よりも前の、2016年3月17日に修正策に関する一時的な決定を公表した。

電力市場改革（EMR）

EMRの3つの最も重要な要素は、2011年予算法の下、導入された炭素の下限価格、供給量市場および2013年エネルギー法により導入された差額決済契約である。

炭素の下限価格は、石炭発電事業者が排出した炭素に対して支払う価格を定めており、これは、EDF Energyのような原子力および再生可能エネルギー発電所等の低炭素発電事業者の収益性を高める重要な原動力となっている。炭素の下限価格を支える「炭素価格支持税率」は、2014年3月19日に2014年度予算において、2016年4月から2020年4月までの4年間における上限が18英ポンド／二酸化炭素トンに設定された。

供給量市場は、十分な発電容量を確保することを目的としている。年に1度行われる入札は、発電容量を調達するために、配電が行われる4年前に開催され、その後配電が行われる1年前にも開催される。2019年10月から開始される配電のための第2回供給量入札は、2015年12月に開催され、18英ポンド/kW（2014年／2015年）の価格で、軽減出力容量である46,354MWの容量契約を締結した。EDF Energyの8つの原子力発電所である、ウェスト・バートンBのCCGT発電所およびウェスト・バートンAのオープン・サイクル・ガス・タービンは、2014年12月の入札で2018年10月から2019年9月の期間に関する供給量契約を、また2015年12月の入札で2019年10月から2020年9月に関する供給量契約を確保した。コッタムにおける4基の石炭火力発電ユニットおよびウェスト・バートンAにおける4基のうち3基の石炭火力発電ユニットは2014年12月の入札において、2018年10月から2021年9月までの3年間の許容量契約を確保した。ウェスト・バートンAのユニット3は、2014年12月および2015年12月の双方の入札において、許容量契約を確保することができなかった。

差額決済契約は、特にヒンクリー・ポイントCプロジェクトを含む新規の低炭素発電事業者を支援するものと期待されている。差額決済契約の第1回割当入札の結果が2015年2月に公表され、27の再生可能エネルギー・プロジェクトが契約を獲得し、その大半は陸上または洋上風力発電所であった。EDF Energyは、この入札により、成功したプロジェクトの1つである、ドレネル風力発電所を取得した。このプロジェクトは177MWの陸上風力発電所開発プロジェクトであり、行使価格が82.50英ポンド/MWh（2012年）のCfdを獲得した。政府は、Cfd入札を2020年までにさらに3回開催するとしており、第1回は2016年に開催される予定である。また、これらは費用削減の達成を条件とする洋上風力発電のさらなる開発を支援するものされている。

(ii) イタリア

(イ) EDFグループのイタリアにおける戦略

イタリアのエネルギー市場は、欧州の電力市場およびガス市場の両方における重要性の高さならびにフランス市場との繋がりから、EDFにとって強い戦略的利益を示している。

大多数の欧州エネルギー・システムと同様に、イタリアの市場はいくつかの困難に直面している。現在の地位ならびにガスおよび電気エネルギーのバリュー・チェーンにおける総合的なプレゼンスにより、Edisonは、CAP2030の優先事項に基づく効率性および収益性を追求し、自身の成長を継続するために必要となる、市場の変化から創出される機会の獲得に適した地位にいる。

Edisonは、特に国内におけるEDFのプレゼンスの合理化から恩恵を受けることで、イタリア市場の統合の手続きに積極的に関わることができる。

主要な進展要素は、下記のとおりである。

- ・イタリアにおける発電ポートフォリオの最適化のため、Edisonは、最も効率的な資産についての火力発電ポートフォリオに注目する中で、水力発電への特定の投資の促進および新たな再生可能な資源の開発による、また特に新しいビジネス・モデルの使用による、再生可能エネルギーの生産の増加を目指している。
- ・Edisonのブランドの確立した地位に依拠することで、Edisonはガスおよび電力の個人の顧客ポートフォリオを増加させ、付加価値のついたエネルギー・サービス提供の価値を高めるために適した地位にいる。
- ・Edisonは、現在のポートフォリオの最適化に留まらず、EdisonおよびEDFグループの競争力ならびに供給の柔軟性および安定性を強化するために、ガスの分野におけるガス・ハブとしてのイタリアの発展に貢献することができる。
- ・E&P（探鉱および生産）の分野において、Edisonは、国際プロジェクトの最適化を進める中で、ガスおよび電力のバリュー・チェーンの統合におけるイタリアのE&P事業の選別的発展を促進することで、事業の調整を行う予定である。

(ロ) EDFグループのイタリアにおける事業

2015年末現在、当グループは、主にイタリアの電力市場およびガス市場の主要事業者であり、認知度の高いイタリアのブランドであるEdisonの株式を97.405%保有することにより、イタリアにおいて事業を行っている。

EDFグループは、子会社を介して、また以下の株式持分を保有することにより、イタリアにおける事業を行っている。

- ・EDF Fenice：100%保有し、環境に関するサービスおよびエネルギーの効率化を専門とする（「第2 3（2）⑥（i）（ロ）EDF Fenice」を参照。）。
- ・EDF Énergies Nouvelles：イタリアに所在する子会社1社を保有している。

2015年において、EDFグループのイタリアにおける純発電量は19.6TWhであり、イタリアにおける純発電量の約7.2%を占めた。最終顧客、卸売市場および火力発電へのガスの販売は、17.6Gm³であった（2014年は13.2Gm³）。2015年においてEdisonは、12.7Gm³のガスを輸入し（すなわちイタリアの合計ガス輸入量の21%）、これは全国的な需要の91%を占めた。

イタリアおよびイタリア国外における当グループのEdisonを通じたガスの生産量は、2014年から減少して、（2014年から－7.3%の）1.99Gm³に達した。

石油およびコンデンセートの生産量は、2015年に上昇し、（2014年から＋4.6%の）4.35百万バレルとなり、このうち2.5百万バレルがイタリアにおいて生産された。

(ハ) Edisonの事業

(a) 発電事業

2015年12月31日現在、Edisonのイタリアにおける設備発電容量は、年間を通じて7,158GW（純発電量は18.5TWh）であり、2014年と比較して増加した。かかる増加は、主として、イタリアにおける電力需要および電力の自己生産と市場からの購入の裁定取引による熱電発電および風力発電の増加に起因する。現在、Edisonの発電所は、水力発電所48基、火力発電所19基、風力発電所35基、太陽光発電所9基およびバイオマス発電所1基で構成されている。コンバインド・サイクル・ガス・タービン（CCGT）は発電量の76.4%を占める一方で、水力発電は発電量の18.3%、風力発電および太陽光発電は併せて発電量の5.3%を占める。

Edisonは、3.38TWh（例外的な発電量であった2014年から－32%）を発電した約1,427MWの水力発電施設を運営している。

2015年12月、Edisonは、チェッリーナ川に位置するAlperiaの水力発電施設の100%と引換えに水力発電ジョイント・ベンチャー2社、Hydros（40%）およびSel Edison（42%）の株式持分をボルツァーノ地方のAlperia社に売却しする合意に達した。当該取引により、2016年から2件の株式持分を非連結化しなければならなかったEdisonは、水力発電ポートフォリオにおける委託契約の更新に関連するリスクを減少させる一方で、チェッリーナの発電所を含むすべての事業を連結の対象とし、設備容量を90MWにまで増加させる。

再生可能エネルギーの分野においても、F2iファンドと共同で2014年に設立され、F2iファンドが株式資本の70%を保有し、EdisonおよびEDF Énergies Nouvellesの間の持株会社が残りの30%を保有する会社、E2i Energie Speciali srl（E2i）により、Edisonは必要な規模を維持した。

E2iは、594MWの再生可能エネルギー資産（Edisonから82%、EDF EN Italiaから18%拠出された。）を保有し、生産するエネルギーの100%をEdisonへ譲渡しており、これは発電ポートフォリオの総合的管理において有益である。

また、EDF ENが主導し、サービスを専門にする会社がかかるプラットフォームの運営および維持のために設置された。

さらに、EdisonおよびF2iとのパートナーシップ以外でも、EDF ENはイタリアにおいて事業を行っている（「第2 3（2）①（iv）（ハ）EDF Énergies Nouvelles」を参照。）。

国際的には、Edisonはギリシャにおける確立したプレゼンスから恩恵を受けており、Hellenic Petroleum、Hellenic Energy and Development（Hellactorグループ）およびHalcorと38%の株主持分を有するElpEdison SAを通じて、ギリシャにおける主

要な電力事業者の1つとなっている。ElpEdisonは、Edisonにより建設された2つのCCGT発電所（テッサロニキに1つ（389MW）およびティスヴィにもう1つ（410MW））を有している。

最後にブラジルでは、Edisonが50%を所有する子会社であるIbiritermoが、226MWのCCGT発電所を操業している。

（b）炭化水素分野における事業

ガス戦略の実施において、EDFグループはEdisonを通じて、天然ガスの探鉱および生産から直接販売という一貫したバリュー・チェーンに従って、発展させた経験から恩恵を受けている。

Edisonのガス供給ポートフォリオは主として長期契約に基づいており、2015年のガス供給ポートフォリオには、ガス・パイプラインおよびLNGを通じた約12.7Gm³の輸入量ならびに0.49Gm³のイタリアにおける自己生産および4.2Gm³の市場からの購入が含まれている。在庫変動およびネットワーク損失は0.20Gm³であった。

2015年、Edisonは、3.4Gm³のガスをイタリアの産業部門に、2.6Gm³のガスを住宅用顧客に、5.7Gm³のガスを火力発電部門（Edison自身の内部需要が含まれる。）に、5.9Gm³を卸売市場に供給した。

2010年以降、Edisonは、厳しいガス市況を受け、ガス部門の他のすべての事業者同様に、供給業者に対して、効力のある長期契約の見直しによる契約条件の調整を要請した。

国際仲裁裁判所がEdisonに有利な仲裁判断を下し、2015年11月27日に価格改定の仲裁手続が完了した。これには、EdisonおよびENI間のリビアのガスに関する長期契約の価格改定に関する紛争が含まれていた。これにより、Edisonは、適時的効果を持つガス価格の値下げが可能となった。

探鉱および生産において、Edisonは、2015年末現在、イタリアでは60、国外では66の委託および探鉱の許可を有しており、また約42十億立方メートルに相当する埋蔵量も有していた。国外では、Edisonの最も重要な資産は、エジプトのアブキールのガス田であり、Edisonは、2009年初頭において最初の期間が20年で10年ずつ延期可能な、かかるガス田の探鉱、生産および開発の権利を購入した。

2015年には、Edisonは、Apache Beryl I（Apache Corporationの子会社）ならびに北海に位置するスコットおよびテルフォードの鉱床の株式資本に対する株式持分（それぞれ10.5%および15.7%）の取得により、炭化水素開発ポートフォリオを拡充した。かかる取得は、当グループが保有する埋蔵量の約1.1十億立方メートル相当（石油85%およびガス15%）の増加に貢献した。

最後に、Edisonは、イタリア国内外（とりわけ、英国およびノルウェー）において、探鉱事業を展開しており、現在、北海、ノルウェー海およびバレンツ海においてライセンスを得ている。

ガス・インフラ

Edisonは、ロビゴ洋上再ガス化ターミナル（年間8Gm³）を運営する会社であるAdriatic LNG Terminalの株式持分の7.3%を有している。このターミナルは、Qatari gasから供給を受けている。その他の株主は、ExxonMobil Italiana Gas（70.7%）およびQatar Terminal Company Limited（22%）である。Edisonは、Ras Laffan Liquefied Natural Gas Company Limited II（RasGas II）との間で調印された契約の条件に基づき、このターミナルの発電容量の80%または年間6.4Gm³を保有する。

Edisonは、ギリシャとイタリア（IGI）、ギリシャとブルガリア（IGB、ブルガリアと50/50の割合のパートナーシップ）およびギリシャとキプロス（EastMed）を繋げることを目的とした様々なプロジェクトの開発に参与している会社であるIGI Poseidon（Edisonが50%を保有）等の、様々なガス輸入インフラ・プロジェクトに参与している（「第2 3（2）⑥（ii）（ロ）（b）インフラ」を参照。）。

（c）販売および供給事業

Edisonは、2015年、イタリアにおいて（2014年には95.5TWhであったのに対し、2014年から－6.4%の）89.4TWhの電力を販売した。このうち、18.5TWhは発電によるものであり、70.9TWhは市場での購入によるものである。最終顧客への販売高は17.1TWhであり、2014年と比較して16.2%減少した。2015年末現在、Edisonは、企業用顧客と住宅用顧客の両方の部門において、591,993の電力顧客および521,399のガス顧客に供給している。

販売およびマーケティングにおいて、Edisonは、個人および中小企業部門への電力およびガス販売を伸ばし続けており、顧客関係において卓越し、また厳選された忠実な顧客に的を絞ることを目的に掲げている。並行して、Edisonはエネルギーに関する顧問的アプローチを強めることにより、企業用顧客市場の第一人者としての地位を維持することを意図している。

当グループは、顧客に提供するエネルギー・サービスの発展のため、EdisonおよびFenice間の協力を強化することにより、当該地域におけるプレゼンスを強める。

（d）規制業務

ガスの輸送および貯蔵

Edisonは、規制されたガス貯蔵事業を取り扱う会社であるEdison Stoccaggioを100%保有している。

また、Edisonは、700Mm³の合計埋蔵量（処理ガス）を有するチェッリーノ（1984年以降）およびコッラルト（1994年以降）の劣化貯留層（天然ガスが枯渇した土地）における2つの貯蔵施設を運営している。

さらに、Edisonは、2013年以降、3つ目の施設であるサンポティート&コティニョーラを運営しており、また同社は、パラッツォ・モロニ施設における貯蔵プロジェクトを開発している。

最後に、Edisonの完全子会社であるInfrastrutture Trasporto Gas SpA (ITG) は、ロビゴ・ターミナルから国営ネットワークへの機能的な接続であり、年間9Gm³を超える輸送能力を有するカヴァルツェレおよびミネルビオ間のガス・パイプラインを所有し、直接管理している。

配給

イタリアにおけるガス配給は、特に品質および安全性のパラメータならびにネットワークへの接続規則を規定する電気・ガスの当局である、AEEGにより規制および監督されている。

Infrastrutture Distribuzione Gas spa (旧Edison Distribuzione Gas) は、天然ガスの配給を専門とするEdisonグループ内の会社である。2015年において、Edison DGは、毎年、イタリア北部および中央部の150,368人の利用者に対して257Mm³の天然ガスを配給している。

(二) EDF Fenice

EDFグループの完全子会社であるEDF Feniceは、トリノに拠点を置き、スペイン、ポーランドおよびロシアの子会社を通じて国際的なプレゼンスを享受している。その主要な業務は、企業用顧客に向けたものであり、エネルギー効率領域に係るソリューションの開発から構成されている（「第2 3（2）⑥（i）（ロ）EDF Fenice」を参照。）。

(ホ) EDF Énergies Nouvelles

イタリアにおける再生可能エネルギーの新たな規制上の枠組みの導入を受け、EDF Énergies Nouvellesは、2015年にイタリアにおいて追加容量の稼働を行わなかった。このため、2015年12月31日現在EDF EN Italiaが保有する容量は、合計で440.4MWの総風力発電容量（または246.6MWの純容量）および79.5MWの総太陽光発電容量（または76.8MWの純容量）となった（「第2 3（2）①（iv）（ハ）EDF Énergies Nouvelles」を参照。）。

(iii) その他国外

(イ) 欧州北部

ベルギー

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

EDFグループは、ベルギーにおいて、EDF BelgiumおよびEDF Luminusの子会社2社を通じて事業を行っている。

EDF Belgium

Electrabelとの原子力エネルギーに関する長期協働契約の一環として、EDFは、ベルギーの完全子会社であるEDF Belgiumを通じて、チアンジュ1原子力発電所の持分の50%につき、不可分の共同所有権を有している。EDFに帰属する電力容量は、481MW（またはベルギーの総発電容量の2%）である。EDF Belgiumに帰属するチアンジュ1の発電量は、2015年後半に更新され、さらに10年間延長された長期契約を通じて、EDF Luminusに販売された。

ベルギーの原子力の段階的廃止に関する2003年法は当初、2015年10月1日のチアンジュ1の閉鎖を定めている。それにもかかわらず、2012年のベルギー政府による設備計画および原子力エネルギーの段階的廃止の時間枠に関する2003年法を改正する2013年法の導入の後、稼働を2025年まで延長することが最終的に決定された。かかる延長は、2014年3月12日付でElectrabel、EDFおよびベルギー国家との間で締結された契約に基づくもので、条件は当該契約において定められる。

チアンジュ1の耐用年数の延長には、2011年から2020年までの期間に分散して行われる膨大な投資（EDFの投資割合は300百万ユーロ）が必要となる。

EDF Luminus

2015年末現在、EDFグループは、その子会社であるEDF Belgiumを通じて、EDF Luminus社の68.63%を保有しており、残りの株式は、ベルギーの一般の株主により保有されている（下記を参照。）。

EDF Luminusは、ベルギーのエネルギー市場で2番目の規模の企業であり、バランスの取れた上流部門／下流部門のポートフォリオを有している。同社は、2015年末現在1,955MWの設備容量を有し、同国の発電容量の約10%を占める。EDF Luminusの発電量は、2015年に4,141GWhに達した。同社は、1,583名の従業員を有している。

EDF Luminusは、火力発電所を最適化し、風力発電容量の開発を進め、エネルギー・サービスの開発を開始する中、コストを削減することにより、その戦略的な目標の実現に向けて活動してきた。

企業用顧客を対象とするエネルギー・サービスの主要な事業者であるATSの取得

2015年5月27日、EDF Luminusは、ベルギー競争当局から有利な意見が出た後、ATS SAの過半数持分の取得を最終決定した。ATSは電力機器による配電の他、電力および熱を完全に統合させたソリューション（設計および技術、産業用電力網の設置および維持、自動化、工業用冷凍、火災探知および水力）を提供している。

EDF LuminusおよびATSは、エネルギー効率に関するソリューションおよび消費の最適化に関するソリューションを豊富に含む提案を通じて、企業用顧客ならびに第三次産業および公共部門の顧客により一層役立つことができる。

EDF Luminusの株主契約に係る新たな契約

2015年10月26日、EDF Luminus、Publilec、Socofe、Ethias、NethysおよびEDFグループの株主は、直近の契約を2025年まで延長し、下記の株式保有の再編成を行う内容のEDF Luminusの株主契約の改正案に調印した。

- ・ベルギーの株主4社の維持：株主契約に基づき、2018年末以降EDF Luminusの株式資本の回収を可能にする流動性メカニズムから恩恵を受けるPublilec (26.4%)、Socofe (4.7%)、Ethias (0.2%) およびNethys (0.1%)。
- ・EDFが保有するEDF Luminus株式持分の上限を68.63%（以前は62.3%）とする、EDFグループによる、PublilumおよびVEHが保有するEDF Luminusの株式持分（計6.33%）の取得。

結果として、EDF Luminusの取締役は、2015年10月26日に開催された取締役会において、2015年5月に開始されたEDF Luminusの新規株式公開の計画の中止を決定した。かかるEDF Luminusの株式保有の変更により、またEDFおよびEDFのベルギーの共同株主間の契約の改正により、当社は地域でのプレゼンスを維持することができた。

EDF Luminusは、ベルギーのチアンジュ2およびチアンジュ3の原子力発電所（それぞれ1983年および1985年に稼働開始）ならびにドゥル3およびドゥル4の原子力発電所（それぞれ1982年および1985年に稼働開始）の10.2%（419MW）を所有しており、これらの耐用年数は40年である。EDF Luminusはまた、フランスの発電所の平均利用可能性に基づく一連の保証発電量に基づき、フランスのショーB原子力発電所の100MWの引出権を所有している。

ベルギーのエネルギー需要の約20%を占める、ドゥル3およびチアンジュ2の原子炉は、微小の亀裂が発見された後、2013年5月から2014年3月の短期的な再開期間を除き、2012年から2014年の間操業が停止された。2015年11月17日、連邦原子力検査庁は、米国の研究所であるオークリッジの最終報告書の受領後、かかる2つの原子炉の稼働再開を許可した。2015年12月末、Electrabelは原子炉のバックアップを開始した。

ドゥル1およびドゥル2の2つの原子炉の延長に関する2015年11月30日にベルギー国家およびElectrabelの間で締結された契約の全体的な枠組みに基づき、2015年（200百万ユーロ）および2016年（130百万ユーロ）のベルギーの原子力税に係る合意が得られた。EDFグループのベルギー子会社2社への財政的影響は、2015年には34.2百万ユーロ、2016年には13.2百万ユーロである。変数式は、2017年から2019年にかけて適用され、ベルギーの原子力税の最低年間合計は150百万ユーロである。

原子力発電所の引出権とは別に、EDF Luminusは、天然ガス火力発電所、風力発電所および少数の「川を利用した」水力発電所からなる発電所を有している。

EDF Luminusはまた、アングル、リングファールト、セランおよびハムの4つのコンバインド・サイクル発電所を稼働している。ハムの発電所では、蒸気タービンから回収した熱がガンの都市の地域暖房ネットワークに使用されている。2014年夏季、3年間におよぶベルギーの戦略的な備蓄のために、セランの発電所が選定された。加えて、アングルおよびイゼゲムの発電所もまた、2015年から2016年の冬季における戦略的な備蓄のために最近選定された。モンシンの発電所は完全に閉鎖された。

EDF Luminusは、ワロンおよびフランドルにおいて散在する7つの水力発電所および29の陸上風力発電所、計114のタービンを有し、再生可能エネルギーの分野で活動的である。同社は、2015年12月31日現在254MWの設備容量を有する、ベルギーの主要な風力発電事業者である。2015年にEDF Luminusは、42MWの総容量を有する16の風力タービンを建設し、既に建設されたタービン（13の風力タービン）の28MWの容量のポートフォリオを取得した。

販売およびマーケティング

「Luminus」ブランドの下で、EDF Luminusは、ベルギーの住宅用顧客および企業用顧客向けの1.8百万超の配電箇所に、電力およびガスを供給しており、2015年には85,000のB2Cにおける顧客（住宅用顧客）の純利益を得ている。かかる秀逸なマーケティングの成績は、フランドルの規制局であるVREGから8連続四半期最高の格付けである「5」を得ている。EDF Luminusは、

顧客の期待により対応し、競合他社と比較した価格のポジショニングを確認するために、その価格戦略および商品戦略を追求し、比較的高い解約率が続く厳しい市場状況の中、約20%の安定した市場シェアを維持した。

エネルギー・サービス

EDF Luminusは、最近の主要かつ補完的なエネルギー・サービス提供者3社（Rami Services、DauvisterおよびATS）の取得により、サービスの提供を拡大した。住宅用顧客に提供されるサービスとは、特にボイラーの設置および維持管理、インテリジェント・サーモスタット（Netatmo）の販売および管理、ならびに荒天時に住居へ予測できない損害が発生した際のコンフォート・サービスである。2015年末、前記の3つのサービスに関するB2Cのポートフォリオについて、契約数は125,000を超過した。2015年中、68,000近くのサービスが販売され、2014年と比較して売上げは3倍超となった。また、ATSと協働することにより、EDF Luminusは企業用顧客に対して完全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することができる。

さらに、EDF Luminusは、サービス活動の開発のために、新しくまた革新的なニッチ市場を開拓している。例えば、電気モビリティに関しては、顧客への電気モビリティ・サービスの提供を可能にする異なる事業モデルについて検討中である。ハッセルルトのキャンパス拠点に、4基の急速充電スタンドが設置された。かかるスタンドの特徴とは、充電の際に地域の太陽光発電を最大限に使用することができるソフトウェアを組み込んでいる点である。

オランダ

ジョイント・ベンチャーであるSloe Centrale BVを通じて、EDFおよびDelta（それぞれ50%を保有）は、オランダ南西部に870MWのCCGT発電所を所有しており、2基の435MWのユニットは、2009年に運転が開始され、2013年半ばから稼働された。その高い技術的な性能により、Sloe発電所は、2015年において3,500時間近く稼働されており、これはガスを動力源とする発電所にはあまり適していない環境において、驚異的な時間である。

スイス

EDFグループは、スイスにおいて、Alpiq Holding SA (25%) ならびにLe Châtelot (50%)、Emosson (50%) および Mauvoisin (10%) における水力発電施設への投資によってプレゼンスを示している。

Alpiqは、欧州エネルギー市場での大手企業であり、欧州エネルギー取引所の中心でエネルギーの発電、販売および取引ならびにエネルギー・サービスを行う。Alpiqは、スイスに供給される電力のおよそ3分の1超を占めている。

2015年の売上げ(6,715百万スイスフラン)に基づく、Alpiqグループはスイスの電力会社においてトップ・レベルである。第三者ならびにその他の関連企業および関係企業との間で行われたエネルギー取引の金融取引または非金融取引は、それぞれ11.4TWhおよび89TWhであった(主に卸売市場で、かつ主に南欧、中欧および東欧諸国における主要な欧州顧客向け)。Alpiqはまた、スイス北西部で約100,000の顧客にサービスを提供している。この活動は、スイスおよびAlpiqが拠点を置くその他の諸国における重要な発電資産によって支えられている。

Alpiqの活動は、主に発電資産に依拠しており、このことによりAlpiqは市場価格の変動に強く晒されている。2011年以降大幅に悪化する市場環境に対応するため、Alpiq グループは、その資産価値を可能な限り高め、特にエネルギー・サービス部門における市場機会の獲得のために、綿密な戦略的思考の他、費用の大幅な削減計画を実施した。負債をなくし、ポートフォリオを再編するためのイニシアティブにおいて、水力を含むいくつかの株式持分が既に処分され、その他にも売却が予定されている。

オーストリア

EDFは、現在まで、ステイリア州と共に持株会社であるEnergie Steiermark AG (Estag) の25%を所有していた。その戦略的方針の枠組みにおいて、EDFグループは、2014年末からかかる少数株式持分の処分のための手続きを開始し、かかる手続きは、2015年12月21日のインフラストラクチャーに特化した投資ファンドであるMacquarie Infrastructure and Real AssetsによるEDFの株式の買戻しによって完了した。

(ロ) 中東欧諸国

ポーランド

当グループは、主に以下を含むEDF Polska SAの子会社を通じて、ポーランドにおいて業務を行っている。

- ・460MWeおよび957MWthの設備容量を有するクラクフのコジェネレーション発電所
- ・333MWeおよび1,134MWthの総設備容量を有するグダニスクおよびグディニャの発電ユニットを構成するWybrze⁰⁷₇ieのコジェネレーション発電所
- ・1,775MWeの設備容量を有するリブニク発電所
- ・本社ならびにポーランドにおけるEDFグループのすべての発電所により生産される電力をB2Bの市場および顧客に販売する最適化・販売部門によって構成されるワルシャワ発電所
- ・トルンの暖房供給網およびこの供給網に熱源を供給する398MWthおよび2 MWeの設備容量の石炭火力による発熱施設を有するEDF Polskaの子会社であるEDF Toru⁰⁴₄。既存施設と、計101MWeの設備容量を有する2つのガスタービンおよびガス火力ボイラーを有するコジェネレーション施設との置換えは、2017年から2018年の冬季に実施される。
- ・EDF Paliwa Sp. z o.o.もまたEDF Polskaの子会社であり、ポーランドにおけるEDFグループの全敷地の石炭およびバイオマスの供給を担っている。

また当グループは、ヴロツワフ市のコジェネレーション会社であるZEW Kogeneracja SAも支配している。同社は、地域のガス資源によって発電し、366MWeおよび1,094MWthの設備容量を有し、発電および発熱を行う会社であるEC Zielona Góra SA(その設備容量は183MWeおよび302MWth)の98.4%を保有している。

環境保全の分野に関して、当グループは、とりわけポーランドにおける資産のための脱硫および脱窒の施設の建設に関する投資計画の実施を、2013年11月19日、ヴロツワフ市において正式に完工した。これにより、既存の発電所の運営を少なくとも2035年まで継続することが可能となった。

さらに、当グループは、その子会社であり、2つの風力発電所(48MWの設備容量を有するリノボおよび58 MWの設備容量を有するジェピン) 持つEDF Énergies Nouvellesを通じて、ポーランドに拠点を有している。他の風力発電プロジェクトも開発中である(「第2 3 (2) ① (iv) (ハ) EDF Énergies Nouvelles」を参照。)。

2015年10月において、ポーランドのDalkia SAの子会社であるDK Energy Polskaは、カトヴィツェ(シレジア北部)における発熱および供給を専門とし、炭鉱ガスのリサイクルの分野におけるトップ企業であるZakłady Energetyki Ciepłej Katowice SA (ZEC) の株式の100%を取得した。かかる取得は、ポーランド市場におけるDalkiaによる産業事業者および地域のコミュニティーへのエネルギー・サービス(暖房ネットワークおよびエネルギー効率)の提供の発展の基盤となり、また石炭を代替する炭鉱ガスの使用の促進を意図して行われた。

CAP2030プログラムの枠組みにおいて、当グループのポーランドにおける火力発電資産について、現在戦略的な見直しが行われている。

ハンガリー

BE ZRt

2015年6月30日、当グループはBE ZRtの株式（95.6%）をEP Energyへ売却することに合意した。かかる取引は、特に関係するハンガリー当局による審査などの前提条件を満たした後、2015年12月10日に成立した。

EDF Démasz ZRt

EDF Démasz ZRtは、EDFの完全子会社であり、同社は、主に電力の配給および販売を行っている。

供給活動について、世界的サービスの概念（2007年ハンガリー電力法に基づき、ハンガリー政府の命令に定める。）の下で、EDF Démasz ZRtは、ハンガリーの南東地域の個人、小企業および公的機関に電力を供給している。2009年以降、同社は、電力を供給し、最近ではハンガリーにおいて国内の自由市場を選択した顧客へガスを販売している。2015年、EDF Démasz ZRtは、約740,000の顧客に3,040GWhの電力を販売し、これには自由市場で行われた1,440GWhが含まれる。

配電事業について、EDF Démasz Hálózati Eloszto Kft（EDF Démasz ZRtの完全子会社）は、電力網業務が発電／供給活動から分離されるという法律上の要件に対応するため、2007年から稼働している。同社は、電力網資産（約32,200キロメートルの中高電圧および低電圧線）を所有し、ハンガリーの南東地域（国土の19.6%）の規制配電事業を運営している。2015年に同社は、775,754の配電箇所へ4.3TWhを配電した。

2014年、とりわけ厳しい価格設定および税制上の措置（2013年において1メートル当たり0.45ユーロの電力網税および2013年から2014年の間に立法者により課せられた25%の値下げ）の導入後、景気の悪化に直面した同社は、コスト削減措置を実施した。

政府は、1990年代に民営化されたエネルギー発電所の所有権を段階的に再度国有化し、国有化部門を作る計画を発表した。2015年において、ENKSZ社はこの目的のために設立された。

ロシア

EDFグループは、エネルギー・サービス分野においてEDF Feniceおよびそのロシアの子会社であるFenice Rusを通じて事業を行っている（「第2 3（2）⑥（i）（ロ）EDF Fenice」を参照。）。

（ハ） 南欧諸国

スペイン

2015年12月31日現在、EDFグループはElcogas社の31.48%の株主資本を保有しており、Elcogasは、プエルトリャノで320MWのICCG（石炭ガス化複合発電）型による発電所を操業している。その他の株主は、Endesa Generacion（40.99%）およびIberdrola Generacion（12%）である。

2015年において、Elcogas社は909GWh（数値は100%ベースである。）を発電し、うち821GWhはICCGによって発電された。

炭素に関する勅令に基づく補償金の追加分の徴収が終了した日である2014年12月31日現在において、その収益性がもはや保証されない発電所は、2015年7月1日の閉鎖に関する行政上の許可を受領した。発電所の閉鎖手続きは、2016年上半年に実施される予定である。

当グループはまた、EDF Énergies Nouvellesの現地の子会社（「第2 3（2）①（iv）（ハ）EDF Énergies Nouvelles」を参照。）およびFeniceの現地の子会社（Fenice Instalaciones Iberica）（「第2 3（2）⑥（i）（ロ）EDF Fenice」を参照。）およびCitelumの現地の子会社（「第2 3（2）⑥（i）（ニ）Citelum」を参照。）を通じて、スペイン市場に拠点を有している。

EDF Tradingは、ロンドンの貿易基盤により、かかる市場において事業を行っている（「第2 3（2）⑥（iii）最適化および取引：EDF Trading」を参照。）。

最後に、2015年5月に、EDFは、EDF投資部門を通じてマドリッド地域における主要なガス供給網事業者であるMadriña Red de Gasの少数株式を取得した。

（二） 北米

EDFグループは、北米大陸全土において事業を運営しており、米国において強いプレゼンスを示している。

EDFグループは、米国において、5.2GW超の設備容量を有している。またEDFグループは、第三者のために、運営および維持管理または最適化のサービス契約を通じて、約36GWの設備容量を管理している。

北米におけるEDFの事業の主な内訳は、以下のとおりである。

- ・米国における最大の原子力事業者であるExelonが運営する、3.9GWの合計設備容量（1.95GWはEDFグループにより連結）の3つの原子力発電所を49.99%所有することを通じた原子力発電への投資。
- ・主としてEDF Énergies Nouvellesの米国における完全子会社であるEDF Renewable Energyを通じて、米国において純設備容量3,251.7MWを有する再生可能エネルギーの事業。同様に、EDF Renewable Services（EDF Renewable Energyの完全子会社）は、運営および維持管理契約を通じて、自身でまたは第三者のために、北米で約9.4GWを管理している。
- ・EDF Trading North Americaを通じた、北米のガスおよび電力市場のバリュー・チェーンの全域にわたる取引の事業ならびにEDF Energy Services（EDF Trading North Americaの完全子会社）を通じた米国およびカナダにおけるエネルギー管理製品の供給。

(a) 米国における原子力事業

原子力発電：Constellation Energy Nuclearグループ（CENG）

2009年11月6日、EDFグループおよびCEGは、CENGを設立した。ExelonとCEGの合併以降、EDFおよびExelonは、CENGの持分をそれぞれ49.99%および50.01%の割合で保有していた。2014年、EDFおよびExelonは、CENGの運転許可をExelonに譲渡することにつき合意し、かかる合意に基づき、Exelonは3つのCENG原子力発電所（5つの原子炉）の日常運営の管理を行う。

かかる取引の一環として、CENGはEDFに特別配当金400百万米ドルを支払い、EDFはEDFのCENG持分を2016年1月1日から2022年6月30日までの間にExelonに対し公正市場価格で売却できるプット・オプションを付与された。

CENGは、取締役会の10名のメンバーにより運営される。うち5名はEDFグループにより指名され、残りの5名（会長を含む。）は、Exelonにより指名される。

CENGの原子力事業

CENGの原子力事業は、米国原子力規制委員会（NRC）の規制下にある。

CENGは、3つの操業用地に散在し、総容量が4,167MWの5つの原子炉を所有および稼働している。カルバート・クリフのユニット1およびユニット2、ナイン・マイル・ポイントのユニット1ならびにR.E. ジーナの敷地許可の期間は、60年である。

原子炉	容量(MW)	持分(%)	会社所有の 容量(MW)	発電量 ⁽²⁾ (TWh)	
				2015	2014
カルバート・クリフ1	863	100	863	7.8	6.9
カルバート・クリフ2	850	100	850	6.9	7.4
ナイン・マイル・ポイント1	630	100	630	4.9	5.4
ナイン・マイル・ポイント2 ⁽¹⁾	1,242	82	1,019	9.0	8.0
R.E. ジーナ	582	100	582	4.8	4.7
合計	4,167		3,944	33.4	32.5

(1) CENGは、このユニットの82%（すなわちユニットの合計容量1,242.2MWのうち1,018.6MW）の持分を保有している。ナイン・マイル・ポイントのユニット2の18%の持分のうち、CENGが所有していないものは、Long Island Power Authority（LIPA）に属している。LIPAは、CENGに対して当該ユニットに係る費用分担額を支払うことと引き換えに、ナイン・マイル・ポイントのユニット2による容量および発電量の18%を受領しており、また、同ユニットの廃炉費用の18%につき支払責任を負っている。CENGおよびLIPAは、それぞれナイン・マイル・ポイント2に対して一定の資金を拠出する義務を負っている。

(2) これらの値は、四捨五入後の小数点第1位で表示される正確な値の合計に相当する。

Unistar Nuclear Energy（UNE）

2015年2月27日付の米国のNRC宛書簡において、UNEは、カルバート・クリフ3の一括操業許可申請（CC3 COLA）の審査を一時中断するようNRCに対して要請した。CC3 COLAの一時中断は、UNEの50.3百万米ドルの鍛造資産の償却（55百万米ドルはUS GAAPに基づく。）および13.4百万米ドルのCOLAの費用の資産計上（0米ドルがUS GAAPに基づく。）の要因となった。2015年6月8日付書簡の中で、UNEはNRCに対してCC3 COLAを廃止する旨の通知を行った。2015年6月17日、NRCは、UNEに対してCC3 COLAの廃止を承認する決定について通知し、かかる決定は2015年6月18日付の連邦官報による通知の公表をもって効力を有する。

(b) 北米におけるEDF Trading

EDF Tradingは、電力（送電権を含む。）、ガス、石炭および環境商品に関して、北米市場で業務を行っている。EDF Energy Services は、EDF Tradingの商業用リテールおよび産業用リテール部門であり、北米の大規模かつエネルギー消費の多い商業用利用者および企業用利用者に対する管理サービスおよび最適化サービスを提供する（「第2 3（2）⑥（iii）最適化および取引：EDF Trading」を参照。）。

(c) 北米におけるEDF Énergies Nouvelles

EDF Énergies Nouvellesは、その子会社であるEDF Renewable Energy、EDF Renewable Services、EDF EN CanadaおよびEDF EN Mexicoを通じて、北米における拡大を続け、2015年には風力、太陽光およびバイオガスによる発電容量1,338.6MWを稼働した。

EDF Renewable Servicesは、自社および第三者のために、風力発電プロジェクトおよび太陽光発電プロジェクトを管理している（「第2 3（2）①（iv）（ハ）EDF Énergies Nouvelles」を参照。）。

(ホ) 南米

南米において、EDFグループはブラジル市場で事業を行っている。当グループの目標は、チリなど開発機会を見込んでいる地域の特定の国々にも広がっている。

(a) ブラジル

2014年4月以降、当グループは、EDF Norte Fluminenseの株式資本において、Petrobrasが保有する10%の持分を買い戻したことで、EDF Norte Fluminenseの100%を保有している。同社は、マカエ地域に位置し、827MWの設備容量を有するノルテ・フルミネンセ・コンパインド・サイクル・ガス発電所の建設および運営を2004年末から行っており、配電会社Lightに対して、20年間のPPAに基づき年間725MWh（年間約6.3TWhに相当）を販売している。この残高は、電力自由市場で販売される。EDF Norte Fluminenseは、2015年において、260GWhを販売した。

EDF Norte Fluminenseは、工業消費を目的とした追加の太陽光発電所を有している。同発電所は、2015年に428MWhを発電した1,764個の太陽光電池モジュールからなり、年間約250トンの二酸化炭素排出量の削減に役立っている。

さらに、2014年12月11日、EDFは、その子会社であるEDF Norte Fluminenseを通じて、400MWの設備容量を有するシノプの水力発電施設の建設および将来の運営に責任を有するCompagnie Énergétique de Sinop（CES）の51%の持分を取得した。その他の株主2社は、Eletrobrasグループの子会社であるEletronorte（24.5%）およびCHESF（24.5%）である。ダム建設は2014年春に開始され、商業運転の開始は2018年度上半期に予定されている。コンソーシアムの51%の持分を有するEDFグループは、ダムの建築および将来の運営の双方において、工業的役割を担う。2015年末、同プロジェクトに関する土木工事の50%近くが行われた。

2015年2月、EDF Énergies Nouvellesは、Ventos da Bahiaのポートフォリオの80%を取得し、ブラジルにおいて事業を開始したことにも付言すべきである。初の電力供給契約は、国際的な風力エネルギー開発に特化したドイツのグループであるSowitecとのパートナーシップにより、パイア州に位置する風力プロジェクトの66MWを占めた。2015年11月、EDF Énergies Nouvellesは、風力プロジェクトと同一のポートフォリオにおいて2番目となる117MWの長期電力供給契約を獲得した。これらの新たな設備容量の建設は2017年に着工される予定であり、2018年末に稼働開始する見込みである。

(b) チリ

2013年、EDFは、チリのプロジェクト開発業者BBGおよび米国企業Cheniereとの間で、約600MWの設備容量からなるCCGT電力発電所の建設、運営および維持管理を、洋上LNG貯蔵およびFSRU（浮体式貯蔵再ガス化施設）タイプの再ガス化のインフラと統合するガス発電プロジェクトの開発を目的とした共同開発契約を締結した。

2014年にEDFは、同プロジェクトの開発を行い、チリのエネルギー市場におけるEDFのプレゼンスを確立する責任を有する子会社であるEDF Chileを設立した。

2015年にEDFは、同プロジェクトの開発を推進する目的で、チリ開発業者であるBiobio Genera（旧Australis Power）との間で新たな契約（改訂共同開発契約）を締結した。同時にEDFおよびそのパートナーらは、リミテッド・リコースのプロジェクト・ファイナンスを条件に、商業銀行との間で同プロジェクトの資金調達について協議を行っている。

EDFはまた、2015年9月にPenco-Lirquenターミナル開発を担当するプロジェクト運営会社の25%の持分を取得し、そのパートナーであるBiobio GeneraおよびCheniereグループのチリにおける子会社との間で契約を結んだ。同契約は、将来的にプロジェクト・ファイナンスの完了（2016年を予定）後に設立される組織におけるそれぞれの役割、権利および義務を規定している。

子会社EDF Énergies Nouvellesはチリにおいても事業を行っており、146MWの太陽光プロジェクトの建設が進行中である（「第2 3（2）①（iv）（ハ）EDF Énergies Nouvelles」を参照。）。

（ハ）アジア／太平洋

アジア太平洋地域におけるEDFグループの事業は、中国および急速な成長を遂げている国々に重点を置いている。発電、電力網およびサービスの分野におけるプレゼンスは、当グループの産業的課題となる。原子力発電分野では、中国の台山における2基のEPR原子炉の建設および操業プロジェクトに加え、新規プロジェクトにより、当グループは技術革新へアクセスできるようになり、産業上の専門知識の開発が可能となる。したがって、EDFの目標は、グローバルな原子力プログラム、新興市場における設備の設置およびフランスにおける施設の更新に焦点を置き、国際的な場における競争上の優位性および技術的な優位性を維持することである。

（a）中国における事業

EDFグループは、原子力、火力および水力発電技術に関する助言業務を通して、中国において30年超にわたり業務を行っている。今日EDFグループは、発電に関して中国における最も重要な外国投資家の1つであり、6,260MW（数値は100%ベースである。）の合計設備容量を有する石炭火力施設に投資している。台山プロジェクトのフェーズI（1,750MWの原子炉2基）においてもEDFは、EPR原子力発電所が関連している発電プロジェクトの投資家となった。最後に、EDFは、原子力発電、ガス発電所、水力発電、配電およびエネルギー効率への新規投資の見通しを提供する新たなパートナーシップを構築している。

原子力発電事業

大亜湾－嶺澳発電所および台山フェーズI発電所

EDFは、1994年に大亜湾における2基の1,000MWの原子炉の設計、建設および試運転を率いた後、中国グループのChina General Nuclear Power Co (CGN) が嶺澳フェーズI発電所（2002年および2003年にそれぞれ稼働を開始した、1,000MWの原子炉2基）およびフェーズII（2010年および2011年にそれぞれ稼働を開始した、追加の1,000MWの原子炉2基）の建設を支援し、現在ではCGNグループ、とりわけDaya Bay Nuclear Operation and Management Co., Ltd.に対して、運営上の支援を提供している。稼働後にこれらの発電所が達成した業績は、中国における当グループの主要なベンチマークの1つである。またEDFは、広東省台山における2基のEPR原子力発電所に出資し、その建設および運営を行うために設立されたTaishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd.における30%の持分を保有している。同社の存続期間は、中国の原子力発電のジョイント・ベンチャーに許可される最長存続年数である50年間に設定されている。かかる取引を通じて、当グループは、中国の原子力発電における初の外国投資家となった。プロジェクトの成功は、EDFおよびCGNグループの助言に依拠する。ユニット1のすべての機器は設置されており、ユニット2の機器の大半が搬入されている。ユニット1の稼働のための試運転は2015年12月にすべて行われた。

パートナーシップ契約

EDFとCGNとの間のジェネラル・パートナーシップ契約は2007年に締結され、エンジニアリング、研究開発および発電所の運営に関する取決めの実行により、2014年に補完された。EDFグループは、フランスの主力産業として活動しながら、建設アセンブラの総合事業者としてのEDFのモデルを宣伝するために、深圳を拠点にした施設を設置した。この施設における専門家は、とりわけフランスにおける指針および基準ならびに当グループの原子力安全指針をさらに推進するよう取り組んでいる。

2010年、当グループは、より深い、グローバルな事業ラインでの協力関係を築くために、China National Nuclear Corporation (CNNC) とパートナーシップ枠組契約を締結し、かかる契約は2014年3月に延長された。また、2013年に当グループは、CGNおよびAREVAとの間で、将来における原子炉建設の条件ならびにCGNが運営する発電所およびその開発に対するEDFの貢献を定めた契約を締結した。

CGNとCNNCとの間のパートナーシップにより、ヒンクリー・ポイントCプロジェクトへの参加に関して協議が行われた。2014年3月に、英国の原子力市場においてEDF、CGNおよびCNNCの間の産業協力を促すための議定書が締結され、2015年10月21日付のEDFとCGNとの間の契約によって同パートナーシップ・プロジェクトが補完された（「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（e）新規の原子力発電所建設事業」を参照。）。

最後に、2015年6月の仏中間の政府宣言を背景として、台山におけるEPR建設の継続、中国産業の英国への参入ならびに中規模および大規模の原子炉の開発に係るパートナーシップを定めた三者協定（EDF、AREVAならびにCGNおよびCNNC）が2015年に調印された。

石炭火力発電事業

French Investment Guangxi Laibin Electric Power Company, Ltd. (Figlec)

2015年9月3日、BOT（建設、運営および譲渡）プロジェクトの枠組みにおいてEDFグループの利益のために1997年に締結された来賓B発電所（2×360MWの設備容量）の委託契約が終了した。これにより、同発電所は広西壮族自治区政府に譲渡された。

Shandong Zhonghua Power Company Ltd. (SZPC)

EDFグループは、山東省に3,060MWの合計発電容量を有し、1987年から2004年まで稼働していた3つの石炭火力発電所を所有する会社であるSZPCの19.6%を保有している。その他の株主は、Guodianグループおよび香港の電力公益事業会社のCLPである。

Datang Sanmenxia Power Generation Company Ltd. (DSPC)

EDFグループは、2007年に稼働を開始し、「超臨界圧石炭」として知られる技術を使用する2×600MWの設備容量を有する河南省の三门峡2発電所を所有する会社であるDSPCの35%を保有している。この投資は、中国当局が存続期間を2039年と定めたジョイント・ベンチャーを通じて行われた。その他の株主は、DSPCの支配株主であるDatangを含む中国企業2社である。

Fuzhou Power Generation Company (FPC)

EDFグループは、江西省における「超々臨界圧」石炭火力発電所（2×1,000MW）を建設および運営するためのDatangグループの子会社とともに2014年に設立されたジョイント・ベンチャーであるFPCの49%を保有している。第1ユニットは2015年12月29日に稼働開始しており、第2グループは2016年春に予定されている。したがって、Fuzhouは、EDFグループにより運営される初の「超々臨界圧」タイプ（すなわち、発電量が増加し、環境に与える影響が抑えられている）の発電所である。かかる技術によって、石炭消費量および1kWh当たりの二酸化炭素排出量を削減しつつ、ボイラー内の温度および圧力は高水準に達するため、従来の発電所に比してより高い発電量（Fuzhouの場合、44%近く）を確保することが可能となる。

この提携の結果、当グループは将来の発電所の建設および運営における産業上のプロセスに幅広く関与することとなった。これにより、当グループは、熱工学および熱管理の技術を構築し、発電所の設計および建設を行うGuangdong Engineering and Design Institute (GEDI) ならびにボイラーおよびタービンの供給業者であるDongfangなどの火力発電分野におけるグローバルな主導者とともに新たな産業上のシナジーを確立する立場にある。

水力発電事業

1985年から現在に至るまで、このセグメントにおいてEDFグループは定評ある事業者である。当グループは、中国において導入されたいくつかの発電所においてコンサルタントとして業務を行い、意欲的な水力発電プログラムを開発中の中国側のニーズに対応した投資機会またはサービス提供について検討を行っている。

研究開発活動

設立から4年が経過したEDFの中国における研究開発センターは、フランスの研究開発部門および当グループのその他の国際研究開発センターとともに、中国における科学に関するパートナー網を引き続き構築しようとしている（「第3 6（3）国際的なパートナーシップ」を参照。）。かかる研究開発センターの業務は、低炭素発電・貯蔵、将来の電力網、持続可能な都市および革新に携わっている。デジタル・シミュレーション能力が、これらの各分野における主要な要素である。

配電事業

2011年以降中国に拠点を置くEDF International Networksは、中国において山西省および陝西省の配電網の計画および性能向上に関する技術支援契約を締結した。EDF International Networksは、電力網の管理および性能を最適化するために、専門知識、方法および最も有効な手段を利用することができるよう、とりわけ中国における主要な事業者であるState GridおよびSouthern Gridと連携することで、中国における事業の成長を望んでいる。

開発に関する見通しおよび新プロジェクト

エネルギー・サービスでは、2013年にDongfeng Peugeot Citroën Automobile (DPCA) と締結した照明のエネルギー効率に関する契約が2014年および2015年に延長された。

2015年にEDFグループ、Datangおよび三门峡市は、火力発電所からの排出が不可避の廃熱を回収することによる地域暖房ネットワークに関するプロジェクトを研究するための協働契約を結んだ。2016年1月、EDFは同プロジェクト開発の優先パートナーに選任された。

EDFグループはまた、蔡甸区の仏中共同エコ地域におけるエネルギー・サービスの計画、開発および運営について、武漢市と連携している。

また当グループは、とりわけコジェネレーション、廃熱利用および分散型再生可能エネルギー（ヒートポンプ、都市部の太陽光エネルギー、バイオマス・エネルギーおよび地熱エネルギー）の分野に関するEDFの欧州における専門知識を活用することにより、企業用利用者およびエコ地域に対して革新的なソリューションを提供することを望んでいる。

（b） 東南アジアおよび南アジア

東南アジアおよび南アジアにおけるEDFグループの事業は、とりわけ独立系発電所（IPP）に関する機会を提供する国々における、新たな火力ガス発電所および水力発電所の設計、建設および運営に係るプロジェクトへの関与を通じて、電力分野の開発に集中している。

ベトナム

2015年12月31日現在、EDFは、コンバインド・サイクル・ガス発電所であるフー・ミー2.2（715MWの発電容量を有する。）を所有する会社であるMekong Energy Company Ltd. (MECO) の56.25%の持分を保有している。その他の株主は、TepcoおよびSumitomo Corporationである。当該発電所は、ベトナムにおける外国投資家のみが資金調達した初のIPPプロジェクトである。BOT（建設、運営および譲渡）契約の期間は20年間である。2005年、EDFは、発電所の「ターンキー」配電を提供し、現在はMECOが運営を管理している。

ラオス

2015年12月31日現在、EDFグループは、同社が「ターンキー」契約に基づき建設し、2010年に稼働が開始された1,070MWの設備容量を有するナム・テウン2水力総合発電所を所有するNam Theun 2 Power Company (NTPC) の40%の持分を保有している。その他の株主は、タイの企業であるEGCO (Electricity Generating Public Company Limited)（35%保有）およびラオスの国有企業であるLHSE (Lao Holding State Enterprise)（25%保有）である。NTPC社は、ラオス政府と締結した25年委託契約に基づき、同発電所を運営する。

研究開発

2013年に、シンガポールの都市最大の建設会社であるSingapore Housing and Development Boardとの間で契約を締結したことを受け、2014年、EDFグループは、革新的な都市モデリング計画の開発を行う目的で、アジアにおける持続可能な都市のための中核的研究開発センターであるEDF Lab Singaporeを開設した。この都市計画に特化した研究開発センターの目的は、既存の協力関係を強化し、シンガポールおよびその他の地域の都市との新たな協力関係を構築することである。

（ト） アフリカ

アフリカにおいて、当グループは、新たな市場を提供する高成長諸国における拠点を確保するために、各地理的地域の特徴に応じて運営を行うことを目指している。また、当グループは、分散型発電に関する運営を促進している。

南アフリカ

EDFグループは、2007年に南アフリカの原子力プログラムの再開を目的として、ヨハネスブルグに子会社を設立した。2011年5月に公布された国のエネルギー基本計画によれば、現在から2030年までの間に9.6GWの原子力発電量が稼働予定である。南アフリカ政府は、2030年までに国の設備発電容量を（44GWから89GWの）倍にすることを計画しており、将来のエネルギー構成に原子力を含めることに引き続き専念する。その結果、2014年および2015年に、南アフリカは様々な国との間で、原子力を提案する複数の政府間契約を締結した。これに関連して、南アフリカ政府は、それぞれの核サイクル全体にわたる専門知識を提示させるために、これらの国々（フランスを含む。）からの代表団を招待した。これらの手順は、入札の開始における必要条件である。

その他のセグメントにおいてもEDF Énergies Nouvellesは、2011年にエネルギー省が開始した再生可能エネルギーの入札の第2段階を通じて、南アフリカの風力発電市場における地盤を確立した。同社は、子会社であるInnowind (EDF ENが80%を保有) を介して、3つの風力発電プロジェクトに選ばれた。これらのプロジェクトの建設は2013年末に開始し、2015年中に稼働開始が発表された（「第2 3（2）①（iv）（ハ）EDF Énergies Nouvelles」を参照。）。さらにInnowindは、2015年6月、エネルギー省による入札の第4段階において、追加の33MWの風力発電に選出された。

EDFはまた、2002年に設立されたKES (Kukhanya Energy Services) 社を通じて、南アフリカにおいて事業を行っている（「第2 3（2）⑤（iii）（リ）電力アクセス任務」を参照。）。

またEDFは、発電、送電および配電のために南アフリカの電力公益事業会社であるEskomと技術的および戦略的なパートナーシップを築くなど、その他の分野も開拓している。これに関連して、2015年11月、フランス開発局、EskomおよびEDFの間で、電力網分野における技術的な専門知識の共有に係る技術パートナーシップ契約が締結された。

最後に、EDFの専門家は、2011年以降Eskomが発展させ、発電、また最終的には電力の送配電に特化した技術訓練機関のEPPEI (Eskom Power Plant Engineering Institute) を経営している。

モロッコ

EDFは1970年代以降、モロッコにおいて活発に事業を行っており、モロッコ国営電力水道公社（ONEE）、配電機関および企業と優先パートナーシップを構築している。当グループは、その開発を支援するため、1977年にEDF Marocを、また、2012年にEDF EN Marocを設立した。

EDFおよびONEEは、2012年1月に締結された契約に従い、再生可能、火力および水力発電ならびに電力網および研修の分野において協力を継続した。

日本のグループMitsui & Co.とのパートナーシップとともにEDF ENが率いるコンソーシアムは、ONEEにより入札における落札者として選ばれた後、150MWの容量を有するタザ風力発電所を開発している（「第2 3（2）①（iv）（ハ）EDF Énergies Nouvelles」を参照。）。

セネガル

エネルギー分野における極めて深刻な危機に直面しているセネガル政府は、状況を診断し、長期的なサービスの質を復旧するための緊急時計画を策定することへの援助をEDFに要請した。

EDFは、3年をかけてSénélec（Senegalese National Power Company）の111MWを超える発電所の改修に取り組むことに事業の重点を置いている。

カメルーン

EDFは、2017年半ばを目標とする投資決定に先立ち、カメルーン共和国、IFC（世界銀行グループの一つ）およびRio Tinto Alcan（RTA）とのパートナーシップの枠組みにおいて、420MWの容量を有し、ヤウンデ近郊のサナガ川沿岸に位置するナハティガル水力発電プロジェクトを開発している。同プロジェクトの周辺の人々がより良い電力サービスを楽しむことができるよう、サポート機能である「エネルギーへのアクセス」が開始された。

コンゴ共和国

EDFは2013年、コンゴ経済財務省との間で、国有電力会社であるSNEの技術的および商業的な損失を減少させるために、3年契約を締結した。同契約は履行され、2016年3月末に終了した。契約を6か月間延長する修正契約が2016年3月に締結されている。

コートジボワール

EDFは、アフリカ西部におけるコートジボワールの農工業グループであるSIFCAと共同で、23MWのユニット2基のバイオマス発電所のプロジェクトを開発している。このプロジェクトは、既にコートジボワールの国家開発基本計画に含まれており、委託契約および発電エネルギーの譲渡価格に関する合意に達するための交渉が行われている最中である。投資決定は2016年末前に行われるものと予想されている。

（チ） 中東

EDFグループは、とりわけアラブ首長国連邦における送電施設の建設、配電および電力網の研究に係るエンジニアリングならびにコンサルティングサービスを提供する子会社であるEDF Abu-Dhabiを通じて、中東地域に拠点を有している。

サウジアラビア

EDFおよびAREVAは、2012年6月、サウジアラビア政府とともに事業を行うことを視野に、リヤドにおいて共同事務所を開設した。同政府は、化石燃料を原子力発電および再生可能エネルギー源（太陽光発電）に置き換えることに注目したエネルギー方針を実施する予定である。2社は共に、原子力プログラムの立上げに備えるために、現地の工業用素材および研修制度の評価を行う作業を主導している。

2014年にEDFは、国のベンチマークの電力事業者であるSaudi Electricity Company（SEC）とパートナーシップ契約を締結した。かかる契約によって、2つのグループの幅広い協力関係、中でもとりわけ、研修イニシアチブを実現することが可能となる。

イスラエル

イスラエルにおいて、EDFはその子会社であるEdisonのガス部門における開発イニシアチブを支援している。EDFの水力エンジニアリング部門（CIH）は、ギルボア山における揚水を通じた電力貯蔵のためのイスラエル初のプロジェクトにおいて、サービスを提供している。2010年よりEDF Énergies Nouvellesも同プロジェクトにおいて事業を行っており（「第2 3（2）①

(iv) (ハ) EDF Énergies Nouvelles」を参照。) 、その子会社は、ネットワークと連携して109MWpの容量を有する太陽光発電プロジェクトを運営し、追加の50MWpの建設を完了している。

(リ) 電力アクセス任務

2001年以降、当グループは、発展途上国においてエネルギーへのアクセスを提供するプログラムを進めている。

南アフリカにおいて2002年に設立されたKES (Kukhanya Energy Services) 社の50%の持分はEDFにより保有されており、15%の持分は地方発電事業者であるCaluloにより保有されており、残りの35%はTotalにより保有されている。同社は、初めにクワズール・ナタール州において太陽電池部品を取扱う事業を展開し、その後、東ケープ地域においても事業を拡大した。2015年末にKESは、太陽光発電による電力を200,000人近くの人々(2014年から2015年の間にかけて約25%増加)に提供している。

ボツワナにおいて、EDFは、国有電力事業者であるBPC (Botswana Power Corporation) から、主として太陽電池部品を使用した分散型地方電化プログラムの実施において、BPCを補助する戦略的パートナーとして選ばれた。EDFは、BPCと共同で所有する現地子会社BPC Lesediの45%を保有している。このプログラムを推進することの利点が疑問視されており、株主協定に基づき、撤退手続きが進行中である。

セネガルにおいて、EDFは、その現地のパートナーであるMatforceとともに、ERAの株式の70%を保有している。ERAは、Kaffrine、TambacoundaおよびKédougou間の地方電化委託事業の運営を行っており、かかる事業は、ASER (ASER:セネガルの地方電化機関 (Agence sénégalaise de l'électrification rurale)) を通じてフランス開発庁の助成金の最初のトランシェを2013年12月末に受領した後、2014年に運営が開始された。現在、約25,000人に電力供給が行われている。

⑥ エネルギー・サービスおよびその他事業

(i) エネルギー・サービス

EDFグループは、フランスにおける主要なエネルギー・サービス事業者である。その権限により、助言、ソリューション設計、建設、運営および施設の維持管理といった多様な分野を網羅した包括的なソリューションを提供することができる。

EDFはまた、公共照明、暖房ネットワーク、分散型低炭素発電、消費の遠隔操作および電気モビリティといった多様な分野にも深く携わっている。

当グループの戦略的計画は、特に地域コミュニティおよび地元企業の需要に応えるため、エネルギー・サービスの開発に重点を置いている。かかる目標は、関係する事業分野にかかわらず、エネルギー効率、分散型低炭素発電ならびに競争力および生活の質に関する研究に依拠している。

その結果、当グループの取組みは、以下の5つの課題に対処するために行われている。

- ・公共建物および第三次産業会社のエネルギー効率
- ・同プロジェクトの中で、地域(とりわけ「持続可能な都市」または「スマート・シティ」)に対する支援提供
- ・地方による発電および関連する冷暖房ネットワーク
- ・高性能公共照明
- ・電気モビリティ

(イ) Dalkia

EDFグループは、フランスにおいて広範なサービスを提供し、卓越した販売網を有する、欧州のエネルギー・サービス市場の主導的な会社であるDalkiaについて、2014年7月以降その株式持分の99.94%を保有しており、エネルギー消費の軽減および施設のパフォーマンスの改善に努めている。

Dalkiaの運営

Dalkiaは現在、地球温暖化および温室効果ガス排出量を削減する必要性、消費量削減のためのエネルギー効率ならびに都市化現象の進行およびそれに伴う産業開発による地域変化の3つの大きな課題に直面しながら事業を行っている。

Dalkiaは、都市および企業の持続可能な成長を目指した、より環境に配慮し、より経済的で革新的なエネルギー・ソリューションを開発、実現および管理するため、顧客に専門性を提供する。

Dalkiaは、システム・パフォーマンスを改善するため、分散型発電から需要重視の管理まで、供給を最適化している中、エネルギーチェーンの各段階において事業を行っている。Dalkiaは、80年近くにも及ぶ冷暖房ネットワークの管理、産業向け公益事業の最適化、建物のエネルギー・パフォーマンスの改善または代替および再生可能エネルギーの使用における実績により、エネルギー消費の軽減ならびにその施設の環境面および経済面のパフォーマンス改善のため、顧客に対し、オーダーメイドのソリューションを提供する。

このようにして、2015年、Dalkiaは2.46百万トンの二酸化炭素を削減し、3.91TWhのエネルギーを節約することに成功した。

冷暖房ネットワーク

冷暖房ネットワークの開発は、最適化を目的とした以下の様々な方策に依拠した価値創造のための再生可能なモデルを確立したDalkiaにとって、過去数年間にわたり成長の原動力であった。

- ・チームおよび組織の効率性の向上、電力網の買収時における事業のパフォーマンスの最適化
- ・発電所および電力網の再構成：本業の成長の可能性およびエネルギー効率の向上を考慮しながら、将来的な電力網の需要を予測すること、規制遵守の課題の集積、不要な解雇の削減
- ・コジェネレーションの最適化および再生可能エネルギー（バイオマス、地熱等）の開発とともに、効率性を高め、二酸化炭素を削減するためのエネルギーミックスの変更
- ・資産を高めるためのサービスの追加（例えば、電力グリッドの支援サービス）

このように、Dalkiaは、都市部の冷暖房ネットワークの管理におけるフランスの主導者の1つであり、358の都市および地方における冷暖房ネットワークを運営している。かかるモデルを対象地域に展開することは、将来的な成長の大きな要素となる。

産業向け公益事業

Dalkiaは、フランスの2,100の産業用施設のための産業向け公益事業において、活動的である。課題は、（とりわけ二酸化炭素排出量を管理し、エネルギー回収の評価を行うことによる）環境パフォーマンスの向上、また競争力および供給の安全保障の向上である。

Dalkiaの戦略は、企業用顧客の公益事業、エネルギー使用および温室効果ガス排出量に係る責任を引き受け、それらの生産量を最適化することで、当該顧客がそのコア・プロセスに集中することを可能とすることである。Dalkiaは、以下を含む幅広い一貫した一連のサービスにより、他社と差別化を図っている。

- ・産業向け公益事業（蒸気、電気および圧縮空気）の最適化
- ・用法の調整
- ・不可避のエネルギーおよび回収可能な副産物の供給源の特定
- ・産業用建物の利用の最適化
- ・温室効果ガス排出量の削減

建物向けエネルギー・サービス

建物向けエネルギー・サービスは、建物のエネルギー施設の管理（地方の火力エネルギー発電の最適化、エネルギー供給、技術的施設の運営および維持管理）から構成される。また同サービスは、既存システムの効果を最大限にし、二酸化炭素排出量を削減するために、その運営の向上を目指す。Dalkiaは、第三次産業、公共部門、民間部門および民間部門の顧客のために、施設の設計、建設および更新から、エネルギーの供給および管理ならびに施設の維持に至るまでの統合されたエネルギー・サービスを提供する。

これに関連して、Dalkiaは、フランスにおいて88,000のエネルギー施設を管理している。

2015年におけるDalkiaの主要な業績

2015年10月、Dalkiaのポーランドにおける子会社であるDK Energy Polskaは、カトヴィツェ地域（シレジア北部）における熱発電および熱供給を主な専門分野とする会社であるZakłady Energetyki Ciepłej Katowice SA（ZEC）およびその子会社EC Szopieniceの株式の100%の買戻しを完了した。主としてガス炭鉱の再生に依拠する事業開発プロジェクトおよび暖房ネットワークの開発は、地域の資源価値を高め、より高い効率性の工程を用いる一方で、同地域のエネルギーミックスから炭素を削減することを可能とする。

Toulouse Metropoleは、15,000戸の家屋に相当する新たな冷暖房ネットワークの建設のため、Dalkiaを選任し、回収される地方の再生可能エネルギーからなる新たな環境上健全な公共サービスを構築した。新たな冷暖房ネットワークである「プレンス・キャンパス」の設計、建設および運営に関連して、26年間の公共サービス委託契約が締結された。

Air Franceは、その工業用地であるOrlyおよびRoissyの総括管理をDalkiaに委託した。これにより、Dalkiaは105の空港ビルおよび整備格納庫に対する複合技術的なマルチサービスに関する優先パートナーとなった。同契約の5年間の間、Dalkiaはエネルギー消費を15%削減することに尽力した。

2015年3月、Dalkiaは、工業用および商業用の冷房ならびに気候エンジニアリングの専門機関であるCesbronの100%の取得を完了した。Dalkiaは、かかる取得により冷房分野において自らの地位を確立し、そのサービスの範囲を拡大することができた。

バイオガスにおいて、2015年2月11日にDalkiaは、その事業の近似性のため、EDF Énergies NouvellesからVerdesisを獲得した。Verdesisは欧州において、27.2MWの容量を稼働している。

Optimal Solutions

Optimal Solutions（旧EDF OS）は、2015年2月17日よりDalkiaグループの完全子会社であり、自らをフランスにおけるエネルギー効率型ソリューションの設計および実現の専門機関と位置付け、以下の分野でDalkiaを全面的に補っている。

- ・建物およびエコ地域の改築を通じた、建物または都市における分野

同社は一連の履行コミットメントを統合し、独自で財務上および法律上のセットアップ、施設の設計および建設を管理している。

- ・産業分野および第3次分野に係る設計および事業

同子会社は幅広い技術的専門性を有しており、これにより最適なエネルギー・パフォーマンスを模索し、ソリューションを顧客の需要に応じたものにすることができる。かかるソリューションは、複数の側面（電力、公共事業、工程のエネルギー最適化および再生可能エネルギーの生成）を統合する。

(口) EDF Fenice

イタリアにおける国際グループであるEDF Feniceは、Fiatグループによって設立された後、2001年にEDFに買収（100%）された。EDF Feniceは現在、イタリア、スペイン、ポーランドおよびロシアにおいて活動している。

EDF Feniceは、産業用エネルギーおよび環境効率の分野で業務を行っている。同社は、直接的または顧客に代わり、複合発電所、変電所、産業使用または発熱用の火力発電所、冷却発電所、圧縮空気発電ユニット、流体分散システム（電気、ガス、熱気または冷気、圧縮空気、産業用ガスおよび水）および産業用水処理施設等の資産の設計、建設および管理を行う。EDF Feniceは、顧客との産業協力またはパフォーマンス契約の形で効率化プロジェクトを開発する。これらはエネルギーおよび環境に関する幅広いコンサルティング・サービス、廃棄物処理サービス、監視、分析ならびに環境再生によって補完される。EDF Feniceは、産業用の施設および設備向けのエネルギー効率化サービスおよび環境最適化サービスにより、そのサービスを補完する。

2015年12月31日現在、EDF Feniceは280MWの合計発電容量および2,789MWhの発熱容量を有していた。EDF Feniceは、52の熱エネルギー施設（蒸気、過熱水および温水）、発電施設ならびに圧縮空気生産施設を有している。

イタリア

Fiatグループとの契約は、未だにEDF Feniceの事業の半分以上を占めている。2015年の主な目標は、新たな契約の履行および2013年に確立した新たな契約モデルに規定される優秀なサービスを提供することにより、この主要顧客との関係を強化することである。このモデルから得られる恩恵の1つは、有効なパートナーシップにおけるイニシアチブの発展であり、2017年に当該契約がさらに5年間自動的に更新される可能性を引き上げた。

2014年にEDF Feniceは、ISO規格50001-2011に従って、エネルギー管理システムを設計した。同規格は、エネルギー管理の最良慣行（温室効果ガス排出量およびその他の環境への影響の削減、省エネ）を推進している。2015年12月末現在、Fiatとの契

約に基づく22の施設のうち13の施設（スペインの2施設を含む。）が認証されており、将来的にすべてが認証されることを目標としている。

スペイン

EDF Feniceは2001年以降、完全子会社であるEDF Fenice Instalaciones Ibericaを通じて、スペインで業務を行っている。

EDF Fenice Ibericaは、2014年のエネルギー改革による影響を大幅に受けたが、2015年、エネルギー効率化サービスにおける商業的モデルの統合および業界市場におけるポジションの強化により、危機を乗り越える能力を示した。

スペインにおいてEUエネルギー効率化指令が施行されたことにより、大規模産業事業者の具体的な責務が定められ、EDF Fenice Ibericaは、強化された商業活動、ターゲットを絞った経営マーケティングおよび商業パートナーシップの戦略を通じて、グローバル・エネルギー・パートナー・モデルの展開を加速した。

そのためEDF Fenice Ibericaは、2015年にスペインの農産食品分野に属する主要な企業グループと新たな契約を締結し、専門業者とパートナーシップ契約を結んだ。これにより、エネルギー管理および商品管理コンサルティングの双方の分野において、同社の商業的な提供商品が強固となった。

ポーランド

EDF Feniceは、ポーランドにおいて完全子会社であるEDF Fenice Polandを保有している。同社は、主に産業向け公益事業（コジェネレーション、加熱、冷却、圧縮空気、電力グリッド、産業用ガス）の委託管理の分野において事業を行っている。また同社は、様々なエネルギー・サービスおよび関連する環境サービス（飲用水、廃棄物処理および廃水）を管理している。EDF Feniceはまた、顧客へ供給するために必要とされる供給ネットワーク（電力、ガス、加熱）に係る行政上の営業権を有している。最終的に、EDF Fenice Polandは、その顧客の消費および環境への影響の削減を目的としたエネルギー効率化に関連した事業を展開した。

ロシア

EDF Feniceは、ロシアにおいて、事業会社に対してエネルギー効率化サービスおよび環境サービスを提供している完全子会社であるFenice Rusを保有している。その設立以来、Fenice Rusは、ロシアの主要な自動車メーカーであるAvtoVAZと8件のパフォーマンス契約を締結し、現在いずれも完全に稼働している。TMH（TransMashHolding）社のために建設された施設も、同じビジネスモデルを用いて稼働している。これらのプロジェクトは、顧客および公的機関のベンチマークとなっており、他の施設および異なる事業分野においても再現可能という利点を有する。

Fenice Rusはまた、2015年7月、さらに最近では2016年初頭、ロシアのDanoneの2ヶ所の工業用地において建設され、Fenice Rusにより10年にわたり運営される予定の下水処理設備を移動した。これらのプロジェクトもまたベンチマークとなっており、FeniceおよびDanoneの間の国際協力の基盤である。

さらに、ロシアのSchneider Electricの発電所の1つにおいて、エネルギー管理システム・プロジェクトが導入された。期限を3年とする同契約により、ウェブサイト上にて「オンライン」でエネルギー効率化プロジェクトを確認することができ、類似の規模の同類のプロジェクトに対してベンチマークを提供することが可能となる。

EDF Feniceは、Danone、AlstomおよびRenault Nissan等、ロシアで事業を行っている国際グループの支援を続けている。

(ハ) Tiru

Tiruは、EDFグループにより51%保有されている。同社は、以下を専門に扱う。

- ・エネルギー回収：地域の暖房または工業利用向けの発電のための家庭廃棄物の焼却（電力および蒸気）
- ・有機物質回収：有機物質の分解ならびに堆肥およびバイオガスの生産
- ・物質回収：リサイクル可能な物質（プラスチック、繊維およびメタル）の分別およびパッケージング

残りの49%は、Veolia Propreté（24%）、CPCU（19%）およびGDF Suez Énergie Services（6%）によって保有されている。

Tiruは、フランス、英国およびカナダにおける廃棄物発電施設およびバイオマス施設の設計、建設および運営を行っており、1,096人の従業員を有している。Tiruの顧客ポートフォリオは、地方自治体（大部分が部門および地方自治体によるコンソーシアム）、廃棄物管理事業者および民間部門顧客（特に温室ガスの生産者および排出者）の一部によって構成される。

Tiruはその32か所の施設において年間3百万トンの廃棄物を回収している。同社のエネルギー回収ユニットは2.63TWh近くの電力および蒸気を販売し、うち50%は再生可能エネルギーであった。これにより、2015年には316,000人の居住者に暖房が、また、514,000人の居住者に電力が供給された。2015年にTiruは、1.7百万バレルに相当する石油を節約し、または727,000トンの二酸化炭素排出を回避した。

Tiruは、廃棄物市場における先駆者であることから、エネルギー移行の課題解決に貢献している。同社は、エネルギー・システムの発展の中核となる、以下を含む新たなプロセスを産業化している。

- ・家庭廃棄物の嫌気性消化ならびにバイオガスの生産
- ・固体回復燃料の生産
- ・廃棄物発電所からの熱を利用した農家の温室への温水供給

2015年、Tiruは、廃棄物の除去および回収に関するエナン＝ボーモン合同コンソーシアム（Symevad）とともに、新たな発電所において、家庭ごみから固体回復燃料およびバイオガスを生産する新規の革新的なプロセスを開始した。

(二) Citelum

2014年よりEDFグループの完全子会社であるCitelumは、フランスのみならず、欧州の他の地域および世界中の公共照明における主導的な事業会社の1つである。

フランスにおよそ450人の従業員を有するCitelumは、特に欧州（フランス、イタリア、スペインおよびデンマークを含む。）および米州（米国、メキシコ、ブラジルおよびチリを含む。）において3,000人近くの従業員を有している。

Citelumは都市および産業界に対し、より高性能で、より経済的で、より安全な照明を提供する。Citelumは、信号、照明設置および提携する都市サービス、中でもとりわけビデオ監視、電気自動車の充電およびWi-Fiの分野において、街路照明に関する専門性を開発する。

Citelumのフランス国内外における発展は、EDFグループのエネルギー・サービスにより定義される5つの製品ラインに基づいている。長期的な将来を保証し、競合他社よりも抜き立てるために、Citelumは、資金調達ソリューション、競争力の主要な要因としての革新および契約の立案に関する専門知識を組み込んだサービスを提供している。

注目すべきは、2015年、同社の専門性はローマ市により開始された入札に選定されたことである。かかる入札の対象となったのは、三色の信号の在庫の修理および維持管理ならびに広告変更が可能な情報掲示板およびアクセス制御システムの管理であった。

(ホ) EDFグループのその他のサービス子会社

EDFが提供する一連のエネルギー・サービスは、EDFグループ内におけるその他の子会社によって完成する。かかるサービスは、異なる区分の顧客（個人、専門家、法人および地方自治体）を対象とした特殊分野に焦点を当てており、調査、建設、設備保全、投資資金融資ならびに許可および助成金を取得するための補助を含む広範囲の業務を網羅する。

エネルギー管理

顧客によるエネルギーおよび流体の消費の管理を支援するため、EDFグループは施設の監視および管理ソリューションを提供する。EDFグループの子会社であるNetseenergyおよびEdeliaは、この戦略的な分野において活動的である。

Netseenergy

EDFにより完全保有される会社であるNetseenergyは、以前から、企業用顧客および地方自治体が不動産資産のエネルギー・パフォーマンスを監視することができる一連のサービスを開発してきた。同社は、革新的な監査（100%デジタル監査）の提供、多流体および多様なサイトの監視ならびに個人向けエネルギー管理を通じたエネルギー管理のデジタル化の分野における主要な事業者である。

Edelia (Edev Téléservices)

EDFにより完全保有される会社であるEdeliaは、以前から、高性能な供給電力平均分配の電力システムの枠組みにおいて、住宅用顧客向けのデモンストレーターの配備および運用を、特にリヨン（スマート・エレクトリック・リヨン）、ニースおよびブルターニュ（試験的な「Une Bretagne d'avance」）において、EDFを代理して行っている。Edeliaはまた、数百万の顧客と取引を行うために、サービス・ハブの設計および展開（消費、警告および助言等の表示画面）を行っている。

現在のEdeliaの地位は、「スマートホームおよびデータ」の分野（サービス促進を目的とした、家庭内で接続される対象物の間のデータ交換）における革新力でEDFグループに貢献する専属子会社として確立されている。

電気モビリティ

現在、輸送分野は、二酸化炭素を排出する化石エネルギーに大きく依拠している。低炭素電力は、より環境に配慮した電気モビリティの発展のための方策となる。これが、低炭素成長に長けているEDFが、とりわけその子会社Sodetrelを通じてこの分野に投資を行っている理由である。

当グループの商業的な提供商品には以下のものが含まれる。

- ・電気自動車の充電インフラに係る位置決めおよび規模に関する地方自治体および法人向けのコンサルティング・サービス
- ・すべての顧客部門（住宅用顧客、地方自治体および法人、駐車場ならびにスーパーマーケット）のための充電インフラの設置
- ・充電所の遠隔による管理および監視
- ・当グループはまた、グルノーブル、ニースおよびモナコにおいて、試験的な自動車の相乗りに参画した。

Sodetrel

EDFにより完全保有される会社であるSodetrelは、地方自治体、エネルギー・コンソーシアムおよび法人向けに一連の電気モビリティ計画を提供している。これに関連して、同社は、充電インフラの提供および設置から関連サービスの商業的運営まで、また、充電スタンドの監視ならびに技術的運営および維持管理のための手元の重要なソリューションに係るツールを含め、顧客に対して幅広い提案を行う。Sodetrelはまた、エコ・モビリティのパートナーと連携して、電気自動車車両の管理ソリューションを提供している。

2015年、Sodetrelは、コンソーシアム（当該コンソーシアムは、EDF、製造業者であるRenault、日産、BMWおよびVolkswagenならびにParisTechによって結成されている。コリドー・プロジェクトは、欧州委員会から、資金の半分の提供を受けている。）の枠組みにおいて、高速道路で相互利用が可能で、市場の電気自動車のすべてのモデルに互換性のある200基の急速充電所網を設置した。

Citelum

街路に設置される公共物（ストリート・ファニチャー）の分野において活動的なCitelumは、技術的な設置、運営および維持管理のサービスを提供することにより、モビリティの発展を支援している（「第2 3（2）⑥（i）（二）Citelum」を参照。）。

電気工学：HTMS

EDFの完全子会社であるHTMSは、高電圧および中電圧の機器および変電所の運営および維持管理、回路ブレーカーおよび回路変圧器の供給および交換、故障点検、プロジェクト管理の支援ならびに訓練に参与している。同社の主要な事業は、操作者の安全性、施設の利用可能性ならびに施設および機器の持続可能性を確保するために、維持管理の最適化を行うことである。

また同社は、独自の評価およびコンサルティング（業務監査、維持方針の定義および機器のアップグレード）ならびに主要なプロジェクトの監視業務も提供する。

その活動は、事業上の子会社（ボルドー、リヨンおよびアヴィニョン）が付随する3つの機関（Lorette、AudruicqおよびNantes）を中心に組織されている。

2015年、HTMSは、鉄鋼会社であるTrimetを代理して、サンジャン・ドゥ・モーリエヌの施設において6基の電力変圧器の改良を先導し、完了させた。同プロジェクトでは、HTMSが代表者としての権限を付与したTransformateur Service Venissieux社とともに一時的な共同事業グループが創設された。当該取引の総額は18か月で4,700千ユーロであった。個別に活動していた場合、入札することはできなかったであろう、契約を締結するために必要な組織編成が、事業間の提携が行われたことで可能となった。これらの会社は「共同契約業者」と呼ばれている。

暖房：CHAM

EDFの完全子会社であるCHAMは、個別住宅における住宅用エネルギー・システム、民間集合住宅および（程度は低いものの）公共住宅の維持管理事業を行っている。同法人およびその子会社は、急速な外部成長期にあり、地域グリッドを拡張することを目指している。

金融サービス：Domofinance

Domofinanceは、住宅改築計画に効率的なエネルギー解決策を施したいEDFの住宅用顧客およびビル管理会社の資金調達上の要請に対応する。特に、Domofinanceは、EDFから助成金が支払われた修繕ローンおよびビル管理会社向けの共同融資を売り込み、資金を提供する。

2015年において、Domofinanceは51,000件超のローンを発行した。

EDFは、持分法を用いてDomofinanceの45%を併合しており、残りの55%はBNP Paribas Personal Finance（BNP Paribasグループの子会社）が保有している。

（ii） ガス事業

欧州において、EDFグループは、フランスの全国消費量の半分に相当する、20十億立方メートル超のガスを必要とする。そのため、EDFは4.3百万の顧客（フランスにおける1.2百万超を含む。）、（フランスにおける子会社Dalkiaによって所有される）コジェネレーション発電所およびガス発電所に対するガス供給の保障を確保するガス戦略を開発した。

このように当グループは、フランスにおける天然ガスチェーンにおいて、また欧州においても、主にその子会社（EDF Energy、EdisonおよびEDF Luminus）を通じて事業を行っている。また、当グループは、卸売市場およびDalkiaへの関与に関連した事業について、EDF Tradingに依拠している。

（イ） 天然ガスの最終市場

EDFグループのフランスにおける最終顧客に対する天然ガスの販売量は、2015年において合計で約28.6TWh（市場シェアの6%に相当）であった。2015年12月31日現在、約1.2百万件の顧客（住宅用顧客から上得意先にわたる。）がEDFを天然ガス供給者として選定している。

イタリア、英国およびベルギーでは、下流部門の顧客ポートフォリオはそれぞれ以下のとおり構成されていた。

- ・イタリア：13.6%の市場シェアを占める521,000人分の顧客口座、6.03Gm³のガス（約63.9TWh）
- ・英国（北アイルランドを除く。）：約5%の市場シェアを占める約2百万人の顧客（27.7TWh）
- ・ベルギー：約18%の市場シェアを占める589,000人分の顧客口座（13TWh）

（ロ） ガス資産およびプロジェクト

（a） 供給源

当グループのガス供給は、主として長期ガス契約の多様なポートフォリオを通じて、カタール、ロシア、北海および北アフリカから確保している。

当グループは、欧州のガス市場の変動に対応するため、また利益を留保するために、積極的に供給業者とこれらの契約の見直しを行っている（「第2 3（2）⑤（ii）（ハ）（b）炭化水素分野における事業」を参照。）。

(b) インフラ ガス・パイプライン

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

液化天然ガス（LNG）再ガス化ターミナル

2012年、EDFは子会社のDunkirk LNG（EDFが65%、Fluxysが25%、Totalが10%を保有する。）を通じて、Grand Port Maritime de Dunkerqueの敷地に、年間設備容量13十億立方メートルのメタン・ターミナルの建設を開始し、2016年の稼働を予定している。同ターミナルは各容量が190,000立方メートルの3つのLNG貯蔵タンクを有しており、需要ピークに対応できるよう、ガス火力発電所に供給を行うネットワークの柔軟性を飛躍的に高める。フランスおよびベルギーの2つの市場に通じるという特徴を持つこの施設は、欧州の天然ガス供給を確保し、多様化させるための大きな一歩となるであろう。環境面での観点から、EDFは、グラブリンズの原子力発電所が排出する温水の一部を利用し、二酸化炭素を排出せずに液化天然ガスを加熱するシステムを選択した。EDFは、8十億立方メートルの再ガス化容量を保有する予定である。

イタリアにおいて、Edisonは、ロビゴ洋上ターミナルを稼働する会社であるAdriatic LNG Terminalの株式資本の7.3%および再ガス化容量の80%（年間で6.4十億立方メートル）を保有している（「第2 3（2）⑤（ii）イタリア」を参照。）。

当グループはまた、ゼーブルッヘ（ベルギー）のターミナルにおいて、再ガス化容量を有している。

貯蔵

ドイツにおいて、EDFグループは、エッツェルに位置する岩塩空洞による天然ガス貯蔵施設を所有している。この地上施設は、EnBWとの50/50のジョイント・ベンチャーを通じて運営されている。EDFは、約190百万立方メートルの岩塩空洞貯蔵容量を有している。

イタリアおよび英国における貯蔵事業については、それぞれ「第2 3（2）⑤（ii）（ハ）（d）規制業務」および「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（c）火力発電およびガスの貯蔵」を参照。

当グループはまた、オランダ、ベルギーおよびフランスにおいて貯蔵に係る権利を有している。

(c) 探鉱および生産（E&P）

当グループは、Edisonを通じて、上流の炭化水素の探鉱および生産の業務を行っている（「第2 3（2）⑤（ii）イタリア」を参照。）。ガスの確定埋蔵量は合計42十億立方メートルであり、2015年には2.7十億立方メートル生産された。

(iii) 最適化および取引：EDF Trading

EDF Tradingは、最適化およびリスク管理のサービスならびに新規の市場および地域へのアクセスを提供する、当グループとエネルギー卸売市場間のインターフェースである。同社はまた、第三者に対して市場サービスを提供する。EDF Tradingは、電力、天然ガス、LNGおよびLPG、石炭および貨物ならびに環境商品の卸売市場において活躍している。同社はまた、北米の最終顧客向けの小売事業を取り扱っている。EDF Tradingは、欧州において最大のエネルギー卸売市場取引業者の1つであり、北米において最大のガスおよび電力のマーケティング会社の1つである。また、同社は、米国の発電企業向けのエネルギー管理サービスの主要な独立した提供者および小売業者の1つであり、子会社であるEDF Energy Servicesを通じて、北米の大口の商業用利用者および企業用利用者に対する小売供給業者の上位10社に含まれる。

EDF Tradingは、欧州、アジアおよび北米に事務所を有しており、その登記上の本店はロンドンに所在する。同社は、988人の従業員を有しており、英国金融市場の規制当局である、金融行動監視機構の監督を受けている。

欧州における電力事業

EDF Tradingは、欧州におけるEDFグループの資産管理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、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、広範な地理的基盤および事業規模を有しており、それにより市場の変化に素早く適応することおよび必要に応じて新規事業を展開することが可能となる。2015年にEDF Tradingは、EDFグループ企業とともに、日中の事業活動を発展させ、取引フローを増加させた。同社はまた、ルーマニアを含む地理的基盤を拡大し、スペイン電力先物取引のマーケット・メーカーとなった。

欧州におけるガス事業

EDF Tradingは、欧州のガス卸売市場における主導的な事業者である。同社は、生産、輸送権、長期供給契約ならびに再ガス化および貯蔵の能力を含むEDFグループ企業のガス資産を管理している。これにより、完全なガス卸売市場のソリューションを

通じたEDFグループおよび第三者顧客への支援が可能となる。EDF Tradingは、当グループの事業体とともに、その短期資産の最適化に取り組んでいる。2015年にEDF Tradingは、当グループのガスポートフォリオならびにEDFの大口の商業用顧客および企業用顧客との間の契約を継続して管理した。流通側として、EDF Tradingは、増加する第三者顧客向けの卸売市場製品を開発した。

北米における電力事業およびガス事業

EDF Tradingは、広範な地理的基盤を持つ北米のエネルギー卸売市場における主導者である。また同社は、主要ガス業者の1つである。EDF Tradingは、約4.2Gm³ (15bcf) の天然ガスの貯蔵および約400Mm³ (1日当たり1.5bcf) のガス・パイプライン輸送を契約し、管理している。同社は、電力およびガスの長期契約、仮想水力発電所、米国の使用量徴収契約、ガス貯蔵施設およびガス輸送契約を含む資産のポートフォリオを有している。2015年にEDF Tradingは、その基盤をメキシコ国境に拡大し、現在メキシコへ参入する機会を模索している。同社は、ペンシルベニア州における天然ガス契約についてEDF Renewable Energyと提携し、Vermont Public Power Supply Authorityにおいて最初の電力供給契約を締結した。EDF Tradingはまた、北米におけるFTR（金融的送電権）の主導的なトレーダーの1つである。

環境関連商品

EDF Tradingは、欧州、北米および中国において、炭素、グリーンエネルギーおよび天候デリバティブの市場において活躍している。また同社は、一連の広範な環境商品の取引にも関与しており、米国における再生可能エネルギー証書の最大のトレーダーの1つである。2015年にEDF Tradingは、ドイツの風力発電に関してナスダックによりほぼ開始された契約に関して、最初の取引を行った。

液化天然ガス（LNG）および液化石油ガス（LPG）

EDF Tradingは、供給および配給ならびに適切なネットワークへの委託を含む全範囲のLNGサービスを提供している。2015年にEDF Tradingは、韓国の公益事業者であるKOGASとの間で長期LNG最適化および供給契約を締結し、その他アジアの購入者との間でかかる契約の拡大を模索している。また同社は、エジプトのガス入札に参加するとともに、ダンケルクLNGターミナルの操業に先立ち、マーケティング戦略についてEDFと協働した。EDF Tradingは、現在もLPGの取引事業を発展させており、2016年初頭に第1回目の現物受渡しを想定している。

石炭および貨物取引

EDF Tradingは、完全に統合された石炭および運輸の取引事業を運営し、世界中に数々の供給源を有する。2015年、EDF Tradingは、Drummondとの間の長期供給契約を終了し、また、石炭の調達プロセスを最適化し、日本への石炭の流通量を効果的に倍増させるため、日本最大の公益事業者であるChubuおよびTepcoの2社とともにシンガポールに新規のジョイント・ベンチャーを設立した。

EDF Energy Services

EDF Energy Servicesは、北米の電力、ガスおよび環境商品の市場において事業を行う大口の商業用および事業用（C&I）小売消費者向けのEDF Tradingの専用事業である。また同社は、60超の発電所で管理されている約25,000MWの発電量を持つ米国の発電機に関する優良な資産管理事業者であり、かかる顧客のために給電および運営を行う。これらの大口顧客の多くは、欧州の顧客または欧州に所在する顧客であり、EDF Tradingは、同社が事業を行う異なる市場を通じて、これらの顧客にサービスを提供することができる。2015年にEDF Energy Servicesは、そのC&I基盤をニュージャージー州、デラウェア州およびメリーランド州の電力小売市場に拡大し、現在はDNV GL（Det Norske VeritasおよびGermanischer Lloydの合併）リストにおいて、C&Iエネルギー小売事業者の第8位となっている。同社は、ルイジアナ州、ミシシッピ州およびアラバマ州の発電所を含む2015年のEMA（エネルギー管理契約）ポートフォリオに3,000MW超を追加した。EDF Energy Servicesはまた、欧州におけるEDFのC&I事業と密接に連携し、主要なグローバルな顧客向けのサービスを発展させた。

(iv) Électricité de Strasbourg (ÉS)

ÉSグループは、3つの事業ライン（配電、ガスおよび電力の販売およびマーケティングならびにエネルギー・サービスおよび再生可能エネルギー）に重点的に取り組む地域のマルチ・エネルギー会社である。このバランスにより、ÉSグループが顧客に対しエネルギー移行に関してより良い支援を提供することが可能となる。

ÉSグループはEDFにより88.64%保有され、残りの株式は一般株主およびその従業員により保有されている。同グループの株式は、NYSEユーロネクスト・パリで取引されている。

(イ) 配電

ÉS Réseaux (ESR) は、Électricité de Strasbourg SA社内で、配電網の管理業務を行っている。ESRは、Électricité de Strasbourgに譲渡された409のアルザス地方のコミューンにおける全長14,000km超の配電網の運営、維持、開発および更新を行う。これらの利権に係る契約は、1993年から2001年の間に、40年の期間で更新された。サービスの対象となる地域はバラン県の4分の3を網羅し、また低電圧、中電圧および高電圧の500,000超の配電箇所のほか、ERDFのネットワークならびにその他の2つの下流ネットワーク管理者との接続を有している。

EDFはまた、アルザスの企業および現地の配電会社（Entreprises Locales de DistributionまたはLDC）にサービスを提供している。

エネルギー法の最近の改正に従うために、Électricité de Strasbourgは、自身の配電事業に関して子会社を設立する過程に携わった。

(ロ) 販売およびマーケティング

ÉS Énergies Strasbourgは、ÉSグループの販売およびマーケティングの子会社である。

ÉS Énergies Strasbourgは、約500,000の電力顧客（再生可能エネルギーを含む。）および110,000のガス顧客における（サービス分野および産業分野の）住宅用顧客および企業用顧客の両方またはコミューンに対して、エネルギーを提供している。

電力およびガスの供給のほか、ÉS Énergies Strasbourgは電力、ガスおよび配管維持管理等の関連サービスも提供する。またÉS Énergies Strasbourgは、住宅用顧客向けに、修理および建設に関する支援サービスを引続き実施した。

年間30MWh超を消費する企業用顧客向けの天然ガスの販売だけでなく、36kVA超の電力を申し込んでいる顧客に対する電力の販売についても、2016年1月1日における規制料金の廃止を視野に入れて、ÉS Énergies Strasbourgは、顧客に対して、市場の提案を提供し、バラン県における電力およびガスの主導的な提供会社としての地位を強化した。

(ハ) エネルギー・サービスおよび再生可能エネルギー Écotral

Écotralは、ÉSグループのエネルギー・サービスの主要な戦力である。その活動は、主として低消費の建物の修復の分野、電力および熱の分野、暖房ネットワークならびに再生可能エネルギーにおける設計、エンジニアリング、建設、運営および維持管理を網羅している。

2014年のEDFグループによるDalkiaの買収の後、EDFグループは、ÉSグループ、地域全体に根付く地元のエネルギー会社およびDalkiaグループの強みならびに能力を組み合わせることにより、バラン県におけるエネルギー・サービスの発展を強化しようとした。

また、2016年1月1日にÉcotralは、ÉSおよびDalkiaにより等量保有されている子会社のÉS Services Energétiquesとなり、バラン県におけるDalkiaの事業を統合した。

深部地熱発電

ÉSグループは、フランスにおける深部地熱発電の分野の主導的な事業者の1つである。同社はECOGI（工業用地中熱利用）プロジェクトの株式持分の40%を保有している。Roquette FrèresとCaisse des Dépôtsとの提携ならびにADEME（フランス環境エネルギー管理庁）、アルザス地方およびSAF-Environnementによる支援の結果、同社は、2,500メートル超の深さに位置する地熱資源による過熱水生成工場（24MWの火力）の建設プロジェクトを指揮している。研究過程のプロジェクトに加え、ÉSグループはまた、提携企業のEnBWとともに、ECOGIと同様ソルツ・ス・フォレにおける深部地熱調査の、2016年春に試運転が予定されている産業用設備への転換に関与した。

バイオマス

バイオマスの分野において、ÉSグループは、ÉS Biomass社の過半数所有を通じて、バイオマスのコジェネレーション発電所の融資、建設および運営に関与した。2016年末より開始予定のかかる発電所は、年間70GWhの電力、80GWhの熱源を生産し、それによりストラスブルグの3つの主要な暖房ネットワークの1つを補うことが可能となる。

(v) その他の株式持分

(イ) EDF Trading Logistics

2015年に約1.1百万トンの燃料油および1.4百万トンの石炭を供給したEDF Trading Logisticsは、燃料油の購入におけるEDFの媒体を務める。同社は、フランス本土、コルシカ島およびフランスの海外県におけるEDFグループのすべての火力発電所のために、燃料油および石炭の供給物流業務を行っている。EDF Trading Logisticsはまた、EDF Tradingならびにル・アーブルおよびサンナゼールの港にある石炭ターミナルの事業者との密接な協力関係とともに、いくつかの大規模事業者（セメント製造会社、暖房専門会社等）向けの石炭輸送会社としても活動している。

さらに、EDF Trading Logisticsは、EDFに対し、燃料油（有害物質）の輸送に係るリスク管理プロセス（ISO 14001認証を取得した業務）の実施ならびにこの業務から生じる環境危機の管理についての専門知識を提供している。

(ロ) その他の株式持分

EDF InvestおよびAmundiの主導で2014年末に設立された非排他的な不動産投資ファンドは、とりわけドイツにおける新規の不動産投資により、2015年の発展を追求した。

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

かかる企業には、EDFグループの持株会社で、エンジニアリングを専門に行うCofiva、EDFグループに代わって燃料の輸送および取引業務を専門に行うSAE、小規模の発電所における水力発電を専門に行うSHEMA、ならびにEDFの完全子会社であり、また低レベルおよび中レベルの放射線廃棄物の処理および被覆を専門に行うSOCODEIが含まれる。

[次へ](#)

(3) 法令および規制に関する環境

EDFグループの会社は、その事業の遂行において、様々な広範の規制に服する。特に、EDFは、フランスの法律に移行されている電力市場およびガス市場に係る規制に服し、同時に、適用ある環境、原子力発電、保健および安全に関する規制にも服する。

法令および規制の規定についての以下の説明は、EDFグループに適用されるかかるすべての法令および規制の規定を完全に記載することを意図していない。

① 公共事業体としてのEDF

2015年12月31日現在、フランス政府は、EDFの株式資本の84.94%および議決権の85.04%を保有しており、また、フランス・エネルギー法第L.111-67条に従い、EDFの資本の70%以上を常に保有していなければならない。

フランス政府が支配株主である引受けにおいて、EDFは、公企業のガバナンスおよび資本取引に関する2014年8月20日付政令第2014-948号およびその施行に係る同日付命令第2014-949号に従う。

2004年9月9日付命令第2004-963号により設置されたフランス政府株式保有代理機関（APE）は、フランス政府の当社株主としての権限を実行し、この点に関し、関係する担当大臣と協議してフランス政府の決定および指針を提言し、実行する。

フランス政府が多数株主であるすべての事業体に適用される法律に従って、EDFは、特に、フランス政府による経済的評価および財務評価に関する1955年5月26日付命令第55-733号ならびに国有公共事業体および経済的または社会的目的を有する特定の機関に対するフランス政府による評価に関する1953年8月9日付命令第53-707号に基づく経済的評価および財務評価を通じて、フランス政府による一定の監査手続を受けなければならないことがある。

EDFはまた、フランス会計検査院（*Cour des Comptes*）およびフランス議会による監査手続を受けなければならない。したがって、会計監査役による統制に加え、当社の会計および経営ならびに必要な応じて過半数を所有する直接子会社の会計および経営が、フランス財務管轄法第L.111-4条、第L.133-1条および第L.133-2条に従ってフランス会計検査院の統制下に置かれる。

さらに、1935年10月30日付命令では、一般財政検査院による監査をEDFに受けさせる権限を経済担当大臣に与えている。

最後に、フランス政府によるEDF株式の処分またはEDF資本のフランス政府保有分の希薄化は、公企業のガバナンスおよび資本取引に関する2014年8月20日付政令第2014-948号に従った特別の手続を必要とする。特に、かかる政令は、いわゆる民営化法である1986年7月2日付法律第86-793号、1986年8月6日付法律第86-912号および1993年7月19日付法律第93-923号による従前の規制を簡略化したものである。

② フランスにおける公共サービス

フランスにおける公共サービスの法令上の定義

フランス・エネルギー法第L.121-1条以下に、公共電力サービスの概要が述べられている（かかる規定については、「第23（3）③（ii）フランスの規制：エネルギー法」を参照。）。

公共サービスに係る使命

フランス・エネルギー法第L.121-1条以下は、公共電力サービスの目的が、特に、フランス全領土の電力供給を保証し、一般の利益に貢献しつつ、公共電力網の開発および運営を行い、規制販売料金および基本必須料金により電力を供給することにあると規定している。

均衡の取れた電力供給の発展に係る使命

均衡の取れた電力供給の発展の使命の目的（フランス・エネルギー法第L.121-3条に規定される。）は、複数年にわたるエネルギー計画（PPE）に規定された目的の達成であり、これはグリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律第2015-992号により、複数年にわたる発電投資プログラム（PPI）に代わるものである。命令により規定されるとおり、PPEは、フランス本土におけるあらゆる形式のエネルギーの管理に係る公的機関の行動の優先順位を設定する。かかる優先順位は、前述の2015年8月17日付法律に従い、2015年11月18日付命令第2015-1491号に規定される、炭素に係る予算および低炭素戦略により設定される温室効果ガスの排出削減目標との互換性がなければならない。

PPEは、（i）供給の保証、（ii）エネルギー効率の改善および一次エネルギー（とりわけ化石燃料）消費の削減、（iii）再生可能エネルギーの利用およびエネルギー回復の発展、（iv）エネルギー電力網、貯蔵、転換およびエネルギー需要監視の均衡の取れた発展、（v）とりわけ国際競争に晒されている事業体に係る消費者購買力およびエネルギー価格の競争力の維持ならびに（vi）エネルギー分野における専門技術の需要の評価および研修コースにかかる需要にいかに対応できるかについての項目が含まれている。

同計画は、その定量的目標ならびに政府およびその公的機関がかかる目標を達成するために動員する公的基金に係る表示予算の上限額を規定している。かかる予算は、コミットメントおよび業績の観点から規定される。同予算は、目的ごとおよび産業部門ごとに分割することができる。

最初のPPEは、当初3年間（2016年から2018年）および第2期の5年間（2019年から2023年）を対象とする。その後のPPEは、2回の連続する5年の期間を対象として作成される。

PPEに含まれる、2016年から2023年の期間に係る最初のガイドラインおよび行動は、PPEの監視の任務を負った委員会の2回目の会合中の2015年11月19日に、協議のため提示および提出された。PPEは、2016年に命令により承認され、議会に提示される予定である。

電力供給の均衡の取れた発展の使命には、フランス本土と相互接続されていない地域（コルシカ県ならびに海外県および海外領土）ならびにブルターニュのいくつかの島への供給を保証することも含まれている。

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

公共送配電網の開発および運営に係る使命

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

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

法律により指定されている公共電力網事業者は、この業務（すなわち、RTEは送電、ERDFおよび現地の配電会社（LDC）は配電、EDFは大陸の大都市と電力網が相互接続されていない地域における送配電）に対して責任を負う。

電力を供給する使命

フランス・エネルギー法第L.121-5条に規定される電力供給に関する公共サービスの使命は、電力の規制販売料金の恩恵を受けるフランス全土の顧客に対する電力供給を確保することにある。

法律により、かかる使命はEDFおよびLDCに委託されている。

電力の規制販売料金から恩恵を受けることができる顧客についての条件は、フランス・エネルギー法第L.337-7条以下に規定されている。

また、電力を供給する使命には、特別な「基本必須」料金（TPN）の適用も含まれている。かかる公共サービスに関する使命は、全電力供給業者に対して割り当てられている。グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律は、「エネルギー・バウチャー」によるTPNの漸進的な移行について規定している。かかるバウチャーは、特別な支払手段であり、それにより財政難に陥っている家庭がエネルギー費用（電気、ガス、燃料油など）または住宅のエネルギー効率の改善に係る費用の一部を補填することができる。このバウチャー制度は、遅くとも2018年1月1日までに標準的慣習となる前に、命令により規定される条件に従い最初に実験段階を経る。

さらに、電力を供給する使命には、公共電力網に接続する顧客への予備電力の供給も含まれている。関係監督機関は、1回または複数回の入札手続により、予備電力供給業者を指定する。2016年4月29日現在、施行規則がまだ適用されていないため、かかる規則はまだ効力を生じていない。

社会的連携

フランス・エネルギー法第L.121-5条は、規制料金による電力供給は、特に電力の規制販売料金の国内平準化を通じて社会的連携に貢献しなければならないとしている。

フランス社会扶助家族法第L.115-3条は、電力供給業者に対して、冬季（11月1日から3月31日まで）において、電気料金支払遅滞を理由に、個人または家庭の主たる居住地に対する電力供給の停止を実行すること（解約を含む。）を禁止している。ただし、電力供給業者は、一定の場合において、供給電力を減らすことができる（TPNまたは「エネルギー・バウチャー」の恩恵を受けている顧客の場合を除く。）。

EDFは、電力供給業者として、2014年2月27日付命令第2014-274号に従い改正された内容で施行された上記条文ならびに電気、ガス、暖房および水道の料金支払遅滞の場合に適用される手続に関する2008年8月13日付命令第2008-780号の定める条件に従って、電力供給を維持しなければならない。

公共サービス契約

フランス・エネルギー法第L.121-46条に従って、2005年10月24日、フランス政府およびEDFにより公共サービス契約が締結された。かかる契約は、EDFおよびフランス政府が行ったコミットメントを詳述し、サービス・コミットメントに対する財政的対

価について定めた規則を明確にするものであり、当該契約に規定されたとおり、新たな契約が締結されるまで有効に存続する旨定められている。

EDFのコミットメント（電力網事業者を除く。）

EDFの公共サービス・コミットメントには、以下のものが含まれる。

- ・公共電力サービスへのアクセスおよび規制料金の恩恵を引続き受けることを選択した顧客への電力供給。
- ・生産および販売。これらの分野にはエネルギー政策の実施および環境に優しく安全な発電を維持することが含まれる。
- ・電力網の安全性への貢献。この点について、特に発電施設の最適化および電力網の均衡を維持するために必要な資源の利用可能性について、EDFはRTEと複数の契約を締結している。

電力網事業者によるコミットメント

公共サービス契約において、ERDFおよびRTEの電力網事業者は、公共送配電網の管理および電力網の安全を確約した。これらのコミットメントは、公共送配電網使用料金（TURPE）により賄われる。

これらのコミットメントは、特に、電力網の安全性、供給の質、第三者の安全性および環境保護に関するものであり、これらの4分野は顧客および地方自治体の期待がとりわけ高い分野である。

よりアクセスしやすいサービス

2010年9月28日、政府およびEDFならびにその他8社の主要な公共サービス事業者は、パートナーシップ契約「*+ de services au public*」（さらなる公共サービスを）を締結した。かかるパートナーシップ契約は、フランスの農村人口に対して、請求書の支払いに関する情報、総合案内、交通チケットの販売等のサービス提供を行うためのアクセスを開発することを目的としている。

受付スタッフおよびインターネットのアクセスポイントは、多重サービス仲介情報ポイント（PIMMS）、公共サービス中継所（RSP）および市役所などその他の建造物等、共有する施設を通じて利用者に提供できる多くの資源のうちの一部である。かかるサービスが22県で展開された実験段階の後、2013年7月、公共活動の近代化に関する省庁間委員会（CIMAP）は、フランス全土でサービスの開始を延長することを決定した。

③ 電力市場の規制

（i）欧州の規制

発電、送電、配電および電力の供給に関する共通規則を定めるため、3つの欧州指令が相次いで適用され、現在のフランスの電力市場の組織の基礎となっている。1996年12月19日付指令96/92/ECは、競争を促すために電力市場を開放する基礎を築いた。

2003年6月26日付指令2003/54/ECにおいて、主要な原則を踏襲し、新規市場開拓のために資格要件をすべての顧客へ漸進的に拡大する追加的な策がとられた。

「第3電力指令」として知られる2009年7月13日付指令2009/72/ECは、第3次「エネルギー・パッケージ」の一部として導入された。かかる指令は、主として送電網事業者の独立性の保証を強化し、国内規制当局の権限を増大させる。かかる規定は現在、フランス・エネルギー法に統合された。

さらに、国境を越えた電力取引のための電力網へのアクセス条件について定めた規則は現在、第3次エネルギー・パッケージの一部である2009年7月13日付欧州議会および欧州理事会の規制（EC）714/2009により規定されている。この規制は、特に、送電網事業者が電力網上において国境を越えて電力の流れを受容した場合に必要な費用に対する補償の仕組みを規定している。この補償の支払いは、国境を越える電力の流れの発生地点およびこれらの流れの終着地点にある国の送電系統事業者により行われる。

最後に、2006年1月18日付で採択された「電力供給の安全性」に関する指令2005/89/ECは、最低限の運営基準が満たされることを確実にし、需要と供給の均衡を維持し、さらに、システムに対する投資を指示する、様々な事業者の責任をより明確に規定することを目的としている。この指令の目的は、フランスの様々な法令および規則の中で考慮されている。

エネルギー規制機関調整庁

2009年7月13日付欧州議会および欧州理事会の規制（EC）713/2009により、エネルギー規制機関調整庁（ACER）が設立された。ACERは、電力およびガス分野の送配電網規約を発展させる役割を担い、国境を越えたインフラに関する決定を行うことができる（かかる主題については、「第2 3（3）⑥（ii）（ホ）再生可能エネルギー発電に適用される規制」を参照。）。

（ii）フランスの規制：エネルギー法

エネルギー法に関する様々な法規（1906年6月15日付法律、1946年4月8日付法律第46-628号、2000年2月10日付法律第2000-108号、2003年1月3日付法律第2003-8号、2004年8月9日付法律第2004-803号、2006年12月7日付法律第2006-1537号および2010年12月7日付法律第2010-1488号）は、原子力発電に係る規定を除き、2011年5月9日付政令第2011-504号によりフランス・エネルギー法に統合された。原子力発電に係る規定は、2012年1月5日付政令第2012-6号により、フランス環境法に統合された。さらに、2015年12月30日付命令第2015-1823号により、フランス・エネルギー法の規制の項が体系化されている。結果として、約100のエネルギー法に係る命令が置き換えられた。

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

発電施設

フランス・エネルギー法第L.311-5条に基づき発行された運営免許を取得すれば、いかなる者も、命令により定められた電力に関する一定の基準を超えた発電所を運営することができる。電力発電に関連する地方当局の権限および責任については、フランス地方自治体法第L.2224-32条から第L.2224-33条および環境に対する国家のコミットメントに係る2010年7月12日付法律第2010-788号第88条に規定されている。

既存の原子力発電所からの電力に対する規制されたアクセス（ARENH）

フランス・エネルギー法第L.336-1条以下で規定されている、既存の原子力発電所からの電力に対する規制されたアクセス（ARENH）を規制する法律は、2011年7月1日から施行されている。この点に関しては、「第2 3（2）③（iii）既存の原子力発電所からの電力に対する規制されたアクセス（*Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique*またはARENH）」を参照。

電力供給業者の選択

2007年7月1日以降、すべての顧客は例外なく、欧州連合の領域またはフランスと国際契約を締結している国の領域において設立された発電事業者または供給業者と、自己の選択に基づき、自由に電力購入契約を締結できる資格を有する（フランス・エネルギー法第L.331-1条）。

顧客は、フランス・エネルギー法第L.337-7条以下に記載の条件に従って、電力の規制販売料金から恩恵を受けることを選択できる。これらの規定の内容は以下のとおりである。

- 電力需要が36kVA以下の住宅用最終顧客および非住宅用最終顧客は、顧客の依頼により、規制販売料金の恩恵を享受する。これは、フランス本土と相互接続されていない地域のすべての顧客にも当てはまる。
- 電力需要が36kVA超の住宅用最終顧客および非住宅用最終顧客のうち、2010年12月7日までに資格を行使しなかった者は、2015年12月31日まで、規制料金の恩恵を享受することができた。かかる顧客は、2016年1月1日以降は、規制料金の恩恵を受けることができなくなる。消費に関する2014年3月17日付法律第2014-344号第25条により、6か月間の移行期間について規定されており、2015年12月31日までに供給業者と新規の契約を締結していない顧客は、電力供給の継続による利益を保証するため、最大6か月間の移行期間の間、EDF（または地方配電会社）との契約による利益を引続き享受するが、その終了後は電力が供給されない。顧客は、かかる契約を、補償を行うことなくいつでも終了することができる。EDF（または地方配電会社）は、該当する顧客に対し、移行中の契約の終了について、当該終了の3か月前および1か月前に書面により通知する義務を負う。2016年2月10日付命令第2016-129号により、2016年6月30日において、2016年7月1日に開始する市場基準提案を受け入れていない顧客に対して、継続したガスおよび電力の供給を確保する制度について規定されている。CREは、かかる契約に関する入札公告を2016年3月に開始した。これは移行後の期間を対象とするものである。

フランス・エネルギー法第L.111-84条は、その資格にかかる権利を行使した顧客への供給と規制料金の顧客への供給の区別がつくよう、内部会計を維持することを求めている。国およびCREは、電力会社の決算書を入手する権利を有する。

電力網に対する第三者のアクセス

フランス・エネルギー法第L.111-91条は、以下の目的のため、電力網事業者が公共送配電網へのアクセスを保証しなければならないことを規定している。

- 規制電気販売料金および基本必須特別料金で電力供給に関する公共サービス責任を履行すること。
- 電力調達契約を履行すること。
- フランス国内の領土に所在する発電事業者または供給業者が締結した電力輸出契約を履行すること。

第三者の電力網へのアクセスに関する紛争は、CREの一部である紛争解決および紛争制裁委員会（CoRDIS）により取り扱われる。

フランス・エネルギー法第L.341-2条以下に規定され、現在効力のある公共送配電網使用料金（TURPE）は、送電については2013年6月30日付官報にて公布された2013年4月3日付のCRE決定（TURPE 4 HTB）により規定され、配電については2013年12月20日付官報にて公布された2013年12月12日付のCRE決定（TURPE 4 HTA/BT）により規定された。

公共送配電網使用料金に関する詳細は、「第2 3（2）④（iv）公共送配電網使用料金（TURPE）」を参照。

特定の発電子会社に係る支援機構

EDFは、購入義務を負っており、その結果として施設の事業者との間で契約を締結した。購入義務の枠組みは、公共電力サービスの近代化および発展に係る2000年2月10日付法律第2000-108号により設定され、グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律第2015-992号により改正された。これは制度のいくつかの面を明確にし、追加報酬の名の下に助成金の新しい形を創出するものである。前述の2015年8月17日付法律に基づく特定の発電子会社に係る支援機構は現在、3組の個別の規則を含む。

第1に、購入義務制度は、フランス・エネルギー法第L.341-1条以下により規定される。かかる条項は、再生可能エネルギーの資源を利用するためまたはエネルギー効率の具体的な形式（例えばコジェネレーション）を持っているため、公共機関が発展の支援を望む技術部門が発電した電力について、EDF（およびサービス提供地域の範囲内において供給の責任を有するLDC）は発電事業者の請求に応じて購入契約を締結しなければならないことを規定している。

フランス・エネルギー法第R.314-6条は、購入義務から恩恵を受けている発電事業者は、エネルギー担当大臣の承認を受けた参考モデルを基準として締結された契約に基づき、すべての発電量をEDFに販売しなければならないことを規定している。購入条件、特に、電力購入価格は、エネルギー・経済担当大臣の省令により規定される。

第2に、追加報酬制度は、グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律第2015-992号により導入され、フランス・エネルギー法第L.314-18条以下に準拠している。追加報酬は、発電した電力の市場での売却および供給量の保証の割当てにより得た収入を補完するものとして発電事業者に対して支払われる保険料の形式をとる。この点において、EDFは、契約締結を要求する適格な発電事業者との間および現在購入義務から恩恵を受けており当初の購入契約の条件の残りの部分について追加報酬契約から恩恵を受けることを望む特定の発電事業者との間で、追加報酬契約を締結する義務を負う。

2016年中に施行令が公表される追加報酬は、特定の施設に係る購入義務制度を部分的に置き換えるように設計されている。

最後に、発電容量が複数年にわたるエネルギー計画の目標を満たさない場合、フランス・エネルギー法第L.311-10条以下に従い、入札手続きがエネルギー担当大臣により開始される。EDFは、LDCの分野を除き、厳選された入札者との間で、電力購入契約または追加報酬を規定する契約（「発電事業者」の資格で選出されたのがEDF自身である場合は覚書）を締結することを義務付けられている。

エネルギー購入義務および収益の補完に基づき締結された契約から発生しEDFおよびLDCが負担する追加費用については、政府により補償され、とりわけ最終消費者から得られる拠出金（公共電力サービス拠出金またはCSPE）によって資金供給される。

公共サービスの追加費用の補償機構

公共電力サービス拠出金（CSPE）

フランス・エネルギー法第L.121-6条により、政府は、EDFおよびLDCに割り当てられた発電および供給の公共サービス任務に帰属する費用をすべて補償しなければならないという原則が規定されている。

発電に関する場合、フランス・エネルギー法第L.121-7条に規定される費用は以下を含む。

- ・入札手続（フランス・エネルギー法第L.311-10条以下）後にEDFおよびLDCにより締結された電力購入契約およびフランス・エネルギー法第L.314-1条以下の枠組みの中で締結された購入義務契約の両契約ならびにフランス・エネルギー法第L.314-18条以下に従い締結された追加報酬契約から生じる追加的費用。
- ・フランス本土と相互接続されていない地域における以下の費用。
 - －規制販売料金から発電費用に充当される額によって補償されない追加的発電費用。電力網事業者が管理する貯蔵施設に関する費用。補償される額は、当該費用により削減された追加的発電費用の額を上限とする。
 - －規制販売料金から発電費用に充当される額によって補償されない追加的電力調達費用（上記購入義務に関連するものを除く。）。補償される額は、当該費用により削減された追加的発電費用の額を上限とする。
 - －エネルギー需要管理計画において電力供給業者が支払う費用（当該計画において得られる利益の控除後）。補償される額は、当該費用により削減された追加的発電費用の額を上限とする。
- ・複数年にわたるエネルギー計画に係る命令に規定される電力供給プロジェクトの実施を目的とした、発電事業者または供給業者により支払われる研究費用。

電力供給に関する場合、フランス・エネルギー法第L.121-8条に規定される費用は以下を含む。

- ・特別な「基本必須」料金（TPN）の実施によって電力供給業者が被る利益損失および追加費用。
- ・低所得者向けに作成された計画への参加の結果電力供給業者が被る費用（該当年において、供給者がTPNに関し負担した費用のうち、命令により規定されている割合を上限とする金額）。

さらに、特にフランス・エネルギー法第L.121-10条を補完する低エネルギー制度への移行準備に関する2013年4月15日付法律第2013-312号（いわゆる「ブロット法」）に基づき、フランス・エネルギー法第L.123-1条および第L.271-1条に従い需要反応管理事業者に対する報奨金の資金を拠出することも、CSPEの目的である。

フランス・エネルギー法第L.121-9条以下に準拠している公共サービス費用の補償機構は、2015年12月29日付法律第2015-1786号（2015年補正予算法）により改正されており、これは公共電力サービスの費用の資金調達を確保することを目的としている。

公共電力サービス費用の補償は、電力の最終消費に係る国内税（TICFE）からの収益により資金調達され、それは現在公共電力サービス拠出金（CSPE）として知られている。CSPEは、電力の販売価格に対する追加課税の形式で最終電力消費者からまたは自身のニーズに係る発電を行う発電事業者から直接徴収される。

CSPEの金額は、2016年1月1日以降22.50ユーロ/MWhに設定されている（すなわち、改正されない限りかかる比率がCSPEに設定される。）。例外として、電力集約型および超電力集約型の事業体および配電会社に関しては、料金の減額が0.5ユーロ/MWhから7.5ユーロ/MWhの間で規定される。

公共電力（およびガス）サービス費用の資金調達は現在、以下のとおり政府予算により独占的に提供されている。

- ・再生可能エネルギーに係る助成金制度に相当するエネルギー移行に関連する費用およびEDFの支援を受ける補償金の不足額の支払いは、2015年補正予算法により創設された「エネルギー移行」に係る特別目的会計（CAS）として認識される。このCASに係る収益は、大部分がCSPEならびにエネルギー製品に係る国内税（TICPE）、天然ガスの消費に係る国内税（TICGN）ならびに石炭、褐炭およびコークスに係る国内税（TICC）の一部に割り当てられる。
- ・その他の公共サービス費用（燃料貧困、フランス本土と相互接続されていない地域における料金の公平性、コジェネレーションおよびエネルギー斡旋に係る予算など）は、一般予算に直接組み込まれる。

2016年2月18日付命令第2016-158号は、公共サービス・エネルギーの使命、各事業者に対して補償される費用の額を決定する手続および費用を負担した事業者に対する補償金の支払いに係る取引に起因する費用の決定に係る規則を規定している。

CREは毎年、前年度に関する事業者の責任である公共サービス・エネルギーの使命に起因する費用を計上し、次年度に係る同様の費用の暫定的な金額を査定し、目下の年度に係る費用の予想を更新する。かかる枠組みにおいて、CREは、CASの「エネルギー移行」特別目的会計に割り当てられる費用を規定する。

CREは、毎年7月15日より前に、エネルギー担当大臣に対して費用の見積額を提示する。

再生可能エネルギー源から発電する施設（主に、風力発電施設および太陽光発電施設）および購入義務から利益を得る施設の大幅な拡張は、ここ数年で、CSPEにより補償される費用の大幅な増加に繋がった。この事態は、現在も続いている。そのため、CREによる2015年の費用の予想額（6.3十億ユーロ）は、2013年に計上された費用（5.3十億ユーロ）よりも20%多くなっている。2007年以降、CSPEの金額はこれらの費用の増加分を補填するには十分ではなかった（2015年を除く。）。EDFが単独で支払う機構の不足額は、当グループの負債に負担をかけている。

2013年1月、EDFは公的機関との間で、2012年12月31日現在のCSPEの不足額によって生じた負債（約4.3十億ユーロであり、これは一方では2013年10月9日付のCRE決定により確認された2012年12月31日現在の公共サービス料金に関連する不足額および他方では当グループが負担した仲介費用0.6十億ユーロを反映して2013年12月31日付で5.0十億ユーロに調整された。）の返済を受ける旨の合意に達したと発表した。かかる合意に基づき、CSPEの不足額に相当するかかる負債は、繰延返済計画に従って2018年12月31日までに全額返済される予定であり、2014年10月7日付命令に従い1.72%の金利で返済される予定である。CSPEの改正を背景として、EDFおよび公的機関は、2013年から2015年に関して既存の負債をCREにより認識された未払保証金（純額）に追加することに同意した（追加額は644百万ユーロ）。当初の返済計画は、政府に従い修正され、現在は2016年上半期に公表が予定されている省令に含まれている。

追加的配電費用の補償

フランス・エネルギー法第L.121-29条に基づきEDFに委託された課金管理である電気料金均衡化基金（FPE）の目的は、関係事業者間の配電網の管理に課せられた公共サービス任務の結果生じた料金（特に、運営している電力網の個別特性に関連したものおよびかかる電力網を規制料金で使用している部分または公共配電網使用料金では賄われないもの）を配分することである。1995年2月4日付法律第95-115号第42条に定められたとおり、地理的、経済的または社会的に個別の問題を抱えた地域の開発への関与に関連した料金も該当する。

供給量の保証

NOME法（新電力市場組織（*Nouvelle organisation du marché de l'électricité*））に由来するフランス・エネルギー法第L.335-1条以下は、各電力供給業者に対し、その顧客の電力消費パターンを考慮してフランス本土における電力の安定供給に貢献することを義務付けている。これにより、これを履行しなかった場合、行政処分の対象となる条件の下、各供給業者は、ピーク時における顧客の消費に従い供給量の保証を毎年提供しなければならない。供給業者は、発電事業者または負荷事業者から供給量の保証を得るが、公共輸送ネットワーク管理者により認証された供給量を最初に保有していなければならない。

かかるメカニズムの目的は以下のとおりである。

- ・ 公的機関により設定された（電力の）供給確保の水準を確かなものにする発電容量または負荷制限容量の維持または発展を可能にすること。
- ・ かかる容量の報酬を改善すること。
- ・ すべての供給業者の間で安定供給に係る費用が分配されていること。

RTEにより提案された「容量メカニズムに関する規則」は、CREとの協議の上で2015年1月22日付省令により承認された。

グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律により、LDCが容量債務をその他のLDCだけでなく「その他いかなる供給業者」にも移行することおよび電力供給業者が容量債務を最終顧客または公共ネットワーク管理者へ移行することを許可することで（フランス・エネルギー法第L.335-5条）、小数の利害関係者に対して容量メカニズムが適用された。

さらに、フランス・エネルギー法第L.335-3条により、すべての容量事業者が、一方では実効容量および保証容量との間の相違に係る負債を、他方ではかかる相違に関する罰金の支払いを第三者へ移行することができる可能性がもたらされた。

2015年11月13日に欧州委員会は、国庫による補助に係る欧州規則を踏まえ、計画されたフランスの容量メカニズムについて詳細な調査を開始した。

電力負荷制限

かかる主題について、グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律により、負荷制限に関する法規則、とりわけフランス・エネルギー法第L.271-1条以下が改正された。

かかる規定は、以前の法規則を改正し、とりわけ以下の事項を規定している。

- ・ 負荷制限は、「特別な要求が負荷管理者または電力供給業者により1または複数の最終顧客に対して送られた場合、将来的な消費計画または消費の見積りと比較して、1または複数の消費施設により公共電力供給および配電網から電力の効果的な引込み水準を一時的に削減する行為」として定義されている。
- ・ 供給とは切り離せない需要反応の提案の一部としての供給業者または負荷管理者の仲介のいずれかにより、顧客がそれぞれの需要反応を収益化する可能性がある。
- ・ 政府は、負荷管理者の容量が複数年にわたるエネルギー計画の目標と合致しない場合、入札募集を企画する（かかるメカニズムは負荷削減プレミアムのそれと置き換わる。）。
- ・ 最後に、大きな省エネ効果をもたらす負荷削減の場合、法律により、監督機関が負荷管理者およびRTEとの間で共有されている供給業者に対する支払いを要求する可能性があることが規定されている。

かかるメカニズムの適用条件は命令により詳細に規定され、また、以前の規制に従い採択された2組の規則の改正を必要とする。一方は「Nebef2.0」規則として知られる、エネルギー市場における負荷制限予備力の取引に関する規則であり、それは2014年12月17日付のCREの決定により承認された。他方はエネルギー市場における負荷制限予備力を計画、調整メカニズムおよび費用調整の回復に関する規則に含まれている調整メカニズムに統合する規則であり、これは2015年12月3日付の決定により承認された版である。

電力分野の規制

エネルギー規制委員会

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

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

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

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

CREは現在、公共送配電網使用料金（TURPE）を設定する意思決定権限を有している。CREは、エネルギー政策指針が遵守されない場合に新たな決定を行うことをCREに求める権限を有する行政当局に対し、その決定を付随する理由とともに通知する。残

りの規制権力に基づき、CREは、電力網の連結に係る決定ならびにARENHに対する供給業者の権利を計算および調整する規則を定義する決定を行う。

CREはまた、その権限の実現に有用と思われるあらゆる情報を取得し、調査を行う多大な権限ならびに紛争解決および紛争制裁委員会（CoRDIS）を通じて、紛争を解決し、違約金を課すことを可能にする幅広い権限を与えられている。

グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律はまた、監査済みの事業体の費用負担で、監査済みの権限を通じて得た情報を保有する可能性をCREに与えている。

④ ガス市場の規制

(i) 欧州の規制

1998年6月22日付指令98/30/ECおよび2003年6月26日付指令2003/55/ECは、ガス市場を競争市場として開放するための主要なステップであった。

天然ガスの域内市場の機能改善を目的とする新しい規則は、2009年7月13日付指令2009/73/ECおよび天然ガスの輸送網へのアクセス条件に関する2009年7月13日付規制（EC）715/2009に規定されている。

かかる規制に従い、容量割当メカニズム（CAM）に係る2つのネットワーク法および均衡化に係る規則が、それぞれ2015年11月1日および2015年10月1日に公式に発効した。前者は送電網内の相互接続地点の容量を、第1のネットワークの発電容量および第2のネットワークの受入容量の包括ならびにオークションを通じた相互接続容量の売却により商業化することを要求している。後者の目的は、送電網に関する均衡化に係る規則の調和である。

(ii) フランスの規制：フランス・エネルギー法

2009年7月13日付欧州議会および欧州理事会の指令2009/73/ECは、フランス・エネルギー法の規制部分を体系化した2011年5月9日付政令第2011-504号によりフランス法に移行された。フランス・エネルギー法は、2011年6月1日に発効した。

天然ガス・ネットワークへのアクセス

フランス・エネルギー法は、施設を運営する事業者との契約に規定される条件の下で、顧客、供給業者およびそれらの代理店が、天然ガスの輸送配給施設およびLNG施設へのアクセス権を有することを規定している。

天然ガス網事業者は、いかなる方法によっても、顧客間または顧客の種類ごとで差別をしてはならない。

顧客

2007年7月1日以降、すべての顧客は自由に供給業者を選択することができる。

フランス・エネルギー法第L.445-4条の規定に従い、1年当たり30,000kWhより少ない電力を消費する住宅用顧客および非住宅用顧客は、申請に応じて、無条件に規制料金の恩恵を受けることができる。電力の特別な「基本必須」料金の資格を有する住宅用顧客は、消費の一部に対して、天然ガスの供給に適用される特別連帯料金から恩恵を受けることができる。かかる特別料金は、漸進的に「エネルギー・パウチャー」制度に置き換えられる。

電力使用量が1年当たり30,000kWhを超える顧客は、フランス・エネルギー法第L.445-4条の第2段落に従い、その敷地内において新しい市場売出しが認められない限り、当該敷地のガスの規制販売料金のみの恩恵しか受けることができない。

1年当たり30,000kWh超を購入し、依然としてフランス・エネルギー法第L.445-3条に規定される天然ガスの販売に関する規制料金から利益を得ている非住宅用最終顧客は、以下の日付以降に当該料金の資格を失った。

- ・送電網につながっている非住宅用顧客については、2014年6月18日から。
- ・1年当たりの消費量が200,000kWhを超える非住宅用顧客については、2014年12月31日から。
- ・1年当たりの消費量が30,000kWhを超える非住宅用顧客については、2015年12月31日から。

当該日までに供給者との間で新たな供給契約が結ばれていない場合、当該顧客がガス供給の継続の恩恵を受けるために、供給業者との間の契約により6か月間は移行期間として恩恵を受けるが、その後は供給されない。かかる規定に従い、2015年1月1日において、年間200,000kWh超の天然ガスを消費し、選択した供給業者との間で契約を締結していない非住宅用顧客は、自動的に移行価格制度に切り替えられる。前述の6か月間が終了した場合、かかる顧客は、選択した供給業者から市場基準価格を受け入れたものとみなされ、そうでない場合天然ガスの供給が遮断される。

2015年5月28日付決定により、CREは、多数の地方自治体および経営者団体を含む約10,000の非住宅用顧客が、2015年6月30日までに市場基準価格に応じてガス購入契約を締結していないことが明らかとなり、それによりその供給が遮断されるリスクに晒されている。したがってCREは、ガスの供給が徐々に遮断される前に、かかる顧客の市場基準価格の受入れを促進するため、通常料金と比較して20%増額した価格で、最後の3か月間（すなわち2015年9月まで）に配電網の管理者により懸念される施設に対する供給を維持することを決定した。

供給業者

フランス・エネルギー法第L.443-4条は、供給業者を（i）欧州連合の加盟国の領域または国際協定に従った他の国の領域に本拠を設立し、かつ（ii）エネルギー担当大臣が発行した免許を保有する者をいうと規定している。

EDFは、2004年9月14日付産業担当副大臣の命令により、一般的利益に関するサービスを提供しない非住宅用顧客に対して、また2005年8月9日付命令により、一般的利益に関するサービスを提供する非住宅用顧客ならびに天然ガス配給業者および供給業者に対して、また2007年6月15日付命令により、住宅用顧客に対して、それぞれ天然ガスを供給する許可を得ている。

EDFは、ガス供給の任務を負うEngie（旧GDF Suez）およびLDCのみが提案することができる規制販売料金ではなく、顧客には市場売出しに従って供給を行う。

地下貯蔵および天然ガス貯蔵施設への第三者のアクセス

フランス・エネルギー法第L.421-4条は、11月1日から3月31日までの期間、住宅用顧客および一般的利益に関するサービスを提供するその他の顧客、または、ガス供給の中断を契約において受け入れなかったその他の顧客に対して、供給を行う直接または間接の契約上の義務を遵守するため、すべての供給業者に、毎年10月31日に、代理店を通じて（直接か間接かを問わない。）、フランスにおける天然ガスの十分な在庫を保有することを要求している。

フランス・エネルギー法の第R.421-1条からR.421-2条は、天然ガスの地下貯蔵施設に適用される法的枠組みを規定している。

監督および違約金

フランス・エネルギー法は、経済担当大臣およびエネルギー担当大臣ならびにエネルギー規制委員会に、ガス市場を監督する権限を付与している。また、エネルギー担当大臣は、違約金を課すこと、または天然ガスを供給する許可を取り消すこともしくは停止することができる。CREは、フランス・エネルギー法の規定に違反する行為が行われたかに関して調査を実施することができる（フランス・エネルギー法第L.135-13条）。

⑤ 公共配電委託

委託に適用されるフランスの法制度

フランス・エネルギー法第L.121-4条以下および第L.322-1条以下ならびにフランス地方自治体法第L.2224-31条に従って、公共配電が公共サービス委託制度の下で行われている。かかる法制度に従い、委託機関は、委託機関および受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一般規定を通じて、公共配電サービスを行う。現在、委託機関は、複数の地方自治体が協力して組織する公共の機関であることが最も多いが、県間協力によるものが一般的になりつつある。

共同体指令に従い義務付けられた供給事業と配電事業の分離により、2つの異なる公共サービス任務が認識されるようになった。1つ目の任務は、独占サービス地域において、EDFおよびLDCが割り当てられた電力供給を規制料金で行うことであり、2つ目の任務は、公共配電網の開発および運営を行うこと（ERDFおよびLDCはそのサービス地域に割り当てられたものについて運営し、EDFは大陸都市電力網に相互接続されていない地域において割り当てられたものについて運営する。）である。

フランス・エネルギー法第L.334-3条によれば、新規委託契約の締結および修正ならびに既存の委託契約の更新は、3つの当事者、すなわち委託機関、配電網事業者（公共配電網の運営に関する条項について）およびEDF（または地理的地域権限を有するLDC）（規制料金での供給について）により、締結されなければならないと規定している。現在有効な委託契約は、これら3つの当事者が共同で締結したとみなされている。

2014年2月26日付欧州指令2014/23/EUを国内法化する、委託契約に関する2016年1月29日付命令第2016-65号および2016年2月1日付命令第2016-86号に従って、規制料金における配電および電力供給に係る委託契約の発注は、競争義務遵守の対象とはならない。

委託機関の権利

委託機関の権利に関する詳細は、「第2 3（2）④（ii）（ロ）配電事業」を参照。

⑥ 環境、原子力、健康、衛生および安全性に適用される規制

フランスにおけるEDFの事業は、EDFが事業を行っている他の国における事業と同様に、環境、原子力、健康、衛生および安全性に適用される規制に服する。かかる規制はより厳しくなり、かつ常に変化しているため、これらの規制の遵守は、当グループが法令遵守を徹底して事業を行うための多大な費用を生じさせている。

（i）環境、健康、衛生および安全性に適用される基本的規制

環境に関する規制

グルネル第一法および第二法

2007年に開始されたグルネル環境フォーラムを受けて、フランス政府は、「グルネル第一法」として知られる2009年8月3日付法律第2009-967号において、温室効果ガスの排出削減、エネルギー効率化、再生可能エネルギー資源の開発、清潔な水資源の確保、生物多様性の保全、健康および環境に対するリスクの防止、廃棄物管理ならびに環境ガバナンスに関するいくつかの目標を達成し、環境対策の一部を実施する義務を負う。

これらの義務および目標は、2010年7月12日付法律第2010-788号（「グルネル第二法」として知られる。）によって導入され、その多くの規定がEDFの事業に影響を与える。

環境問題への市民参画

公的機関による、環境に影響を及ぼす規制上の決定および個別の決定の準備過程における市民参画に関しては、フランス環境法第L.120-1条以下に一般的な枠組みが規定されている。専門的規制により定められた個別規定がない場合は、これらの規定が適用される。

ただし、2015年初めに政府が開始した「参加民主主義」のワークショップを受けた、成長、事業および機会の均等についての2015年8月6日付法律第2015-990号（「マクロン法」として知られる。）に規定された市民参画の改革に伴い、この法的枠組みは変更される見込みである（「第2 3（3）⑧（ii）国レベル（フランス）での今後の規制」を参照。）。

環境責任法（LRE法）

フランス環境法第L.160-1条から第L.165-2条に統合された環境賠償責任に関する2008年8月1日付法律（LRE）の目的は、一定の深刻度に達した水、土壌および生物多様性に対する環境破壊の防止ならびに改善を促進することである。かかる改善は、環境的観点からのみ行われるものであり、自然環境が以前の状態または以前と同程度の状態に回復されるようにしなければならない。

均衡のとれた水資源管理

2000年10月23日付水枠組み指令は、共同体の水政策の基礎である。当該指令は、主要な各河川流域の水の管理および保護の枠組みを定め、地表水の水質の維持および修復の目標（具体的には、2015年までに生態学的および／または化学的に水質が健全な状況であることの保証。）を設定する。

フランスでは、当該指令の目標達成を保証するために設計された手段を規定する水および水域環境に関する2006年12月30日付法律により当該指令はまず国内法化された。

かかる目標は、各河川流域の水の開発および管理の基本計画（SDAGE）によって定められる。水および水域環境に影響を及ぼす可能性のあるEDFの事業のすべては、SDAGEに定められている目標と適合しなくてはならない。

当該法律は、水の様々な使用法の調整を求めている。したがって、必須とされるバランスの取れた持続的な水資源の管理は、水力発電所の稼働の権利にも影響を及ぼし、間接的には水域環境に影響を及ぼすEDFの活動すべてに影響を与える。

生物多様性の保全

EDFは、自然の土壌および水辺を占有し、使用する者として、生物多様性の問題に直接的に関与している。

グルネル環境フォーラムは、生物多様性を保全し回復するため、保護区域（SCAP）の創設に関する国家戦略の導入を含んだ野心的な目標を設定した。かかる目標は、2019年までにフランスの大都市部の地上部分の少なくとも2%について広範囲にわたる保護が行われ、グリーンベルトおよびブルーベルト（緑の回廊を設置し、保護区域間をつなぐことで動植物の移動を可能にする土地利用計画の手法）が開発されることを企図している。

グリーンベルトおよびブルーベルトに関する規定ならびにそれを実施する地方緑化統一スキーム（SRCE）の作成手続の内容は、フランス環境法第L.371-1条から第L.371-6条および第R.371-16条から第R.371-35条に統合され、2012年12月27日付命令第2012-1492号および2014年1月20日付命令第2014-45号により補完されている。

現在議会において議論されている生物多様性、自然および景観の再生に関する法案は、生物多様性保護の強化を目的としている（「第2 3（3）⑧（ii）国レベル（フランス）での今後の規制」を参照。）。

包括的な環境の許認可およびプロジェクト証書

企業の法的明確性をより簡略化かつ拡大させる権限を政府に与えた2014年1月2日付法律に従って、環境に関する3つの試験的な手続が、期間および地域を限定して実施された。

1つ目は、プロジェクト証書の試験的使用である（2014年3月20日付政令第2014-356号により導入され、2015年8月6日付マクロン法により補完された。）。プロジェクト証書は、知事がプロジェクト・マネージャーに対して、遵守すべき様々な手続および要求された許認可が下りるまでの期間について関与することを通知することにより、法的明確性を提供し、法律を安定させるために設計された書面である。

2つ目は、環境保護指定施設に関する許認可を必要とするプロジェクト（2014年3月20日付政令第2014-355号により導入され、マクロン法および2015年8月17日付法律により補完された。）ならびに水および水域環境に関する法律に基づく許認可を必要とするプロジェクト（2014年6月12日付命令第2014-619条により導入され、2015年8月17日付法律により補完された。）に適用される包括的な許認可システムの試験的使用である。この包括的な許認可システムにより、許認可取得の申込みに関して協調的な評価を行い、特定のプロジェクトに関して政府が行う必要のあるすべての決定を単一の書面によって発行することが可能になった（「第2 3（3）⑥（ii）（イ）環境保護指定施設（ICPE）に適用される規制」を参照。）。政府は、マクロン法に基づき、これらの許認可を恒久化する命令を行う権限を付与されている。

これらの手続は、EDFのプロジェクトに適用される可能性がある。

事業の社会・環境報告義務（RSE）

フランス商法第L.225-102-1条および第R.225-104条は、自社の有価証券を規制市場で取引することが許可されている会社および500名超の従業員を雇用し、収益または貸借対照表の総額が100百万ユーロを超える会社に対し、かかる会社が自社の事業が社会および環境に与える影響をどのように考慮しているかについての情報ならびに持続可能な開発についての社会的義務についての情報を経営報告書に開示するよう求めている（RSE報告）。グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律は、事業体に対して、2016年12月21日に終了する事業年度より、気候の変化が当該事業体の事業活動ならびに当該事業体の商品およびサービスの利用に与えた影響に関する情報の公表を義務付け、上記の第L.225-102-1条に含まれる環境に関する情報の一覧を補完した。

EDFおよび一部のEDFの子会社はかかる規定に該当する。

フランス商法第L.225-102-1条は、子会社および被支配会社に対し、RSE情報がかかる子会社および被支配会社を支配する会社によって公表されており、その詳細にかかる子会社または被支配会社が公表し、その経営報告書にかかる情報へのアクセス方法を記載している場合、公開しなくてもよい権限を与えている。さらに、子会社および被支配会社がフランスで設立され、

環境保護指定施設（許認可および登録に基づくICPE）を有し、かつ情報を連結することができない場合、それぞれの施設についての情報を提供しなければならない。

経営報告書に記載される社会・環境情報は、検証が行われなければならない、考慮すべきスケジュールに基づき、非上場会社の場合は、従業員数および収益についてフランス商法第R.225-105-2条の規定に基づいて任命された独立した第三者機関によって検証が行われなければならない。2013年5月13日付命令は、特に、独立した第三者機関がその任務において遵守すべき規則を定めている。当該機関によるかかる検証は、必要情報が経営報告書内にすべて存在し、その情報についても正確であるという十分な見解が存在する証明となる。

PCBおよびPCT

当グループは、当グループが事業を行っている様々な国、とりわけ欧州において、ポリ塩化ビフェニル（PCB）およびポリ塩化テルフェニル（PCT）に関する規制に服する。

1996年9月16日付指令96/59/ECは、PCBおよびPCTの汚染除去および漸次処理に関する国内計画とともに、これらの物質を500ppm超含む装置の一覧表の作成を要求しており、これらの物質は主に、特定の変電器およびコンデンサーに含まれる。これらの物質を含む装置の汚染除去は、遅くとも2010年12月31日までに完了する予定であった。EDFは、特別処理計画を立案し、かかる目標を達成した。

EDFは、2013年4月10日付命令第2013-301号に基づき、汚染レベルが50ppmから500ppmの装置については清掃および汚染除去の義務を負うが、150超の装置を所有することから、環境担当大臣の命令により承認された「特別計画」の恩恵を受ける可能性がある。この計画では、少なくとも、2020年1月1日までにかかる装置の半分について、また2025年12月31日まではすべての装置について、汚染除去または取壊しを行わなければならない。2013年10月28日付命令により、この特別計画への申込みの内容が規定された。RTEおよびERDFの汚染除去計画は、2014年4月14日付および2014年7月3日付の2つの命令により承認された。

また、2013年4月10日付命令は、5dm³超のPCBの液体を含む装置の特定、分類、表示および利用に関する新たな義務も規定している。この義務に対応するための規則の詳細は、2014年1月7日付および2014年1月14日付の2つの命令により規定された。

温室効果ガス

割当交換計画

EDFグループの事業のいくつかは、2003年10月13日付指令2003/87/EC（2009年4月23日付指令2009/29/EUによって改正済み。）の適用範囲に属し、かかる指令により、京都議定書（排出量割当取引制度（ETS）指令）に規定されるプロジェクトメカニズムを用い、欧州における温室効果ガス（GHG）排出枠取引スキームが創設された。

フランスでは、かかる指令は、フランス環境法第L.229-5条および第R.229-5条以下に置き換えられ、統合された。当グループは、当グループ施設が年間で排出する二酸化炭素レベルと同等の排出枠を譲渡する義務を有している。かかる義務を履行するため、一定の条件の下、当グループは、京都議定書の第6条および第12条に規定されたプロジェクトメカニズムが適用されるプロジェクトにおいて発行されたクレジットを使用することができる（共同実施およびクリーン開発メカニズム。）。

ETS指令に従い、温室効果ガス（GHG）排出割当交換計画の第3期は2013年1月1日に開始された。かかる計画に関するフランス環境法における規定は2012年6月28日付政令第2012-827号（2013年7月16日付法律第2013-619号により承認済み）、ならびに2012年12月3日付命令第2012-1343号および2014年2月25日付命令第2014-220号により改正された。2013年1月1日以降、電力分野における原則は、2010年11月12日付規則（EU）第1031/2010号に定義される原則に基づく入札割当てである。かかる日付以降、EDFは、自身の排出枠を100%購入しなければならない。

欧州議会および欧州理事会は、欧州市場におけるGHGの割当価格を維持するため、2015年10月6日付決定（EU）第2015/1814号において、市場から余剰割当分を排除することが可能になる「市場安定化リザーブ」の創設を決定した。このメカニズムは、2019年1月1日に施行される予定である。この決定は、「2030年エネルギー・気候パッケージ」の一環として公表されたETSの徹底改革に向けた第一歩である（「第2 3（3）⑧（i）欧州レベルでの今後の規制」を参照。）。

GHG報告

フランス環境法第L.229-25条および第R.229-46条以下（それぞれ、命令第2015-1737号および2015年12月24日付命令第2015-1738号により改正）に基づき、500名超の従業員を有する企業は、自社の温室効果ガス排出量およびかかる排出の削減に関する行動計画の概要について年次報告書を提出しなければならない。第R.229-46条（上記の2015年12月24日付命令により改正）には、「フランス労働法第L.2331-1条に定義されるグループについては、フランス事業分類において同じレベル2のコードを有し」かつ500名超を雇用する「すべてのグループ企業が、温室効果ガス排出量に関する統合版報告書を作成することができる」旨が規定されている。

かかる報告書は公表され4年ごとに更新されなければならない。EDFの最初の報告書は、2012年3月にEDF年次報告書の指標部分において公表された。

当該報告書の作成または提出を怠った場合は、1,500ユーロ以下の行政上の罰金を科せられる可能性がある。

エネルギー効率化

エネルギー効率化指令

2012年10月25日、欧州連合はエネルギー効率化に関する指令（2012/27/EU）を採択した。国内法化の期限が2014年6月5日であったかかる指令の目的は、欧州連合が2020年までに20%の省エネ目標を達成できるようにすることである。かかる目標を念頭に置き、当該指令はエネルギー効率化サービスに関する欧州の規制（2006/32/EC）およびコージェネレーション（2004/8/EC）の規定を強化した。2012年10月25日付指令は、EDFグループの事業に影響を与える可能性があるいくつかの規定を含んでおり、その中で最も顕著なものは、加盟国が2014年から2020年の期間中、毎年、エネルギー売上高における年間合計削減量の1.5%に当たる省エネ目標を達成する義務を負うことであり、配電事業者および／または電力供給業者は売上高を減少させざるを得なくなる可能性がある。また、当該指令は、顧客への消費情報の提供、エネルギーサービスの促進、冷熱生産および電力の送配電の効率の考慮に関する規定も含む。

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

省エネ証書

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

2011年1月1日から2013年12月31日までのかかるメカニズムの第2期において発表された合計省エネ目標は、345TWhc（第1期は54TWhc）であった。かかるメカニズムの継続を保証するため、第3期が始まるまでの間、2013年12月20日付命令により、第2期は2014年1月1日から12月31日まで1年延長された。

第3期は、2015年1月1日に始まり、2017年12月31日に終わる予定である。第3期の発表された省エネ目標は、700TWhc（すなわち1年当たり233.4TWhc）であった。2014年12月29日付命令第2014-1668号（現在のフランス・エネルギー法第R.221-1条以下）および2014年12月に発行された省エネ義務履行のための複数の命令が、かかる新たな期におけるCEEの発行のための条件を決定する。

グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律は、エネルギーが不安定な状況にある世帯のための省エネに関して従前から規定されていた義務に追加の制度を組み込み、第3期におけるCEE制度を改正した。2015年12月30日付命令第2015-1825号（現在のフランス・エネルギー法第R.221-1条以下）および同日付の複数の省令により、エネルギーが不安定な状況にある世帯のために具体的に設定された省エネ目標を達成するための規則が明確化された。エネルギー供給業者に対するこの具体的な義務の水準は、2016年から2017年については150TWhcに設定されている。

さらに、グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律は、2018年1月1日から2020年12月31日までの第4期について規定した。命令によって、次の期の省エネ目標値が規定される見込みである。

登録自然区域および指定区域（埋設線）

EDFグループはまた、指定区域およびフランス環境法第L.341-1条から第L.341-22条および第R.341-1条からR.341-31条に規定される登録区域の規制に従わなければならない。

かかる規制の目的は、自然遺産の保護および景観、芸術、歴史、科学、民族または景勝の観点から一般市民の関心が高い敷地を保護することである。「指定」は、他に類を見ない敷地に対して用いられ、幅広く保護の対象になるのに対し、「登録」は、規則の枠組みも緩和され、より制限的でない敷地に対して提案される。

フランス環境法に従い、指定区域における新たな送電線は、埋設されなければならない。この登録および指定は、施設の日常運用にも影響する可能性がある（複数の区域で同時に施設が視認できる場合および政府の建造物監視官による意見（*architecte des Bâtiments de France*）を取得する義務等）。

刑法による環境保全

2008年11月19日付指令2008/99/ECは、刑法による環境保全に関する指令であり、その主たる目的はすべての加盟国が罰則を課すべき深刻な環境被害をもたらす行為を認定することであり、かかる指令は、フランス環境法に記載される刑罰を調和させる2012年1月11日付フランス政令第2012-34号の根拠となっている。

健康、衛生および安全性に適用される規制

アスベスト

フランスでは、規制により、建物内のアスベスト含有資材の特定が特に義務付けられており、必要な場合には、対策の監視またはアスベストの除去作業も行わなければならない。また、EDFはアスベスト粉塵の吸入に晒される可能性がある従業員に情報を提供し、保護する規制上の義務を有する。

レジオネラ菌

EDFは、ICPE規制に服する特に発電事業を行うのに必要な空冷塔および基礎原子力施設（BNF）を運転している。EDFは、その他の義務の中でもとりわけ空冷塔内のレジオネラ菌の増殖リスクの系統的分析を実施し、清掃および消毒といった予防保全策を実施しなくてはならない。EDFはまた、関連施設の種類に応じて、月に1回または2回、分析を行わなければならない。

ナノ粒子物質

2013年1月1日以降、フランス環境法第L.523-1条以下および第R.523-12条以下により、フランスにおいて生成、流通、または輸入されたナノ粒子物質またはナノマテリアルの量および使用に関する報告が義務付けられた。かかる物質に関する情報は、一般に公開され、監視当局が入手可能でなければならない。申告すべき情報および申告を統制する規則については2012年8月6日付命令において規定された。EDFは、ナノ粒子物質を使用しているため、かかる規定の影響を受ける可能性が高い。

電磁場（EMF）暴露

グルネル第二法に従い、2011年12月1日付命令第2011-1697号は、送電線によって引き起こされるEMFに関する定期的な検査の実施を公共送電網業者に義務付けている。

電磁波の暴露に関する節度、透明性、情報および協議に関する2015年2月9日付法律第2015-136号は、電磁場の発生する備品を住宅用敷地内に設置する者に対する情報提供義務を導入した。今後EDFグループの企業のいくつかはかかる義務の対象となる可能性がある。

化学物質

化学物質の登録、審査および許認可に関する規則（EC）第1907/2006号は、「REACH」として知られ、2007年6月1日から効力を発生し、EDFは、化学物質の使用者としてだけではなく、製造業者および輸入業者としてかかる規制の適用を受ける。EDFは、自社が製造または輸入する年間1,000トンを超える量の物質について欧州化学物質庁へ登録する義務を遵守した。2013年5月、EDFは、いくつかの原子力発電所の現場で製造されるモノクロラミンの登録を行った。

さらに、2012年5月22日付殺生物剤新規制（EU）第528/2012号によって、現場で生成される殺生物剤製品について、適用範囲を拡大した新たな市場販売許認可手続が規定された。かかる新たな規制環境において、EDFは、モノクロラミンおよび次亜塩素酸ナトリウムの製造業者および使用者に該当する。この殺生物剤新規制の枠組みにおいて、許認可申請の準備および届出が行われる。

衛生および環境

衛生および環境ならびに内部告発者保護の分野に関する専門家の見解の独立性に関する2013年4月16日付法律第2013-316号は、事業の公衆衛生および環境分野における通報手続に関する認識を確認し、この手続の利用規則を規定している。また、この法律において、内部告発者の保護制度が体系化され、公衆衛生および環境に関する職業倫理・通報全国委員会（CNDASE）が設立された。複数の命令が、かかるシステムの導入について規定している（2014年3月11日付命令第2014-324号ならびに2014年12月26日付命令第2014-1629号および第2014-1628号）。

（ii） EDFグループの施設および事業に適用される規制

（イ） 環境保護指定施設（ICPE）に適用される規制

関連する施設および主要な義務

EDFグループがフランスで運営しているいくつかの施設、特に火力発電所は、環境保護指定施設（ICPE）に関する法律に服する。かかる法律は、フランス環境法に統合されている。かかる施設は、環境または公衆衛生に与える危険または不利益の程度により、事前申告、簡易許認可（「登録」として知られる。）または許認可に服する。

ICPE規制により、施設が稼働停止になった場合、土地の利用見込みに応じて、敷地の回復が義務付けられている。また、フランス環境法第L.516-1条に従い、許認可（セベソ施設も含む。）および登録の対象となる一部のICPE施設には財務保証の付与が必要となる。財務保証の基準および額は施設によって異なる。かかる財務保証は、閉鎖前後に事故が発生した場合に講じなければならない措置ならびに閉鎖後の監視、安全作業、修復作業のための資金調達のための担保提供を目的としている。かかる保証は、実施する業務による損害を被る可能性がある第三者に対し事業者が負担すべき補償を賄うものではない。

かかる保証の設定義務に関連するICPEの一覧表ならびにかかる財務保証の算定および設定に関する規則は、2012年5月31日付命令（2015年2月12日付命令により改正）および2012年7月31日付命令によって規定される。2014年2月5日付命令は、民間保証基金の仲介で保証を設定する際の枠組みに関する規則を規定している。EDFグループは、かかる新たな要件に関連ある施設を運営している。2015年10月7日付命令第2015-1250号により、保証が必要とされる基準が75,000ユーロから100,000ユーロへと引き上げられた（フランス環境法第R.516-1条）。また、当該命令により、フランス預金供託公庫に収納される追加の財務保証が規定され、また保証の実行事由を統制する規則が、特に裁判所命令による清算手続の開始後直ちに実行可能になる点で改正された。

セベソ施設

2015年6月1日以降、「セベソ」ICPEは、セベソ2指令(96/82/EC)に代わり、セベソ3指令(2012年7月4日付(2012/18))の規定によって統制される。セベソ3指令の効力発生により、セベソ2指令では適用のなかった危険な商品の使用(2008年12月16日付CLP規制の下)がセベソ規制の適用範囲に組み込まれた。

セベソ3指令には、国民の安全性に関する情報へのアクセス、意思決定プロセスへの関与および司法アクセスならびに情報の収集方法、管理方法、入手方法および共有方法の改善に関するより厳格な一連の規定が含まれる。セベソ3指令は、より厳格な検査基準についても規定している。2013年7月16日付法律第2013-619号は、環境法(第L.515-15条以下)にセベソ施設に関して特有のセクションを組み込むことにより、当該指令の法的部分をフランス法に国内法化した。2014年3月3日付の2つの命令(第2014-285号および第2014-284号)および2014年5月26日付命令により補完される当該規定は、2015年6月1日に効力が発生した。

2015年10月7日付命令第2015-1250号により、セベソICPEに適用される財務保証の設定方法を統制する規則が、特に複数の施設の事業者による当該保証の共同出資を可能にする点で改正された。今後発表される命令によって、当該保証の設定規則および共同出資される保証の算定方法が規定される予定である。

IED指令の対象の施設

産業排出に関する2010年11月24日付指令2010/75/EU(「IED」指令として知られる。)により、IPPC指令、LCP指令、廃棄物焼却指令およびVOC指令といった現行の複数の指令が改正され、1つの法律へと改変された。

かかる指令の第3章は、特に化石燃料火力発電所の燃焼発電所について規定しているため、EDFに影響を与える。適用される要求水準は、該当する燃焼発電所の名目火力発電量および使用される燃料によって異なる。かかる指令の一部は、2012年1月5日付政令第2012-7号によってフランス法に国内法化されており(フランス環境法第L.515-28条から第L.515-31条に組み込まれた。)、新規事業を含めるためのIPPC指令の適用の拡大、固定排出制限値の基準となる利用可能な最良の技術(BAT)の範囲の拡大、BATの変更を考慮に入れた運営状況の定期的な再考の必要性の発生、また、場合によっては、土壌の状態についての「基本報告」の要求といった影響をもたらしている。

2013年1月2日付命令第2013-5号には、土壌の状態についてのIED指令の規定の一部が組み込まれた。当該命令の第1条(現在のフランス環境法第R.512-4条)には、施設に大幅な変化があった場合には、土壌の中間分析が必要となり、汚染が発生した場合には、事業者は対策を示さねばならないと記載されている。別の2013年5月2日付命令第2013-374号により、IED指令に特有で規定されていた施設に関する規定がフランス環境法第R.515-58条から第R.515-84条に組み込まれ、IED指令の組み込みは完了した。かかる規定は、発電量が20MW以上の燃焼発電所に関する2013年8月26日付命令に具体的に規定される条件の下、火力発電所に適用される。

(ロ) 基礎原子力施設に適用される特別な規制

EDFは、フランスにおいて、特に、原子力分野の透明性および安全性に関する2006年6月13日付法律第2006-686号(TSN法)(かかる法律を施行した2007年11月2日付命令第2007-1557号(改正後)およびBNFの一般的な規則を定めた2012年2月7日付命令(改正後)(BNF命令)によりフランス環境法に統合された。)に服する。かかる法律制定により、基礎原子力施設(BNF)に適用される法的規則が創設された。当該法律は、2016年2月10日付命令第2016-128号(原子力に関する様々な事項に係る規定を含み、特に、原子力施設の原子力の安全性の共同体枠組みを定めた指令2009/71/Euratomを改定した2014年7月8日付理事会指令2014/87/Euratomならびに使用済燃料および放射性廃棄物の安全かつ責任ある管理に関する共同体枠組みを定めた2011年7月19日付指令2011/70をフランス法に国内法化した。)によって改正された。また、当該法律はNSAによる制裁の権限に関しても規定している。

このTSN法により、原子力安全担当大臣が主要な許認可の発行および一般規則の立案を行う権限を保持する独立した政府機関である原子力安全当局(NSA)が設立された。

BNFの建設は、公的な調査を経て、NSAと協議の上、原子力安全担当大臣からの報告に基づき、命令によって許認可がなされる。かかる建設の許認可を行う命令には、事業者の身元ならびに施設の種類、最大容量および外周が記載されなければならない。BNF設置の許認可申請には、安全性に関する予備報告(PSR)、当該施設の環境および健康に対する影響調査ならびに廃炉計画およびリスク管理調査(RMS)が含まなければならない。BNFの建設を許認可する命令により、当該施設の稼働開始までの期限の設定が行われ、安全性の調査が10年ごとに行われていない場合には、その頻度の設定が行われる。また、最終的に、かかる命令は治安、健康、公衆衛生および自然環境保護を保証する義務について規定している。BNFの稼働開始(炉心への燃料装荷等)に関する許認可は、公聴会の後にNSAにより付与される。この点において、事業者は、更新された安全規則ならびに事業者が緊急時に実施する組織的対策、介入方法および必要な資源について規定する内部緊急時計画(IEP)を提供する。安全性の追加検査では、施設に適用のある規制の遵守を評価し、上記の利益に関わる施設のリスクの評価の更新を行う。

施設設置の許認可に関する命令に基づき、水の汲上げ、廃液および気体廃棄物（放射性物質であるか否かを問わない。）の放出に適用される条件ならびにこれらの業務に関連して設定された制限は、NSAの決定によって設定される。したがって、施設から外界への排出制限の設定に関する決定には承認が必要である。

NSAはまた、施設設置の許認可に関する命令に基づき、事故または事件の影響を防止または抑制し、個人レベルおよび集団レベルで住民を保護するための施策を規定し、騒音公害を抑制し、当該施設が生成または貯蔵する廃棄物を管理するための規制を公布する。

原子力施設の安全性および調査に関する規則

EDFが運営する原子力施設は、フランス環境法から派生した基礎原子力施設に関する一般的規則に服している。BNF命令に規定されるとおり、事故を防止し、および原子力の安全性に対する事故の影響を抑制することを通じて、法律に規定されている利益（市民の安全、健康、公衆衛生、自然および環境）の保護が優先されなければならない。この点において、原子力の安全性は、BNFの設計、建設、運営、操業停止および廃炉ならびに放射性物質の輸送に関して、事故の防止または事故の影響の抑制の観点から導入される、一連の技術的な規定および組織的な対策として定義される。

労働衛生管理に関するものを除き、NSAは、原子力の安全性および放射線防護の分野において発布された命令および決定の適用条件を満たすために、技術的な規制決定を行う権限を有している。かかる決定は、関連担当大臣の承認に服する。前述のBNF命令が公表されて以来、現在作成段階にある約20の決定のうち、9つが公表され承認された。

BNFに関するフランス環境法の規定にはまた、当局への情報提供のためのメカニズムが規定される。この観点から、運営者はBNFの安全性に特定の影響を与えるかまたは与える可能性のあるすべての事故および事件（原子力に関するものであるか否かを問わない。）について、特にNSAおよび事件または事故が発生した部門の政府代表にも遅滞なく報告しなくてはならない。また、TSN法は、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の設立または個人が電離放射線被曝に関するリスクならびにこれらの被曝リスクを防止し減少させるために取られる安全策および放射線防護策に関する情報を事業者に直接要求することができる機会等を公共に通知するために用いられる手段を設立または改善した。

さらに、BNFが許認可なしに運営された場合には3年の懲役および150,000ユーロの罰金、放射性物質が許認可または承認を得ずに輸送された場合には、1年の懲役および30,000ユーロの罰金が科される等、法律上または規制上の義務を遵守しないBNFの事業者を処罰するためのより厳しい行政罰および刑事罰の規定が創設された。

2014年7月、欧州連合の理事会は、2014年7月8日付理事会指令2014/87/Euratom（原子力施設の原子力の安全性の共同体枠組みを定めた指令2009/71/Euratomを改正）を採択した（「第2 3（3）⑧（i）欧州レベルでの今後の規制」を参照。）。

安全性および調査に関する上記の法的枠組みは、グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律の一部の規定および原子力に関する事項についての様々な規定を含む2016年2月10日付命令第2016-128号によって補完された。

特に、地元の情報委員会（CLI）の役割が強化されており、当該情報委員会による動議権限の範囲にあるすべての事項について審議することができ、特定の介入計画が修正される場合には当該情報委員会との協議が義務付けられ、また国際原子力事象評価尺度のレベル1以上に分類される事象が発生した場合にはCLI委員長の要請によりBNFを調査すること等ができる。さらに、特にNSA内に、国務院および最高裁判所裁判官からなる制裁委員会を設置することにより、NSAの制裁権限が強化されている。

原子力施設の廃炉

BNFの廃炉は、公的な調査が行われ、NSAの意見書の発行後に発せられる首相の命令により許可される。かかる命令は、廃炉の段階、継続期間および目標とする最終的状況について明記する。ひとたび廃炉が完了すると、事業者は、NSAに対し、指定解除申請を提出しなければならない。NSAがその申請を受理した後は、施設のBNFとしての地位は喪失する。グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律（特に、現在のフランス環境法第L.593-25条）は、経済上許容される範囲内でありかつフランス公衆衛生法第L.1333-2条およびフランス環境法第L.110-1条第Ⅱ項に規定される原則に準拠していることを条件として、最終的な操業停止後「可能な限り短い」期間で廃炉を行わなければならないと言明しており、これによりEDFが2000年代前半から実践してきた廃炉処理が法的観点から裏付けられた。

「手続に係る命令」として知られる2007年11月2日付命令は、グリーン成長に向けたエネルギー移行法から派生する規定（特に操業停止申告および廃炉申請提出の内容）の履行のため、基礎原子力施設の廃炉に関する命令案によって改正される予定である。

放射性廃棄物

EDFの事業は、放射性廃棄物の持続可能な管理に関するフランスの規制に服する。EDFは、その事業から生じる放射性廃棄物に対して責任を負う。フランスでは、放射性廃棄物管理の研究に関する1991年12月30日付法律第91-1381号により設立された産業商業公的機関である放射性廃棄物管理庁（ANDRA）により放射性廃棄物は管理されている。

フランスにおける放射性廃棄物の管理方法は、当該廃棄物の放射線の程度および残留期間による（「第2 3（2）①（i）（ii）核燃料サイクルおよび関連する問題」を参照。）。2006年6月28日付法律（現在のフランス環境法第L.542-1条以下）は、放射性廃棄物管理の組織および資金調達について規定し、第L.594-1条以下に統合されたBNFの廃炉費用の評価および補償ならびに使用済燃料および放射性廃棄物の管理に関する枠組みの要件も規定している。具体的には、事業者は引当金補償に割り当てられた資産を他の目的に使用することができず、これらの資産については別の会計手続を使用しなければならない。かかる引当金の導入は、監督機関、すなわち、エネルギー担当大臣により監督される。エネルギー担当大臣自身も、BNFの廃炉に伴う資金調達費用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国家評価委員会によって監督される。

原子力産業における資金調達費用の確保に関する2007年2月23日付命令第2007-243号は、2006年6月付法律の導入に関する諸条件を規定している。

報告書は3年ごとに監督機関およびNSAに提出され、その写しは会計監査役に送付される。かかる報告書には具体的に費用見積り、引当金の算定に使用される方法および資産構成が記載されている。監督機関は、追加的補足書面を要求し、外部機関に調査を実行させ、または事業者の費用で専門家に資産価値の査定を要求することができる。

一定数の欧州連合加盟国のために、使用済燃料および放射性廃棄物の安全かつ責任ある管理についての枠組みが理事会指令2011/70/Euratomにおいて設定され、いくつかの規定についての明確化が行われた。かかる指令は、とりわけ深地層処分を長期の高レベル廃棄物の管理において最も安全で持続可能な選択肢として提示し、任意ベースで、加盟国共有の処理施設を創設する可能性に関して検討するものである。

放射線防護に関する規制

フランスにおいて、人々が電離放射線に晒されるリスクがある原子力事業は、防護されるべき個人の分類により、2つの異なる規則によって規制される。かかる放射線に対する市民の基本的防護に関する規制は、フランス公衆衛生法によって統制され、主に、すべての原子力事業を申告または許認可に服させることによってなされる。基礎原子力施設設立のための許認可は、フランス公衆衛生法において義務付けられている許認可の役割を果たす。フランス公衆衛生法第R.1333-8条は、一般市民については年間最大被曝線量を1mSvと規定している。

電離放射線の危険からの従業員保護に関するフランスの規制は、フランス労働法によって統制され、被曝する可能性が高い従業員の雇用主の様々な義務について規定しており、特に、連続する12か月間での従業員の電離放射線の被曝線量が20mSvを超えてはならないと規定している。

フランス公衆衛生法には、高レベルの密封放射線源および身元不明線源の管理に適用される規定が含まれる。

「基本的な安全基準」を規定した2013年12月5日付理事会指令2013/59/Euratomは、1996年5月13日付指令96/29を廃止した。かかる指令は、2018年2月6日より前に国内法化されなければならない。関連する政府のサービスは、システムの簡易化を目的とする国内法化を実現するために、雇用者および従業員が表章される検討部会を設置した。

原子力発電事業者の民事責任

いくつかの国際条約、特に、原子力エネルギー分野における第三者の責任に関する1960年7月29日付パリ条約およびかかるパリ条約を補完する1963年1月31日付ブリュッセル条約は、原子力発電事業者の民事責任について規定している。これら2つの条約は、かかる条約を批准した締約国（フランスおよび英国を含む。）に適用される。

パリ条約は、いくつかの特長を有する特別責任適用除外制度を創設した。人および財産に対する原子力損害に対する賠償責任は（過失不存在の場合であっても）客観的であり、金額および期間が制限され、原子力発電事業者のみに向けられている。

フランスでは、事業者の賠償責任は、発電所における原子力事故の場合、1件当たりおよそ91.5百万ユーロに限定され、輸送中の原子力事故の場合、1件当たりおよそ22.9百万ユーロに限定されていた。これらの金額は、下記のグリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律第130条の施行により、2016年2月18日、それぞれ700百万ユーロおよび70百万ユーロに引き上げられた。

事業者の責任限度額を超えた場合、事故が発生した国は、最高201.4百万ユーロを限度として（当該国がブリュッセル条約の締約国であるとき）、犠牲者に対する補償の責任を負う。かかる金額を超えた場合、ブリュッセル条約を批准している加盟国（フランスを含む。）は共同で、345.3百万ユーロを上限として、補償する。

また、かかる条約では、事業者が資金の利用を保証するために設定された賠償責任限度額を上限とする保険の契約または財務保証を行う義務を有する。経済担当大臣は、フランスの事業者による当該義務の遵守を監視する。EDFは、現行の付保要件を遵守している（「第3 4（2）⑦保険」を参照。）。

パリ条約およびブリュッセル条約を修正する議定書は、2004年2月12日に調印されたが、まだ施行されていない。当該議定書は、より多くの犠牲者および補償の対象となる様々な被害を補償するために、利用可能な補償額の大幅な引上げを義務付けている。したがって、事業者の賠償責任は、施設における原子力事故の場合1件当たり少なくとも700百万ユーロであり、輸送中の原子力事故の場合1件当たり700百万ユーロとなる見込みである。かかる損害を引き起こし、事故の賠償責任が生じた事業者の原子力施設がある国は、1,200百万ユーロを上限として（当該国がブリュッセル条約の締約国であるとき）、事業者の支払義務である700百万ユーロを超える額を支払う義務がある。この額を超えた場合、ブリュッセル条約の締約国は、最高1,500百万ユーロまで支払う義務がある。さらに、人的傷害についてのみ、補償請求ができる期間が、当該事故の日より10年間から30年間に変更された。もう1つの重要な変更は、「原子力損害」の詳細な定義の導入であり、これには、非物的な損害、保護対策の費用、破壊された環境の回復措置のための費用および環境への損害から生じた特定のその他の損害が含まれる。ただし、これらの新規定は、パリ条約を修正する議定書の発効、すなわち16の締約国のうち少なくとも3分の2の締約国の批准がなされない限り適用されない。フランスは、両方の議定書の批准を可能にする法律（2006年7月5日付法律第2006-786号）を採択したが、未だに当該批准書を提出していない。

さらに、2014年4月30日、フランスは、ウィーン条約およびパリ条約の適用に関する批准書を提出したことにより、かかる条約はフランスでは2014年7月30日に効力が発生した。かかる共同議定書は、西欧諸国を対象するパリ条約および特に東欧諸国を対象とする原子力損害の民事責任に関する1963年5月21日付のウィーン条約との連携を構築する。かかる共同議定書により、共同議定書に加盟し、2つの条約（パリ条約またはウィーン条約）のうち1つの条約に加盟する関係当事者は、もう一方の条約によって提供される補償による恩恵を受けることが可能となる。

原子力施設および核物質の防護

フランス国防法第L.1333-1条において統制される核物質の防護および管理に関する規制の目的は、施設に貯蔵中または輸送中である核物質の紛失、盗難または不正流用もしくはかかる物質の変質、損傷または散逸計画を発見および阻止することである。

かかる規制は、核物質、原子力施設および原子力輸送の防護および管理に関する2009年9月17日付命令第2009-1120号により完全に改変され、フランス国防法に規定されている。かかる命令の主たる目的は、防護の範囲を核物質から核物質を貯蔵する原子力施設にまで拡大することであった。2011年に公表されたいくつかの命令は、事業者の義務を詳述している。

原子力発電所に関し、許認可がないと保有することのできない核物質を保管する施設の物理的防護に関する2011年6月10日付命令は、悪意ある行為により不履行または被害が発生した際に放射線の影響を与えるおそれがある核物質、原子力設備または原子力機能といった対象からの徹底的な防護に基づいている。したがって、事業者は、6つの区域（例えば、立入制限区域、枢要区域、内部区域等。）で構成されるいくつかの防護ラインを設置しなければならない。2015年9月15日付命令による改正後、フランス国防法第R.1333-4条に規定される安全性研究の評価内容によって、安全目標達成のために実施される対策が不十分であることが判明した場合、危険区域に安全装置を設置することが可能になった。

2011年6月9日付命令により、核物質の物理的監視ならびに核物質の会計状況および事業者の義務に関する制度が構築された。したがって、事業者は、許認可が公布された時点で特定された悪意ある行為からの物理的監視および会計を防護することを保証しなければならない。

核物質を保管する民間施設の保護の拡大に関する2015年6月2日付法律第2015-588号は、これらの施設への不法侵入に対して特別な軽犯罪を設定した。当該規則の施行のため、2015年10月8日付命令第2015-1255号により原子力立入制限区域（ZNAR）が創設され、各施設内での区画分けが義務付けられた。ZNARへの不法侵入は、1年の実刑判決および15,000ユーロの罰金が科される軽犯罪を構成する。これらの罰則は、加重する事態が発生した際には引き上げられる（グループが違反した場合は3年

の実刑判決および45,000ユーロの罰金が課され、凶器を使用または脅威により違反した場合には7年の実刑判決および100,000ユーロの罰金が課される。）。

(ハ) 化石燃料火力発電に適用される規制

EDFグループの火力発電事業は、フランスではICPE（「第2 3（3）⑥（ii）（イ）環境保護指定施設（ICPE）に適用される規制」を参照。）に適用される規制に服する。EDFの火力発電所はまた、一部の大気汚染物質の国内排出量の上限に関する2001年10月23日付欧州指令2001/81/EC（NEC指令）および大規模な燃焼発電所からの一部の汚染物質の大気中への排出量の制限に関する2001年10月23日付指令2001/80/EC（LCP指令）（2016年1月1日以降に廃止され、産業排出に関する2010年11月24日付指令2010/75/EU（IED指令）と置き換わった。）により採択された大気の質に関する特別規制を遵守しなくてはならない。これらの規制は、複数の命令、とりわけ20Mwth超の出力定格を有する既存の燃焼施設のボイラーに関する2003年7月30日付命令（2016年1月1日以降に廃止され、種別2910および種別2931に基づく許認可に服する20MW以上の出力定格を有する燃焼施設に関する2013年8月26日付命令と置き換わった。）によりフランス法に国内法化された。

大気中への排出に関する義務の免除は、2015年12月31日まで適用可能であった。かかる時点では、上記で言及したIED指令に基づく上限および免除は汚染レベルが適用されている規定を交渉する必要となるレベルにある海外県の発電施設および緊急システムといった特定の問題に特に適用される。2014年1月1日に発効された2013年8月26日付の2つの命令は、燃焼施設に適用されるすべての規定をまとめており、これらの施設が排出量の上限を超えることが認められる条件を特定している。

また、火力発電によるエネルギー生産は、セベソ3指令の規定ならびに財務保証を行う義務（「第2 3（3）⑥（ii）（イ）環境保護指定施設（ICPE）に適用される規制」を参照。）に服する。指定施設の分類を改定した2014年12月12日付命令第2014-1501号は、重油を保管する特定の火力施設をセベソ2指令に服させるものである。

中規模燃焼発電所からの特定の汚染物質の大気中への排出量の上限に関する2015年11月25日付指令2015/2193/EUは、2017年12月19日までにフランス法に国内法化されなければならない。当該指令は、中規模燃焼発電所から排出される二酸化硫黄（SO₂）、酸化窒素（NO_x）および煤塵による大気汚染を制限し、大気中の排出量と人の健康および環境衛生への潜在的リスクを軽減するための規則を規定している。該当する施設は、使用燃料の種類を問わず、1 MW以上50MW未満の火力出力定格を有する燃焼発電所である。

(二) 水力発電施設に適用される規制

フランスでは、水力発電施設は、フランス・エネルギー法の第L.511-1条以下に含まれる規定に服する。水力発電所は、命令により付与された委託契約（100MW超を発電する施設の場合）または県知事の命令による委託契約（4.5MWから100MWまでを発電する施設の場合）または県の許認可による委託契約（4.5MW未満の施設の場合）が必要である（水力発電委託に関しては「第23（2）①（iv）（イ）（d）水力発電に関する課題」を参照。）。

EDFの水力発電事業は、水力に関する実質的な規制の規定に服する。かかる規制は、とりわけ水位および水流量の変動、近隣地域の安全性および水力発電所の下流の地域の管理ならびに一般的に水資源の安定した管理の維持に関係する（「第23（3）⑥（i）環境、健康、衛生および安全性に適用される基本的規制」を参照。）。

水力発電委託契約の競争入札

水力発電委託契約の競争入札手続は、2016年4月1日まで、1994年10月13日付命令第94-894号（現在はフランス・エネルギー法の規制の部の第V編に組み込まれている。フランス・エネルギー法の規制の部の構成に関する2015年12月30日付命令第2015-1823号を参照。）によって引き続き統制される。この命令（2008年9月26日付命令第2008-1009号によって改正済）は、委託を、「サパン法」として知られる1993年1月29日付法律第93-122号に定義される公共サービス委託契約の法的枠組みの中に位置づけており、既受託事業者に対する従来の優先権は、EU法にそぐわないとの理由から、水および水域環境に関する法律（2006年12月30日付法律第2006-1772号）によって廃止されることが規定された。

現在、水力発電委託契約の発注は、2016年4月1日以降開始されるすべての手続について、2016年1月29日付命令第2016-65号およびその施行命令である委託契約に関する2016年2月1日付命令第2016-86号に統制されている。この規制は、上記の「サパン法」の規定を近代化してEU法（委託契約の発注に関する2014年2月26日付指令2014/23/EU）に適合させるため、当該規定を廃止した。

グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律は、政府に以下の可能性を提供することにより水力発電委託契約の法的枠組みを補完した。

- ・該当するすべての委託契約について新たな終了日を設定することにより「水圧で連結された施設のシリーズ」を形作る委託契約を統合する可能性（フランス・エネルギー法第L.521-16-1条および第L.521-16-2条）。
- ・それぞれが株式の少なくとも34%を保有する民間の事業者および公共部門（国家、地方自治体等）による半公共の水力発電会社（SEM）の設立の可能性（フランス・エネルギー法第L.521-18条以下）。
- ・国内のエネルギー政策目標の達成に必要な事業者の投資と引き換えに特定の委託契約を延長する可能性（フランス・エネルギー法第L.521-16-3条）。

上記の2015年8月17日付法律の規定の施行および水力発電委託契約の規制枠組みの近代化（特に、一般的な条項の新たな雛形が承認されたことにより、水力発電委託契約の発注手続の一部が明確化された。）を目的とした水力発電委託契約に関する命令案は、2015年10月20日にCSEの意見を得るために提出された。当該命令案は、成立後速やかに（おそらく2016年度上半期には）、現在は上記の1994年10月13日付命令の規定が組み込まれているフランス・エネルギー法の規制の部の第V編を、改正によって統合する予定である。

さらに、水力発電委託契約に関する他の規制案（特に、2015年10月12日にCSEに提出され、2015年8月17日付法律第119条が政府に付与する権限に基づき成立する、水力発電委託契約に適用される行政処分および刑事処分に関する規則を改正する命令案）も近い将来に採択される見込みである。

年間委託料

フランス・エネルギー法第L.523-2条に基づき、フランス・エネルギー法第L.521-16-2条または第L.521-16-3条に規定される条件に従って水力発電委託契約を更新または延長する時において、当該委託契約からの収益に比例する年間委託料が課され、かかる委託料の一部はフランス政府に対して支払われ、一部は使用する河川の流域にあたるフランスの県および地方自治体に支払われる。委託機関により、新規の委託または更新された委託契約について個別にそれぞれ上限が設定されている。2015年12月29日付法律第2015-1785号第69条（2016年予算法）は、この種の委託料が、2006年より前に更新された委託契約に適用される同法第L.523-1条に定める委託料の適用除外となる旨を明確に確認した。

施設の安全性

フランス環境法第R.214-112条以下には、認可、申告および委託契約に基づき運営がなされている水力発電施設の安全性に適用される規定が記載されている。ダムは、その性質（特にダムの高度および容量）によって3つのクラス（A、BおよびC）に分類される。この分類および施設に適用される法的規則に基づき、規制上、事業者または受託事業者は、当該施設の安全性を保証するための一定の義務（特に、危険分析の実行および更新。「第2 3（2）①（iv）（イ）（b）水力発電の安全性」を参照。）の履行が求められる。上記の水力発電委託契約に関する命令案には、施設に適用される法的規則を問わずに規制を統一するための規定が含まれている。

（ホ）再生可能エネルギー発電に適用される規制

「気候パッケージ」（「2020年エネルギー・気候パッケージ」として知られている。）とは、2020年までに欧州連合が温室効果ガス（GHG）の排出を20%削減すること、エネルギー効率を20%改善することおよびエネルギー消費の20%を再生可能エネルギー（REN）とすること、といった目標の達成を確実なものとするを目的とした一連の措置の枠組みである。「2020年エネルギー・気候パッケージ」は、2014年10月24日に採択され、GHG排出を1990年に比べて40%削減すること、エネルギー構成における再生可能エネルギーの割合を27%とすること、および省エネを27%改善することといった、2030年に向けた新しい目標を設定している。

「2030年エネルギー・気候パッケージ」を構成する5つの文書の1つが「REN指令」として知られる再生可能エネルギー源からのエネルギー利用の促進に関する2009年4月23日付指令2009/28/ECである。かかる指令は、特に各国の国内エネルギー構成、各国の潜在性およびGDPを考慮の上、2020年までに欧州連合の最終エネルギー消費における再生可能エネルギーを20%とする欧州連合目標達成のための取組みを加盟国間で分担し、加盟国が国内再生可能エネルギー行動計画を採択するよう義務付けている。

前述のREN指令第4条に基づき、フランスは、国内再生可能エネルギー行動計画（2009年－2020年）を採択した。かかる行動計画は、REN指令に基づき、2020年までに最終総エネルギー消費量における再生可能エネルギー源からのエネルギーを23%とする国内目標について規定している。またグリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律は、2030年までにエネルギー消費における再生可能エネルギーを32%とする目標について規定している。さらに、同法は、国内計画がPPEにおける再生可能エネルギーおよびエネルギー回収の開発に関する箇所と差し替わる旨を規定している。

REN指令の目標を達成するため、グルネル第二法は、様々な再生可能エネルギー分野間での均衡の取れた開発が可能となるような新たな土地計画手法を創設した。これには以下のものが含まれる。

- ・気候、大気およびエネルギーに関する地域基本計画（SRCAE）。その法的枠組みは、フランス環境法第L.222-1条から第L.222-3条および第R.222-1条から第R.222-7条の中に規定されている。2014年5月1日現在、すべての地域で、SRCAEの採択が行われた。
- ・再生可能エネルギー網への接続に関する地域枠組み（S3RER）。発電事業者の接続のための構成、承認規則、受入容量管理および財務条件は、フランス・エネルギー法第D.321-10条から第D.321-21条および第D.342-22条から第D.342-25条の中に規定されている。

REN指令第15条に基づき、2011年9月14日付政令（2013年7月16日付法第2013-619号により批准）によって再生可能エネルギー源の使用およびコジェネレーションによって生産された電源の保証に関する法規制が改正され、フランス・エネルギー法第L.314-14条以下に規定される。かかる新たなスキームおよび電源保証の管理（発行、譲渡および取消し）を担当する組織を任命する規則の導入条件は、フランス・エネルギー法第R.314-24条から第R.314-41条に規定されている。再生可能エネルギー源を利用した電力の発電および購入義務を負う事業者として、EDFグループは、かかる規定の影響を受ける。

また、グルネル第二法には、グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律により強化された洋上エネルギーの開発を後押しするための例外規定が含まれている。

また、企業生活の簡略化に関する2014年12月20日付法律第2014-1545号第18条は、海上公共領域にある再生可能エネルギーを生成する洋上施設およびかかる施設の結合構造について、政府が専用の包括的な承認システムを定める権利を与える。さらに、2016年1月8日付命令第2016-9号は、競争入札手続を落札した洋上再生可能エネルギー・プロジェクトに適用される法的手続を簡略化した。

また、グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律は、「再生可能エネルギー源から発電する施設」のために、許認可が発行されてからまたは通知されてから許認可を争うための4か月の例外的なアペール期間を規定している。

（ヘ）風力発電に適用される規制

フランス都市計画法第R.421-1条および第R.421-2条に従い、12メートル以上の高さの陸上風力発電所には建設許可の取得が必要である。公共海上領域における風力発電所の建設では、フランス都市計画法第R.421-8-1条に基づき、建設許可要件が免除される。

さらに、グルネル第二法は、第2980項の「1つ以上の風力発電機による機械風力エネルギーを利用した陸上発電施設」に規定される許認可または申告（「第2 3（3）⑥（ii）（イ）環境保護指定施設（ICPE）に適用される規制」を参照。）といった法制度に従い、陸上風力発電所は現在ICPEに適用されるリストに服する旨規定している。建設許認可の適用に関連して、許認可を必要とする風力発電所においては影響調査を行わなければならない、建築許認可書類とともに提出しなければならない。

グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律は、風力発電所と住宅との間に義務付けられる距離についての規定を改定し、最短距離（500メートル）は維持されたが、許認可申請の一環として行われる影響調査を考慮して拡張することができる。また、当該法律は、フランス都市計画法第L.146-4.I条に「海岸線」法の影響を受ける地方自治体での陸上風力発電所の設置を促進するための規定も加えた。軍事施設および軍事部門、気象観測機器ならびに航空施設に関して、風力発電所の設置に関する規定が、命令により明確にされる予定である。

風力発電所の事業者、またはかかる事業者が債務不履行を起こした場合には、その親会社が、理由の如何にかかわらず運営を停止し次第、その発電所の閉鎖および敷地の回復を行う責任を有している（フランス環境法第L.553-3条および第R.553-1条）。かかる目的に資するため、事業者は発電当初の段階およびそれに続く事業年度において財政保証を施すことが要求されている。

（ト）公共調達に適用される規制

公共調達に関する指令2014/24/EUならびにEDFが事業者として登録されている水、エネルギー、交通、および郵便部門で活動する企業による調達に関する指令2014/25/EUは、以下の政令および命令により国内法化された。

- ・公共調達に関する2015年7月23日付政令第2015-899号（現在、公共調達法（*Code des Marchés Publics*）および2005年6月6日付政令第2005-649号に規定されている様々な競争入札手続を統合する。）。
- ・2015年7月23日付命令に関する2016年3月25日付命令第2016-260号。

これらの文書は2016年4月1日に効力が発生した。

⑦ エネルギー卸売市場に関する規制

金融市場に適用される市場での不正行為に関する指令2003/6/ECに含まれる規則（「第5 5（1）① コーポレート・ガバナンス規約」を参照。）に着想を得て、2011年12月28日付でエネルギー卸売市場の統合性および透明性に関する「REMIT」規則として知られる規則（EU）第1227/2011号が発効した。この規則は、エネルギー卸売市場における不正行為および操作の防止ならびに市場参加者および消費者の信頼の強化を目的としている。

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

欧州のエネルギー規制機関調整庁（ACER）は、内部情報および市場操作に基づく取引を発見し、防止するために、エネルギー商品の卸売取引を監視する責務を主に負っている。

また、ACERは市場を評価および監視するのに必要なデータを収集し、このため同規則は、市場参加者または当該市場参加者に代わり権限を与えられた者に、ACERに対してエネルギー卸売市場取引の詳細な書面を提出するよう規定している。

さらに、ACERへの届出が必須である取引を行う市場参加者は、それらが設立された加盟国の国内規制当局（フランスにおいてはCRE）において登録を行わなければならない、それらが欧州連合内で設立されていない場合には、それらが事業を行う加盟国で登録を行うものとする。

⑧ EDFグループの事業に影響を与える可能性が高い主要な規制案

共同体レベルおよびフランスの双方においていくつかの規制案は、EDFグループの事業に多大に影響する可能性がある。主な規制は以下のとおりである。

(i) 欧州レベルでの今後の規制

欧州エネルギー同盟

2015年2月25日に、欧州委員会は欧州エネルギー同盟を設立する政策を発表した。この「欧州エネルギー同盟」という枠組みは、いくつかの法律の改定を提唱し、以下の3つのコミュニケーションの要点に基づくものである。

- ・先見性のある気候変動政策を有する弾力的なエネルギー同盟となるための戦略的な枠組み。
- ・パリ協定の一環としての、2020年以降の世界的気候変動の対策のためのプログラム。
- ・エネルギー部門における、10%の相互接続の目標の達成。

本エネルギー同盟には、供給保証、域内のエネルギー市場、エネルギー効率、二酸化炭素排出量の削減およびエネルギー分野における研究とイノベーションの5つの側面がある。これらの側面については、今後数年間にわたりそれぞれ措置が開発および実行される予定である。

2015年11月10日付プレスリリースで、欧州議会の産業・研究・エネルギー委員会は欧州エネルギー同盟の設立に関する要求を発表した。

2015年11月18日に、欧州連合は本エネルギー同盟の状況についての報告を公表した。当該報告は過去9か月間での進展を説明し、2016年に向けた措置の重要点を言明し、地域、国および欧州レベルで実行しなくてはならない政策に関する初期の結論を出した。かかる報告には、各加盟国における国レベルでの本エネルギー同盟の進展を評価した28枚の情報シートが含まれている。また、かかる報告は本エネルギー同盟に向けたロードマップを提示している。

環境

2030年エネルギー・気候変動パッケージ

2014年10月24日、欧州連合の加盟国28か国は2030年気候変動・エネルギーに関する目標および政策（「2030年エネルギー・気候変動パッケージ」として知られる。）について合意に達した。この期間内で、欧州連合の温室効果ガス排出を（1990年と比較して）少なくとも40%削減すること、欧州連合のエネルギー消費のうちの再生可能エネルギーの割合を27%に増加することおよびエネルギー効率を27%に改善することが目標として当該合意に含まれている。気候行動・エネルギーの欧州委員会委員は、2030年エネルギー・気候変動パッケージを法制として立案する旨を発表した。したがって、2015年7月15日、欧州委員会は、2021年から2030年の期間における共同体の中での温室効果ガス排出枠取引スキームを創設した2003年10月13日付指令（「ETS指令」）を修正するための指令案を提示した。かかる修正案は、今後数か月間のうちに議会および理事会に提出される予定である。

原子力施設の安全性および統制に関する規則

2014年7月、欧州連合理事会は、原子力施設の原子力の安全性の共同体枠組みを定めた指令2009/71/Euratomを改定した2014年7月8日付理事会指令2014/87/Euratomを採択した。改定された指令は、福島事故を受けて、高水準の原子力の安全性および統制の統一的な適用を確保するべく欧州の原子力安全の枠組みを更新することを目的とする。加盟国は、2017年8月14日までにかかる指令を国内法化しなければならない。

(ii) 国レベル（フランス）での今後の規制

生物多様性、自然および景観の再生に関する法案

2012年の環境会議で発表された生物多様性、自然および景観の再生に関する法案は、2015年3月24日の第1読会にてフランス議会により採択された。当該法律により、生物多様性の保護が改善され、フランス生物多様性当局が設立される予定である。また、当該法律は、政府が2013年9月に発表した環境破壊に対する補償の法律の規定も含む。かかる法律は現在、上下両院でまとめられている（2016年1月26日に上院により採択された後、2016年3月17日の第2読会にてフランス議会により採択された。）。

環境法の改革

環境法の近代化のフォーラムの一環として、環境法の適用を簡略化してより効率的にすることを目的とした改革が始まった。生態学的移行国家諮問委員会（CNTE）内に設置された環境法の近代化の専門委員会の支援の下で、政府は当該改革の準備作業を現在進めている。2015年8月6日付「マクロン」法は、かかる作業中になされたいくつかの提案の遂行を、命令を通して規定している。かかる提案は（i）エネルギー移行を促進するための建設および開発作業の完成を早めること、（ii）環境

評価を修正し、影響調査に関する2014年4月16日付指令2014/52/EUの規定を法律化すること、ならびに(iii)環境紛争の解決を早めることを目的とした対策を含まなくてはならない。

全国三部会と平行して、2015年1月6日、エコロジー担当大臣は、市民参画の改革のための具体的な提案を生み出すために、環境に関する「参加民主主義」のワークショップを発足した。ワークショップでなされた提案は、「マクロン」法に含まれており、命令を通して市民参画のための法的枠組みを改革する権限を政府に与える。発表される方策においては、特に許認可申請の提出前の公開討議の段階における参画が強化される予定である。

マクロン法によって規定されている命令は、2016年8月7日より前に発表される予定である。

これらのすべての改革は、EDFグループのプロジェクトに適用される承認手続に影響を与える可能性がある。

非財務報告

欧州レベルでは、加盟国間の非財務情報の透明性を高めることを目的とした2014年10月22日付指令2014/95/EUが「環境問題、社会および従業員に関連する問題、人権の尊重、反汚職ならびに賄賂問題」に関する情報を含めた非財務報告書を作成するための大規模な取り決めを必要とする。また、これらの取り決めは「監督、管理および監査機関に関連して適用される多様性の政策の詳細」を提供しなければならない。フランスは、2016年12月6日までに当該指令を国内法化しなくてはならない。

親会社および主要請負業者の警戒義務に関する法案

当該法案には、大企業およびその傘下にある企業の活動ならびにかかる企業の下請業者および供給業者の活動によって起こる人権および基本的自由の違反、深刻な人身もしくは環境への被害または健康リスクなどのリスクの具体化を認識および阻止し、大企業が警戒計画を立て、その「効果的な」導入を保証する義務が含まれている。当該法案には、かかる義務の遵守に関して裁判所による検証・制裁の制度が含まれている。議会は当該法案を2015年3月30日の第1読会にて採択した。上院は2015年11月18日に当該法案を否決したが、フランス議会が2016年3月23日の第2読会にて採択した。

4【関係会社の状況】

(1) 親会社

詳細については、「第5 1 (4) 所有者別状況」を参照。

(2) 子会社等

当グループの連結の範囲に含まれる子会社、ジョイント・ベンチャーおよび関連会社の一覧については、2015年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記5「連結範囲の変更」を参照。

① ENGIE (旧GDF SUEZ) との関係

電力およびガスの供給をそれぞれ行っているEDFおよびGaz de Franceグループの2つの子会社のERDFおよびGRDFが共有する共益サービスの任務は、フランス・エネルギー法第L.111-71条に定義されているとおり、電力およびガスの供給において、体制の構築、プロジェクト管理、ネットワークの運営および維持管理ならびに計量作業を行うことである。両社は法人格を有しない。組織上および機能上の規則については、「第2 3 (2) ④ (ii) (ハ) ERDFおよびGRDFによる共同サービス」を参照。

② 公共部門の企業との関係

公共部門の企業との関係は、主にAREVAグループが関係する。AREVAとの取引は、核燃料サイクルの上流部門、核燃料サイクルの終了ならびに発電所の維持管理および設備の購入が関係してくる。これらの関係については主に「第3 4 (3) 依存因子」、「第2 3 (2) ① (i) (ニ) 核燃料サイクルおよび関連する問題」、「第2 3 (2) ① (i) (ホ) フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備」、「第2 3 (2) ① (ii) (ロ) フラマンビルのEPRプロジェクトの進行状況」、「第2 3 (2) ① (i) (ヘ) 原子力発電所の廃炉」および2015年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記48に記載されている。

上記の契約に加え、EDFおよびAREVAは、2015年7月30日、両社間の協定プロジェクトに関する協議の進展を正式なものにする覚書を締結した（「第2 3 (2) ① (ii) (ハ) (b) AREVAとの協定」を参照。）。

③ 当グループの組織

(i) 組織概要

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、2015年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記51を参照。

(ii) 当グループ内の契約

EDFおよびその子会社との間で締結されたキャッシュ・プーリング契約

EDFが設定したキャッシュ・プーリング・システムは、子会社のすべての現金ポジションを集約するものであり、これにより当グループの流動性が最適化される。キャッシュ・プーリングの本質は、子会社のすべての現金残高を親会社のレベルに集約する点にある。特定のフランス国内および国外の子会社は組み込まれているが、RTEは組み込まれていない。

EDFグループ内の企業のためのキャッシュ・プーリング・システムは、キャッシュ契約によって定められている。EDFと各子会社との二者間契約が、残高の支払い等、各手順の具体的な条件を明確にしている。

国際的なレベルでは、システムに組み込まれている子会社はキャッシュセンターとして機能するEDFと包括契約を締結している。

EDFはまた、フランスの国内子会社からのすべての通貨フローを集中させている。

EDFおよびその子会社間の資金の流れ

以上のキャッシュ・プーリング契約に関する資金の流れに加え、EDFおよびその子会社間の資金の流れは、当グループ内の配当の分配とも関連している。当グループの複数の子会社（EDF Energyを含む。）により支払われる配当の大部分はEDF Internationalのみに対して支払われている。2015年にEDF Internationalが受け取った配当の合計は、217百万ユーロである。2015年にEDFは連結子会社から合計2,066百万ユーロを受け取った。

EDFとその子会社間のその他の資金の流動形態は、主に当グループの親会社が一部の子会社の利益のために行う融資、資産譲渡および保証に相当する。

2006年に決定された当グループの資金集中政策の中で、EDFは、子会社の資金を集中させている。これに関連して、EDFはベルギーに、中長期のグループ内資金を供与するための子会社であるEDF Investissementsグループを設立した。

さらに、核燃料の購入（子会社であるEDF Energyのための購入を含む。）は、EDF SAにより集中管理されている。

子会社の支払った費用に関する資金の流動については、グループ内サービスの提供に関する契約が、2012年以降の連結範囲に含まれる主要な子会社との間で締結された。またEDFは、特定の子会社または当グループ外の事業体に対して、一定のサービスを提供することが求められる場合がある。さらに、EDFブランドを発展させる業務を行うにあたり、当社はEDFブランドを使用する子会社との間でライセンス契約を締結した。

5【従業員の状況】

変化する環境の中で、人的側面は、当グループの業績において重要な要素であり、これまで以上にEDFの戦略的計画の中心となっている。

EDFは、その労働に関する課題に対応するために、従業員の技術を向上させ、プロフィールの多様性を育てることで、社会的責任を有し、かつ積極的に雇用を行う雇用者であり続け、またプロフェッショナリズムおよびその従業員の意欲的関与に関してリーダーであり続けなければならない。当グループはまた、長期的な実績を保証するために、参加型アプローチを推奨し、優れた実務の共有を容易にすることにより、社会革新という観点で実例を示すことを目的としている。

当グループが業務を行っているすべての場所において、自己の従業員およびその業務委託業者の健康および安全は、絶対的に優先される事項である。EDFは、フランス国内およびフランス国外のいずれにおいても、統合されたグループとして、その価値に従い行動しており、そのすべてのスタッフに誠実性を示し、基本的権利を尊重することを求めている。

CAP2030の一環として今年は「人事目標」が定義された。これは実務的な措置を通して実施される、以下の5つの基本的価値観に基づく。

- ・デジタル文化および新たな働き方を発展させること
- ・人に説明責任を負わせ、作業手法を簡略化すること
- ・技能を伸ばし、適応すること
- ・認識モデルを変化させること
- ・主要な健康および安全性に関する基準を設定すること

（１）優れた専門性：雇用および技能開発

① 2015年における当グループの安定的な従業員数

2015年12月31日現在、EDFグループの連結従業員数は総計約159,000名（その45%を占めるEDFの従業員および25%を占めるERDFの従業員を含む。）であった。

フランス国内の当グループの従業員数

2015年のフランス国内における当グループの主要な2社（EDFおよびERDF）の従業員数は安定しており、退職者の置換率は100%超であった。以下の表は、過去3事業年度のフランス国内における当グループの従業員数の内訳を示したものである。

	2015年	2014年	2013年
EDF - 非規制分野	71,580	72,181	71,088
発電・エンジニアリング	41,789	41,545	40,268
小売業	10,860	11,543	11,731
本社	11,450	11,473	11,475
島部エネルギー・システム	2,985	3,005	3,086
EGI契約による雇用ではないCDI（無期契約）および CDD（臨時契約）	4,496	4,615	4,528
ERDF - 規制分野	39,030	38,859	38,666
その他のフランス国内の子会社：	22,796	21,067	19,738
Électricité de Strasbourg、TIRU、EDF EN、SOCODEI、 CHAM、EDF PEI、EDF Optimal Solutions (2013年および2014年)	6,760	6,860	6,682
Dalkia、Citelum	16,036	14,207	n.a.
フランス国内合計	133,406	132,107	129,492

n.a. = 該当なし。

当グループのフランス国外の従業員数（連結子会社）

以下の表は、過去3事業年度の、連結範囲に含まれる国外の子会社および株式保有会社の従業員の内訳（当グループ内の割当て）を示したものである。

	2015年	2014年	2013年
EDF Energy (英国)	13,920	14,716	15,162
EDF Trading (英国)	988	1,011	1,028
Edison (イタリア)	3,066	3,101	3,240
その他の国外の子会社：	7,732	7,226	9,545
東欧	3,938	4,257	4,699
西部欧州諸国および地中海 - アフリカ諸国	3,467	2,804	3,350
アジア太平洋	224	76	74
アメリカ	103	89	1,422
フランス国外合計	25,706	26,054	28,975

以下の表は、2015年における当グループ（フランス国内外）の年齢別従業員数を示したものである。

	25歳未満	25歳以上 35歳以下	36歳以上 45歳以下	46歳以上 55歳以下	55歳超
当グループの従業員数	12,279	44,937	40,001	44,805	17,092

(2) 雇用主の建設努力への参加

EDFは、毎年フランス建設努力プログラムに参加する義務を負っている。その負担額は人件費総額の0.45%であり、2015年は約18百万ユーロ（2014年は17.6百万ユーロ）であった。

この支払いの代わりに、EDFの従業員はその住居移動を容易にすることを目的としたサービス（賃貸支援、住居の購入支援、引越し支援、融資のアドバイス）を受けることができる。

(3) 持ち家助成ローン

EDFは社会政策の一環として、従業員が持ち家を購入するための支援を行っている。Crédit Immobilier de France (CIF) とのパートナーシップにより、CIFは当社の従業員に対する融資の創出、提供および管理を引き受けている。EDFはCIFに対し、CIFがEDFの従業員に対して行う融資の利率と2005年にCIFに対して行われた銀行調査の結果により得られた利率との差を埋めるための補償をする。

2015年12月31日現在、EDFの貸借対照表における個人向住宅ローンの非証券化残高は、3.3百万ユーロであった（2014年12月31日現在は3.9百万ユーロ）。

第3【事業の状況】

1【業績等の概要】

詳細については、「第3 7 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

2015年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記7「売上高」を参照。

(2) EDFの連結負債の変動

詳細については、「第3 7 (5) ②純負債額」を参照。

(3) シンジケート・ローン

詳細については、「第3 7 (6) ① (i) 流動性ポジションおよび流動性リスクの管理」を参照。

2015年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記38.2.5「与信枠」を参照。

(4) 格付

詳細については、「第3 7 (6) ① (ii) 格付」を参照。

2【生産、受注及び販売の状況】

「第2 3 事業の内容」および「第3 7 財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析」を参照。

3【対処すべき課題】

詳細については、「第2 3 (1) 当グループの戦略」を参照。

4【事業等のリスク】

当グループは、大きく変化し、様々なリスクが生じる環境の中で事業を行っている。そのうちのいくつかのものは、当グループが制御できるものではなく、また当グループの事業の運営に内在するリスクに加えて生じるものである。当グループが晒されていると考えている重要なリスクを以下に説明する。以下のうち、単独または複数のリスクが、当グループの事業またはその業績に悪影響をもたらす可能性がある。さらに、当グループが現在は認識していないかまたは現在は重要でないと考えているその他のリスクもまた、悪影響を与える可能性がある。

特に、当グループは、そのあらゆる事業および様々な市場における法的リスクに直面している。とりわけ法令上および規制上の枠組み、営業活動、設立されたパートナーシップおよび顧客と供給業者との間で締結された契約に関する法的リスクについては、下記に記載されており、「第3 4 (3) 依存因子」においても述べられている。当グループが関係している主な訴訟、手続および仲裁については、「第6 3 (2) 訴訟および仲裁手続」に記載されている。

以下のリスクは、欧州エネルギー市場および当グループの事業に関連するリスク、当グループの原子力事業に関する特定リスク、当グループの組織および変更に関するリスクならびにEDFの資本構造および株式公開に関連するリスクである。

当グループが晒されているリスクを統制するために当グループが実施している手続については、「第3 4 (2) 当グループの事業管理および統制組織」に記載されている。

(1) 当グループが晒されるリスク

① 欧州エネルギー市場に関連するリスク

当グループは、欧州のエネルギー市場（特に当グループの主要市場であるフランスの電力市場）において厳しい競争に直面している。

フランス国内では、2007年7月1日以降、電力市場は、完全に自由な競争市場となった。EDFのすべての顧客は、電力供給業者を選択することができるため、EDFの競合事業者のいずれをも選択することができる（「第2 3 (2) ② (i) フランス市場について」を参照。）。EDFは、競合が激化する中（新たな規制、新たな競合者の出現、既存の競合者の合併、市場価格の変

動等)、競争に対処するための準備ができています。36kVA超の電力の申請をしている施設に関して、2015年12月31日で規制料金が終了したことにより、EDFは市場シェアを失った(「第2 3 (2) ② (i) (ハ) 規制電力販売料金契約」を参照。)。この市場シェアの減少は、消費および価格水準が一定の場合、フランスにおける当グループの売上高に悪影響を与えることが予想される。また、EDFは、目標を達成するために、マーケティング費用または利益率の適応(特に価格競争となった場合。)を余儀なくされる可能性があり、その場合、EDFの収益性に悪影響を与える可能性がある。

その他の欧州では、当グループは、競争状況(市場の完全自由化、競合者の状況、規制等)に応じて様々な局面に直面している。したがって、一部の国(または国の一部の地域)においては、当グループは、フランス国内同様、市場シェアを守るために守勢的戦略を進めなければならない。これに対し、他の国においては、当グループは、市場シェア獲得に向けた攻勢的戦略を進めなければならない。当グループが直面する競争の種類、競争の拡大および競争が当グループの事業およびその業績に与える影響は、国ごとに異なる。これらの要因は、当該国の規制緩和の進捗および当グループが制御し得ないその他の要因に依存している。

この状況の下では、当グループが欧州の電力市場に好機があると考えていても、当グループは、その市場シェアを守ることができないもしくは予想される市場シェアを獲得できない可能性または当グループの利益率が減少する可能性があり、その場合、当グループの事業、戦略および財務実績に悪影響を与える可能性がある。

当グループは、発電した電力を販売する際、直接または間接的に欧州のエネルギー卸売価格に晒される。

欧州エネルギー市場における現在の低価格が長引けば、当グループは売上高および資産価値の両方に関してリスクに晒される。

実際、当グループはエネルギー発電量の大部分を、欧州市場において、または程度の差はあれ市場価格に連動した規制価格もしくは契約価格によって、販売している。この割合は、2014年と、特にエネルギー市場価格がARENH価格(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(*accés regule a l'electricite nucleaire historique*))を下回った2015年に、特に増加した。36kVA超の電力の申請をしている施設に関して規制料金が終了することにより、2016年にはこの割合がさらに増加すると予測される。現在の価格水準は、売上高、期待利益率および業績を大いに不安定にするものである。このような価格水準が続けば、欧州を中心に、当グループの発電ユニットの利益性にも影響を与える可能性がある。

これらの価格水準には、世界市場におけるコモディティ価格、需要と供給のバランス、ならびに価格決定および税制または一部の生産手段に支給される助成金等、様々な要因が影響している。このため、当グループは、当グループの事業、資産および財務業績が、エネルギー市場価格の変動による悪影響を回避しようと保証することはできない。

エネルギー分野の自由化に関する法律上の枠組みは、最近整備されたものである。同枠組みは、将来的に変更され、より制約的になる可能性がある。

フランス国内および国外における当グループの事業は、多くの規制の対象となっている(「第2 3 (3) 法令および規制に関する環境」を参照。)。また、法律は国によって様々で、欧州連合内においても、その指令が一般的枠組みを定めているに過ぎない。

エネルギー分野の自由化を組織する法律上の枠組みは、比較的最近のものである。したがって、その法律上の枠組みは、将来的に変更される可能性があり、その変更は当グループにとって不利な変更となる場合もあり、具体的には、追加費用の発生、当グループの成長モデルとの不適合、当グループが事業を行う競争環境の変化につながり、また既存および今後の発電ユニットの収益性に影響を与える可能性もある。

当グループは、そのフランスの電力市場における地位から、競合事業者に比べてその拡大が制限されるリスクに直面している。

EDFは、市場の自由化に伴い市場シェアに減少が見られるものの、今後数年間にわたりフランス電力市場(特に、発電および供給)において最大の事業者の地位を維持するものと予想される。

グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律第2015-992号は、発電設備に対する追加的な制限(フランス国内の発電において原子力が占める割合を50%に削減し、原子力発電の認可された合計容量の上限を63.2GWとする。)および当社の統治に対する追加的な制限(国内における発電量の3分の1超を発電する事業者が、多年度エネルギープログラム(PPE)において設定される目標を達成するために合意した実施行為について要約した戦略的計画を立案する義務、および事業者による投資決定が戦略的計画またはPPEの目的と矛盾する場合に、事業者に対してなされる、かかる投資決定に反対する権限が付与された検査官の任命)を課している。

EDFは、競争および非差別化に関して適用される規則を遵守しており、今後も引き続き厳格に遵守する予定であるが、競合事業者が、これらの規則が遵守されていないとの理由で申し立て、訴訟を提起しており、また、提起する可能性があり、かかる訴訟において当グループの利益に反する判決が出される可能性がある。

さらに、特定のエネルギー市場において競争を維持または促進する目的で、当グループの経済的もしくは財務的利益に反する決定または一体としてバランスのとれた事業者としての当グループのモデルに影響する決定が、関係当局または特定の政府によって下される可能性がある（特に、「第2 3（3）③（i）欧州の規制」および「第6 3（2）① EDFに関する法的手続」を参照。）。これは、当グループのモデル、事業および財務実績に重大な悪影響を与える可能性がある。

送配電事業の独立運営を要求する法令および規制により、これらの事業に対する支配が制限される。

Reseau de Transport d'Électricité (RTE) およびElectricité Réseau Distribution France (ERDF) がそれぞれ行う送配電事業は、すべての利用者が公平にアクセスできるよう、発電事業およびマーケティング事業からの独立性を確保する方法で運営されている（「第2 3（2）④フランスの規制業務」を参照。）。

現行の法令および規制に従って、EDFは、発電および供給事業から独立して送配電網の管理をしており、その完全子会社に送配電事業を委譲した。EDFは、フランスにおけるEDFの送配電事業の見通しおよび収益性に影響を与える可能性のある一定の戦略および業務上の決定について支配権を失うことによる影響を受けており、今後も受ける可能性がある（「第2 3（3）法令および規制に関する環境」を参照。）。同時に、EDFは、EDFの事業、第三者に対する潜在的な責任ならびに資産の収益性に影響を与える要因に関連する特定リスクに引き続き晒されることになる。

当グループは、当グループが送電網もしくは配電網を保有するかまたは運営している国において同様の規制上の制限に従っている場合に同様のリスクに直面する可能性がある。

② 当グループの事業に関連するリスク

当グループは、自然環境または人的環境に甚大な被害を与える可能性のある施設を運営しており、かかる施設は、事故、自然災害または外的攻撃によって深刻な影響を受ける可能性がある。

原子力施設に特有のリスク要因は、「第3 4（1）③ 当グループの原子力事業に関する特定リスク」に別に記載されている。

送配電施設内またはその周囲で働く人員は、事故、エラーまたは過失行為があった場合には電気ショックおよび感電リスクに晒される可能性がある。これについて、当グループは、事故防止および安全対策を講じている。しかしながら、当グループは、これらの対策がすべての事象に対して実際に十分であると保証することはできない。

電磁場（EMF）（特に当グループが運営する電線付近の電磁場）に晒された場合の人体の健康リスクが、フランス国内および国外において問題となっている。過去20年間にわたって行われた研究によれば、EMFに晒された場合の健康リスクの存在は証明されていない。また、世界保健機関（WHO）は、2007年6月に発表されたレポートでは、健康リスクはあるとしても低く、恣意的に低い曝露限度の採用は正当とは認められないと考えている。2010年に、RTEは、フランス市長協会と共同で、高電圧電線および超高電圧送電線の近くに所在する18,000の地方自治体の市長を対象に、超低周波（50ヘルツ）の電磁場に関する情報および測定キャンペーンを開始した。かかる共同キャンペーンは、EMFに関する既存の情報を強化するものであり、またかかる構築物に関して近隣者からの質問に対して率直に回答することを目的としている。

フランス政府は、これに関してRTEが行っている透明性への努力を支持し支援している。2010年7月12日付法律第2010-788号（グルネル第二法）の適用に際し、2011年12月1日付命令において、高電圧構築物から生じる電磁場を管理し監視するための計画が採択された。これに関連して、RTEはこれらの測定結果をEMF専用の「key to the fields」情報のウェブサイトに掲載する。現時点で30年分の研究結果が公開されているが、EMFへ晒されることに関連する健康リスクに関する医療知識が変化する可能性、かかるリスクに関して公衆がより敏感になる可能性、また予防措置の指針が広範に適用される可能性を排除することはできない。かかる努力にもかかわらず、EDFグループは、引き続き訴訟の増加に晒されることになるかまたは本件により送配電網の運営もしくは建設に対し、より厳格な、費用のかかる対策を講じることとなる可能性がある（「第2 3（3）⑥（i）環境、健康、衛生および安全性に適用される基本的規制」を参照。）。

より一般的な問題として、当グループが現在フランス国内または国外で運営しているまたは過去に運営してきた施設が、産業事故や環境面および公衆衛生面での影響（排出物の不十分な管理、加圧下の石油で絶縁された電力供給線の漏電、施設の浄化の失敗、病原性微生物、アスベスト、ポリ塩化ビフェニル（PCB）、温室効果ガスの排出量等）の発生源となるかまたはなっていた可能性がある。特に、施設（火力発電所、変圧所、炭化水素の探査および産出、貯蔵容量等）によっては大量の有害物質（具体的にはガスや燃料油等の爆発物または可燃物）が保管されている。これらの施設は、同様のリスクに晒される他の事業が行われている産業地域に位置している場合があり、したがって、かかる地域では、当グループの施設が、他の事業者が所有する当グループの管理下でない近隣の施設で起きる事故の影響を受ける可能性がある。

当グループは、ISO 14001に従い（「第3 4（2）⑥（iv）産業事故または当グループによる環境上および衛生上の影響に関連するリスクの管理」を参照。）、当グループが運営する施設によって引き起こされる産業事故または環境被害に関して、適切な防止策および必要であれば修理のための対策を講じている。これらの対策は、特に、当グループの施設で火災・爆発等の事故が発生するリスクのみならず、第三者が所有する近隣施設で発生する火災・爆発等の事故の影響からも当グループを保護するためのものである。しかしながら、一般に、当グループは、上記のいずれかの事象が仮に発生した際にこれらのリスク

を統制するための対策が完全に効果的であると保証することはできない。上記に記載する種類の事故は、人、建物および事業継続に深刻な影響を与える可能性があり、当グループの責任が問われる可能性がある。当グループが加入している民事責任保険および損害保険の補償範囲は著しく不十分である可能性があり、また、当グループが、現在加入している保険と同水準の補償範囲の保険を同額の保険料で維持できるという保証はない。ここ数年にみられる自然災害の頻度および規模により、保険市場および再保険市場の能力ならびに当グループの民事責任保険および損害保険の補償範囲に多大な影響が及ぶ可能性があり、また実際に影響が及んだ。また、かかる事故によって、影響を受けた施設および同じリスクがあると判断される類似の施設の閉鎖につながる可能性がある（「第3 4（2）⑥産業リスクおよび環境リスクの管理」および「第3 4（2）⑦保険」を参照。）。

さらに、当グループまたはその従業員が運営する施設または資産は、外的攻撃またはあらゆる種類の悪意による行為の標的となる可能性がある。安全対策は、施設および敷地の設計時に組み込まれ、防護対策は、EDFにより実施された。さらに、様々な攻撃に対抗する安全対策が、公的機関と共同で行われた。しかしながら、外的脅威に対するすべての安全対策と同様に、当グループは、あらゆる事態にそれらが完全に効果的であると保証することはできない。これらの施設に対する攻撃または悪意による行為は、人および建物への被害、対策が不足しているとの判断を理由とする当グループへの責任追及ならびに業務の中断等の結果をもたらす可能性がある。また、当グループは、デリケートな敷地および重要な基幹施設の防護に関して、欧州およびフランスの法律がさらに制限的になり、当グループにとって追加の投資および費用が発生するようなことにならないと保証することはできない。

これらの事象はいずれも、当グループのイメージ、事業、業績および財務状態に重大な悪影響を与える可能性がある。

当グループの収益の大部分は、規制料金の対象となる事業から得られており、当該規制料金の変更は、当グループの業績に影響を与える可能性がある。

フランスでは、EDFグループの収益の大部分は、公的機関または規制当局により定められる規制料金に依存している（統合規制販売料金およびTURPEについては、「第2 3（2）④（iv）公共送配電網使用料金（TURPE）」を参照。）。規制当局が介入して料金を定めるかかる方法は、当グループが事業展開している他の国においても適用される。

料金に対する権利について規定した原則は、2010年12月7日付法律第2010-1488号（NOME法）において再統合され、フランス・エネルギー法第L.337-7条ないし第L.337-9条および第L.445-5条において成文化された（「第2 3（2）②（i）（ハ）規制電力販売料金契約」を参照。）。公的機関および規制当局は、サービスの質を変えずに料金の引上幅を制限または阻止することを決定する場合もある。かかる当局はまた、かかる規制料金のアクセス条件を変更する場合もある。料金設定の決定に対して、一部の利害関係者が法廷で異議を申し立てる場合もある。

NOME法は、EDFと競合する電力供給業者のために、既存の原子力発電所からの電力に対する規制されたアクセス（*accès régulé à l'énergie nucléaire historique*またはARENH）も規定した（「第2 3（2）③（iii）既存の原子力発電所からの電力に対する規制されたアクセス（*Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique*またはARENH）」を参照。）。規制されたARENH価格は、規制料金の固定に用いる価格の参照とするものである。ARENHの参照価格を決定する新たな手続が導入されるまでは、価格は42ユーロ/MWhに維持される。これらの手続を規定する命令案は、2014年7月初めに欧州委員会へ提出された。

当グループは、規制販売料金または購入価格が、当グループの短期的、中期的もしくは長期的な投資能力または所有権を維持し、かつ当グループの発電資産、送電資産および配電資産に投下した資本に見合った利益を確保できるレベルで常に設定されると保証することもできない。

EDFは、一定の責務（特に公共サービス責務）を負っており、かかる責務に関連して追加費用が発生した場合には補償がなされる制度が設けられているが、その全額が補償されない可能性があり、また、かかる補償制度が変更される可能性がある。

フランス政府およびEDFが2005年10月24日に締結した公共サービス契約は、法律（特にフランス・エネルギー法第L.121-1条以下）に基づきEDFが履行責任を負う公共サービス責務の目的および条件を規定しており、かかる責務の履行に関してEDFが補償の対象となる制度について規定している（「第2 3（3）②フランスにおける公共サービス」を参照。）。

配電網に直接接続する再生可能エネルギーの開発により、特定の地域において、変電所および電力網の受入容量が飽和状態となる可能性がある。かかる飽和状態は、ERDFが特定の事業者を切断するかまたは大幅な遅れをもって接続した場合、地域格差および紛争のリスクが生じる可能性がある。これに関連する費用が考慮されないリスクがあるものの、かかる地域において新規投資は必要となるであろう。

EDFは、公共サービス責務の履行に関して適用される法および規制によって規定される補償制度が、かかる責務の履行のために発生した追加費用の全額補償を提供することを保証することはできない。さらに、特に新たな公共サービス契約の交渉中には、かかる補償制度そのものが変更される可能性がないと断言することもできず、また既存の制度が、公共サービス責務に関連してEDFに新たに課される義務に関連して発生する可能性のある潜在的な追加費用を完全に賄うことができると保証することもできない。

上記の事象のいずれかが発生した場合、EDFの事業および財務実績に悪影響を与える可能性がある。

当グループの事業には多くの行政上の認可が義務付けられており、認可取得が困難となるかまたは著しく厳しい条件でしか取得できなくなる可能性がある。かかる認可に対して不服申立てがなされる可能性もあり、その場合、当グループの事業が悪影響を受ける可能性がある。

当グループの産業活動（発電、送電および配電）の運営および発展には、フランス国内および国外において、地方レベルおよび全国レベルの両方で多くの行政上の認可が必要である。認可の取得および更新の手続は、複雑かつ長期間に及ぶ可能性がある。かかる認可の取得は機械的なものではなく、取得の条件は変更される可能性があり、常に予測可能であるとは限らない。これらの認可がなされた場合であっても、利害関係者がこれに対して不服申立てを行う可能性がある（「第6 3（2）訴訟および仲裁手続」を参照。）。したがって、EDFグループは、認可の取得または更新に関する要件を充たすために多額の費用を負担することとなる場合がある（例えば、認可申請の準備費用、認可が下りる前に設置が義務付けられる設備に関連した費用、または建設予定の構造物の環境への影響の相殺等）。これにより当グループの産業活動が不利な立場になる可能性もある。認可が維持または更新できなかった場合の当グループの産業活動の遅延、巨額の費用負担または停止は、当グループの事業および収益性に悪影響を与える可能性がある。また当グループは、必要な許認可を取得せずに資源を投入する可能性があるため、プロジェクトの中止または撤退を余儀なくされることがあり、その場合、当グループの事業、発展または財務実績に悪影響を与える可能性がある。

当グループは、公共サービス委託契約に基づいて発電、送電、配電または供給事業を運営する場合があり、常に運営する資産の所有者であるとは限らない。

当グループは、その事業に使用している資産を常に所有しているとは限らず、その場合の多くは、公共サービス委託契約に基づいて資産を運営している。

例えば、フランスでは、ERDFは、配電網資産のすべてを所有しておらず、地方当局と交渉される委託契約に基づき配電網を運営している（「第2 3（2）④（ii）（ロ）配電事業」を参照。）。かかる委託契約は、ERDFに対し、拡大業務に従事し、公共配電網を運営する独占権を付与する。これらの公共配電委託契約は、認可当局、配電網事業者および規制料金による供給業者の3者間契約である。法律において、ERDFおよびサービス提供地域における地方配電会社（LDC）（ならびにフランス本土の電力網に接続されていない地域についてはEDF）のみが、公共配電網の事業者任命され得、またEDFおよびサービス提供地域におけるLDCのみが、規制料金による供給業者に任命され得る。したがって、現在、委託契約の更新の際には、ERDFおよびEDFは他の事業者と競争することはない。しかしながら、当グループは、今後、かかる規定が法律により改定されないと保証することはできない（「第2 3（3）⑤公共配電委託」を参照。）。さらに、当グループは、同様の財務条件においてかかる契約を更新することができない可能性がある（「第2 3（2）④（ii）（ロ）配電事業」を参照。）。

2015年12月、ERDFによる「通信」メーター（Linky）の配備が開始され、2016年末までに第1段階として3百万個のメーターが配備される予定である。第2段階は、2021年まで継続する予定である（「第2 3（2）④（ii）（ニ）今後の課題（取替え、開発、スマート・メーター）」を参照。）。しかしながら、装置の設置または導入に関する技術的なまたは管理上の問題により、これらの時間枠および関連費用を見直す必要がある可能性がある。

RTEは、フランスにおいて、産業大臣により承認された標準的な委託の付託事項（2006年12月23日付命令第2006-1731号）に従った公共送電システムの所有者であり事業者でもある（「第2 3（2）④（i）送電—Réseau de Transport d'Électricité（RTE）」および「第2 3（3）③（ii）フランスの規制：エネルギー法」を参照。）。

4.5MW以上の水力発電施設も、フランス政府によって付与される委託に基づき運営されている。当該委託の満了の際には、現在は委託契約に関する2016年1月29日付法律第2016-65号および2016年1月1日付命令第2016-86号に定義されている競争入札手続に従い更新がなされる（「第2 3（3）⑥（ii）（ニ）水力発電施設に適用される規制」を参照。）。また、水および水域環境に関する2006年12月30日付法律第2006-1772号は、既受託事業者の更新時の優先権を廃止し、2008年9月26日付命令第2008-1009号は、契約が満了した委託の競争入札条件を規定し、グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律第2015-992号は、様々なツールを公的機関に委ねた（委託契約の流域別分類、水力発電ジョイント・ベンチャー会社の設立、投資と引き換えの期間延長等）。前述の2015年8月17日付法律の規定を履行し、水力発電委託の規制枠組みを近代化する（具体的には委託の付与および新たな標準仕様書の承認手続について、複数の箇所を明確化する）、水力発電委託に関する命令案が現在起草中であり、2016年度第1四半期末までには採択される見込みである。

満了した委託が更新されないと、現行の受託事業者は、現行規則に基づき、いかなる賠償も受けられない。しかしながら、フランス・エネルギー法は、委託期間の後半に実施された近代化作業または発電容量を拡大する作業に関して、かかる作業が行われていれば発生したであろう未償却費用の払い戻しについて規定している。流域別分類を行うためにフランス政府が期間を短縮した委託については、当該流域における委託事業者間で全体的な経済バランスが図られる。水力発電委託が更新され、または分類され、または期間が延長された時は、委託水力発電所が発電する電力の売上高に応じた年間手数料が課され、かかる手数料はフランス政府に支払われ、使用する水流のある地方自治体に割り当てられる。2010年7月12日付法律第2010-788号（グルネル第二法）では、かかる手数料について、委託機関が各更新手続の一環として個別に定める上限を超えてはならない

旨を規定している。しかしながら、欧州委員会による要求の高まりを考慮して、更新スケジュールおよび手続は未だ決定されていない（「第2 3（2）①（iv）（イ）（d）水力発電に関する課題」を参照。）。

EDFグループは、現在運営している委託が更新されることも、最初の委託時と同じ財務条件において各委託が更新されるとも保証することはできない。さらに、当グループは、委託業務が早期終了した場合に政府により支払われる補償が、それによる当グループの収入減少を補償するのに十分であるとの保証も、手数料の上限に関する今後の規制が当グループに悪影響を与える方向に展開しないと保証もすることはできない。これらの要因は、当グループの事業および財務実績に悪影響を与える可能性がある。

フランス国外では、当グループは、事業を行っている他の国（水力発電の分野では特にイタリア）においても、電力の配電または発電事業を委託に基づき運営している。各国の状況によっては、送電、配電または発電委託が、委託仕様書における財務条件の変更により、EDFにとって有利に維持または更新されない可能性があり、その場合、当グループの事業および財務実績に悪影響を与える可能性がある。

当グループは、費用負担を生み、潜在的な責任の原因となるより厳しさを増している環境上または公衆衛生上の規制を遵守しなければならない。

当グループの事業は、数が増加しつつあり、かつ厳しさを増している環境保護および公衆衛生のための規制の対象となっている。かかる規制は、当グループのエネルギー生産、送電および配電等の産業活動、ならびにエネルギー供給サービスおよびエネルギー関連サービスに関連しており、例えば、それらを提供するにあたって、需要管理の概念を導入しなければならない（当グループに適用される環境および安全衛生に関する規制ならびに当グループの事業に影響を与える可能性のある今後の規制については、「第2 3（3）⑥（i）環境、健康、衛生および安全性に適用される基本的規制」を参照。）。かかる規制を遵守しない場合、当グループは、重大な訴訟を提起される可能性がある。たとえ当グループが過失や適用ある規制の違反を犯していなかったとしても、当グループに責任が生じる可能性がある。また、それが犯された時点でEDFグループに属していない事業体による違反、損害または権利侵害についても、それ以降に当グループがその施設を引き継いでいれば、当グループがそれらを補償せざるを得ない可能性がある。

さらに、かかる規制は、フランス国内または欧州の当局によって大幅に強化される可能性があり、この場合、当グループの事業および財務実績に重大な悪影響を与える可能性がある（「第2 3（3）⑧EDFグループの事業に影響を与える可能性が高い主要な規制案」を参照。）。

現行規制およびかかる規制の将来の変更の結果、かかる規制を遵守するための営業コストおよび投資が増加し、今後も引き続き増加することが予想される。当グループの施設が新しい規制を遵守できない場合、当該施設を閉鎖しなければならない可能性さえある。さらに、他の規制（より厳しく、または新しい分野に適用される可能性のある、現在予測不可能である規制）が、関係当局によって採択される可能性があり、同様の影響をもたらす可能性がある。

最後に、当グループの持続可能な発展についての政策に対する利害関係者による外部認識が変化し、当グループの財務以外での評価およびイメージの低下につながる可能性がある。

省エネ証書（ESC）に関する規制の変化によりEDFに追加の義務が発生し、それにかかる費用が発生する可能性がある。

フランスにおいて、フランス・エネルギー法第L.221-1条以下に記載される省エネ証書（ESC）条項は、エネルギーの売手に対して省エネ義務を課している。

3年省エネ目標が設定され、省エネ達成義務を負う当事者（義務負担者）の売上高に基づいて各々に配分されている。支払いにより責任が免除される財政的制裁について、EDFを含む義務負担者らは当該期間の終期までに各自の義務に対応した省エネ証書を発行しなくてはならないが、これは直接的または間接的に省エネ活動を行うことの対価として得ることができるものであり、また、国家認証登録を通じたスキーム（EMMYとして知られる。）によって他のいわゆる「適格」な事業者から購入することも可能である。

EDFは、第2次期間（2011年から2013年までであり、2014年12月31日までに延長された。）に設定された目標値を達成した。しかしながら、EDFは、激化する競争、より厳しい規制上の要件による主要鉱床の減少、各世帯の投資能力を低下させ建設部門にダメージを与えた経済危機に対応していかなければならない。

2014年12月29日付命令第2014-1668号に従い、第3期間は2015年1月1日に開始され2017年12月31日に終了する。義務が倍に強化されたため（700TWh cumac）、EDFの売上原価が増加する可能性がある。

グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律第2015-992号は、2015年12月30日付省エネ証書に関する命令によってレベルおよび条件が規定された一般的義務に加えて、2016年1月1日付で暖房費を賄えない世帯のための特別な義務を設定したが、これによってEDFは債務者として追加の省エネ証書費用が必要となり、現行の契約ではこれを転嫁することは難しい。

具体的には、EDFは、売上原価の増加がかかる料金に完全に反映されると保証することはできず、このことが業績の悪化につながる可能性がある（「第2 3（3）⑥（i）環境、健康、衛生および安全性に適用される基本的規制」を参照。）。

送電システムの国境間の相互接続の欠如により、統合された欧州電力市場の拡大が鈍化する可能性がある。

統合された欧州電力市場の拡大は、国境間の相互接続の欠如により妨げられている。この状態は、異なる国の事業者間の交換能力、特に供給を需要にすばやく適合させる能力を制限し（「ブラックアウト・リスク」）、効率的に統合された欧州市場では大幅に少ないであろう国家間の価格差を生じさせている。また、国境の反対側に接した同一グループの企業間でシナジーを生むという可能性が制限されるため、欧州圏からの効率的な事業者の輩出を鈍化させている。2015年2月、ピレネー山脈東部のフランススペイン間に新たな配線が開始された。現在、特にフランスイタリア間の国境における相互接続の開発のためのその他のプロジェクトが進行しているものの（出資額は、発電事業者とは別に、送電網管理者により決定されている。）、これらの建設は、主に、環境上および規制上の理由で、また現地の受入状況によって鈍化している。

さらに、当グループが拠点を置く国々の間の十分な相互接続の欠如や十分なベースでかかる相互接続を展開できずにいることにより、当グループが様々な事業体間で達成しようとしている産業上のシナジーが制限される可能性があり、また当グループが拠点を置く国々において送配電網の障害が生じる可能性があり、その場合、当グループの業績、事業および見通しに悪影響を与える可能性がある。

また、特定の欧州地域において風力発電が増加したことから、需要と供給のバランスを調整するための欧州レベルでの配電網の修正が必要となる。加えて、新規風力および太陽光発電計画（主に沖合の風力発電所）によって発電された電力の電力網を通じた送電のためにも、配電網の拡張は必要である。

フランス国内または当グループの子会社が事業展開する地域における度重なる停電または広範囲の停電（特に当グループに起因する場合）が当グループの事業、財務実績およびイメージに影響を与える可能性がある。

当グループは、たとえ他の電力網で発生したまたは他の事業者に起因する軽度の事象があったにすぎない場合でも、度重なる停電または広範囲の停電に晒される可能性があり、またはかかる停電に対する非難の対象にされてしまう可能性がある。

かかる停電の原因は様々で、電力の生産と消費の間の局所的または地域的な不均衡、事故による電力供給の中断、連鎖的停電（国境間交換を行う市場ではこの特定はより困難なものとなる。）、国境間の相互接続問題および自由化された市場での事業者間の連携の困難さ等が挙げられる。

かかる停電による初期の影響としては、電力の回復または電力網の復旧のために発生する修復費用が挙げられる。また、例えば、発電量または電力網容量の追加導入が決定された場合には、停電は、設備投資につながる可能性がある。この場合、当グループの売上高が減少する可能性もある。さらに、とりわけ停電が当グループに起因するものである場合には、停電が顧客に与える当グループのイメージに悪影響を与えることが予想される。

自然災害、大規模な気候変動または予測困難な規模での重要事象が、当グループの産業活動および商業活動に重大な悪影響を与える可能性がある。

EDFおよびその子会社は、自然災害または重要事象に対処するための危機管理計画を展開してきた。かかる危機管理計画は定期的に評価および検証されている（「第3 4（2）②（ii）危機管理」を参照。）。

フランスでの暴風雨クラウス（2009年）およびシンシア（2010年）のように、自然災害（洪水、土砂崩れ、地震等）、その他の大規模な気候変動（干ばつ等）または予測困難な規模でのその他の事象（大規模な流行病等）は当グループの事業に影響を与える可能性がある。このような事象の経験を基に、EDFグループは、かかる事象が再び起こった場合の影響を制限することを目的とした対策をとっている。これに関して、RTEは暴風雨クラウスおよびシンシア発生時に既にその有効性を証明した架空配電網を機械的に強化するための野心的な計画を実施している。

かかる対策により、自然災害による被害の修復費用および供給中断による利益喪失に加えて費用がかかる可能性がある。

ERDFは、大型暴風雨による影響に対応するために、その空中送配電網を対象とする保険契約を締結した（「第3 4（2）⑦（v）（ハ）暴風雨保険」を参照。）。RTEの空中送配電網および島部エネルギー・システムはいずれも、財産損害保険の対象となっていない。保険が欠如し、または不十分であった場合、これらの送配電網の損壊により、当グループの財務状態に悪影響を与える可能性がある。また、近年の代替リスク移転市場における自然災害の頻度および規模の影響により、特定の保険の更新および加入は、困難であるかまたはより多くの費用を伴う可能性がある。

EDFは、疫病の流行の際には（危機的状況の程度に応じた）継続的な電力供給を確保すると同時に設備の安全性を保証し、その従業員の健康リスクを軽減することを目的とした計画を作成した。

最後に、福島原子力発電所の事故を受けて行った当初分析後、EDFは、緊急事態の場に物的支援および人的支援を迅速に提供することのできる国家チームである原子力事故即応部隊（FARN）を組成し、EDFの危機管理体制を強化した（「第2 3（2）①（i）（ハ）環境、原子力の安全性および放射線防護」を参照。）。

かかる事態に即座に対応することを可能とする危機管理体制の設立（「第3 4（2）②（ii）危機管理」を参照。）にもかかわらず、当グループは、自然災害、気候事象、または本質的に予測が困難な規模のその他の事象の発生が、当グループの事業、利益および財務状態に重大な悪影響を与えないと保証することはできない。

当グループは、気象条件および事業の季節変動性に関連するリスクに晒されている。

電力消費は季節的なものであり、気象条件によって大きく左右される。例えば、フランスでは、電力消費は一般に冬季には高くなる。さらに、利用可能な電力も気象条件によって左右される。それゆえ、水位の低下または熱波は、設備の下流に流れる河川の水温が最大水温を超えないようにしなければならない要請とあいまって、原子力発電を制限する可能性がある。水力発電もまた、山脈における降雨量（雨量および年間を通した分布）および降雪量の影響を受けやすい。同様に、風力発電所または太陽光発電所で生産される電力は、当該設備が設置されている敷地の風条件または日照時間に影響される（「第3 7（2）経済環境」を参照。）。これは、しばしば冬季の暖房使用期間と関連して、サービス事業活動についても同様である。

したがって、当グループの業績は、電力需要の季節要因を反映しており、例外的な気象条件もしくは予測していたよりも不利な雨、雪、風または日照時間の条件により、悪影響を受ける可能性がある。例えば、当グループは経済的な発電手段の利用が減少したことをより発電コストのかかる他の発電手段または高価な卸売市場を利用することで補う必要がある。

当グループの事業は、好ましくない経済情勢により不利な立場に置かれる可能性がある。

当グループの事業は、当グループが事業を行う地域内の景気循環および経済情勢の影響を受ける。かかる地域における不況により、当グループの顧客によるエネルギー消費、投資および工業生産高が低下し、その結果、電力および当グループが提供するその他のサービスに対する需要に悪影響を与える可能性がある。かかる経済情勢は、例えば、当グループの既存の発電資産または計画中の発電資産の一部の収益性を脅かし、または当グループの一部の契約相手方を衰退させる可能性がある（「第3 7（2）経済環境」を参照。）。現状では、欧州の発電所は全体的に供給過多であり、消費が横ばいまたは減少すらしている経済的背景から、多額の助成金を受けた新しい生産手段の出現によって一層弱体化している。

当グループは、当グループが事業を行う地域において景気悪化による影響が、当グループの事業、営業利益、財務状態または見通しに重大な悪影響を与えないと保証することはできない。

当グループが選択した技術がより効率性の高い技術に追い越される可能性がある。

当グループは持続的かつ破壊的な技術革新について常に把握しようと努めているものの、当グループの事業活動は、事業を行うにあたって、一定の選択に基づいており、当グループが使用している技術は、それらに比べて効率性、収益性、安全性ならびに見込まれる将来の標準化および基準との関連性においてより高い水準にあることが証明された他の技術に追い越される可能性がある。当グループの競合事業者によるかかる技術の利用は、当グループが自己の技術のいくつかを通して有する競争上の利点を減少または排除させる可能性があり、その結果、当グループの事業、財務実績および見通しに悪影響を与える可能性がある。

当グループは、エネルギー卸売および二酸化炭素排出権に関連するリスクに晒されている。

当グループは、規制緩和が行われているエネルギー市場（主に欧州内）において、その発電およびマーケティング事業を通じて事業を行っている。このため、当グループは、エネルギー卸売市場（電力、ガス、石炭および石油製品）ならびに二酸化炭素排出権市場における価格変動に晒されている。かかる変動は、現在の欧州のエネルギー卸売価格に鑑みると、とりわけ重要である（「第3 7（2）経済環境」を参照。）。

当グループは、主として卸売市場における売買により、そのリスク・エクスポージャーに対処している。石油商品市場を除き、卸売市場は、依然として発展途上の新市場である。それゆえ、流動性の欠如が、当グループのエネルギー市場におけるリスク・エクスポージャーのヘッジ能力を制約する可能性がある。加えて、これらの市場の一部は、特に相互接続の欠如等により、依然として、国ごとに一部分断されている。

さらに、これらの市場では、予測困難な価格の大幅な変動および流動性危機が起きる可能性がある。

エネルギー市場リスクの管理は、当グループが採用しているエネルギー市場リスク方針に沿って行われている（「第3 4（2）②（iii）エネルギー市場に関連するリスクの管理および統制」を参照。）。当グループは、組織的市場または店頭において取引される先物、先渡、スワップおよびオプション等のデリバティブ金融商品を通じて、当該市場における当グループのポジションをヘッジしている。しかし、当グループは、特に流動性リスクおよび大幅な価格変動に対して完全な防御を保証することはできず、それらのリスクは当グループの財務実績に悪影響を与える可能性がある。

さらに、欧州のエネルギー卸売市場における価格の現況は、すべての欧州の事業者の特定の生産ツール、特に化石燃料火力発電所の収益性を損ねるものであった。供給量市場は、いくつかの欧州諸国においてそれぞれ異なるアプローチで設定されて

いる。これによって、供給の確保に必要な特定の発電資産の閉鎖または操業休止のリスクは制限される可能性があるが、当グループの一部の資産について減損リスクが発生することとなる。

当グループは、事業運営のために購入する（核燃料以外の）原料およびサービスの価格および入手可能性の変動に晒されている。

原料価格が長期にわたり著しく高騰した場合、当グループは、一定の重要な製品またはサービスに係る調達コストの増加に直面する可能性がある。かかるコストの増加により、一定の供給業者がその利鞘の減少の結果、供給量の縮小につながる可能性がある。また、一定の設備またはサービスの需要が高まっており、この場合、その入手可能性（特に、コンバインド・サイクル・ガス火力発電所用設備、風力タービンならびに原子力分野のサービスおよび設備）に影響が生じる可能性がある。

当グループは、金融市場におけるリスクに晒されている。

EDFグループは、その事業により、以下の金融市場におけるリスクに晒されている。

- ・流動性リスク：当グループは、いかなる時点においても、日常業務、当グループの拡大に必要な投資、長期の原子力へのコミットメントのための専用資産ポートフォリオへの年間充当金を賄うため、また起こりうる例外的事象に対応するために、十分な財源を保持していなければならない。また、組織的なエネルギー市場および金融市場の慣例により、カウンターパーティー・リスクを制限するために、当グループの一部の事業体は特定の店頭取引についてマージン・コール・システムを設定した。金融派生商品市場への導入過程に対する規制を考慮すると、当該マージン・コール・システムは、近い将来、当グループにとってより大きな機会を創出する可能性がある。金融市場およびエネルギー市場のボラティリティが高い場合、かかるシステムの設定の結果、当グループは現金を結集しなければならない可能性がある（「第3 4（2）②（iv）（ハ）流動性リスク」を参照。）。
- ・為替リスク：当グループは、その事業および地域分布の多様化により、外国為替レートの変動リスクに晒されており、これは為替換算調整額、貸借対照表項目および当グループの金融費用、株主資本および財務実績に影響を与える可能性がある（「第3 4（2）②（iv）（ニ）為替、株式および金利リスク」を参照。）。
- ・株式リスク：当グループは、外部管理の年金基金に関連して原子力事業関連の長期的コミットメントに関する費用を負担するために設定された専用資産として主に保有されている有価証券、および（これより程度は少ないものの）現金資産に関連のある有価証券および当グループが直接保有する投資対象としての有価証券について、株式リスクに晒されている（「第3 4（2）②（iv）（ニ）為替、株式および金利リスク」を参照。）。
- ・金利リスク：金利の変動に対する当グループのエクスポージャーとして、2種類のリスクがある。すなわち、（i）固定金利金融資産および負債の価値の変動リスクならびに（ii）変動金利金融資産および負債に関するキャッシュ・フローの変動リスクである。金利リスクは、当グループの原子力事業の長期的コミットメントおよび年金その他特定の従業員給付に係る債務を負担する目的で設定された専用資産の管理の一環として保有されている債券に関連する（「第3 4（2）②（iv）（ニ）為替、株式および金利リスク」を参照。）。

かかるリスクに関連組織および適用される管理原則については、「第3 4（2）②（iv）金融市場に関連するリスクの管理および統制」に記載されており、かかるリスクの統制方法については、「第3 7（6）①金融リスクの管理および統制」に記載されている。しかし、当グループは、特に外国為替レート、金利および株式市場の大幅な変動に対して、完全な防御を保証することはできない。

金融規制の変化は、トレーディング業務の収益性に悪影響を与え、エネルギーおよび金融市場リスクのヘッジ業務の費用を増加させる可能性がある。

2008年の金融危機を受け、また2009年に開催されたG20のピッツバーグ・サミットでの主要な経済大国によるコミットメントの後、金融派生商品市場はシステム上のリスクを軽減させるために改革され、または改革の過程にある。かかる改革により、具体的には、欧州においてEMIR（欧州市場インフラ規制、2012年7月4日に欧州議会および理事会によって採択された規制第648/2012号）が採択されることとなった。かかる欧州イニシアチブは、米国のドッド・フランク法等、他の法域において異なる形態で追従された。かかる改革は、金融規制機関の監督の下、段階的に導入されている。かかる改革は、特に金融派生商品取引における一般的な決済または担保の授受の要件の採択を目指すものだが、銀行と類似する業務を行わない企業に対する例外も含まれる。

当グループの「エネルギー市場リスク」方針の一部であるエネルギー市場リスク管理業務（「第3 4（2）②（iii）エネルギー市場に関連するリスクの管理および統制」を参照。）および「第3 4（2）②（iv）金融市場に関連するリスクの管理および統制」に記載されている内部方針の一部である金融リスク管理業務に関連して、EDFグループは（トレーディング取引の場合にはエネルギー市場においてのみ）ヘッジおよびトレーディングを目的とした金融派生商品取引を実施している。

デリバティブ取引を実施するEDFグループの子会社は、新たな規制において提示されている免責対象として扱われるべきである。しかし、かかる免責事項の適用条件に関する国内金融規制機関との議論は継続中であり、ESMA（欧州証券市場監督局）は

共同体レベルでの規制の解釈および適用を調整するために、当該条件を変更する可能性がある。さらに、現行の金融規制は、欧州機関によって改正されるかまたはより厳格化する可能性があり（「第2 3（3）⑧（i）欧州レベルでの今後の規制」を参照。）、これによってトレーディング業務の免責事項の範囲は大幅に制限される可能性がある。

そのため当グループは、かかる新たな規制の直接的な影響またはこの方向に市場のプラクティスが行われていることが原因で、デリバティブ取引のより大きなシェアに対する担保の清算もしくは授受を行うことを今後要求されることはないことを保証することはできない。上記の事象が発生した場合には、当グループは、エネルギーおよび金融市場のリスクヘッジおよびトレーディング取引の遂行のために、（現金、銀行保証、株式等の形態で）追加的な金融保証を提供する必要性が最終的に生じ、これによりヘッジ費用は増加し、トレーディング収益は減少する。

当グループの契約相手方（パートナー、下請業者、サービス供給業者、供給業者または顧客）が債務不履行に陥った場合、当グループの事業および業績に影響が及ぶ可能性がある。

すべての経済事業者と同様に、当グループは、一部の契約相手方（パートナー、下請業者、サービス供給業者、供給業者または顧客）による債務不履行の可能性に直面している。かかる契約相手方が債務不履行に陥った場合、当グループに対して財政面での影響が及ぶ（特に、EDFが満足できる代替案を見つけなければならない場合、または当該事業を引き継がなければならない場合または契約上の違約金を支払わなければならない場合において追加費用を被る）可能性がある。また、かかる債務不履行により、作業の質、完成期日または特定の重要な製品もしくはサービスの調達に影響が及ぶ可能性があり、それにより、当グループは、レピュテーション・リスク、一部のプロジェクトに関する事業継続リスクまたは機会喪失に晒される。

契約上の関係に内在するカウンターパーティー・リスクへのエクスポージャーに関連する当グループ内で適用されている監視および監督の手続については、「第3 4（2）②（v）カウンターパーティー・リスクの管理および統制」に記載されている。

事業遂行の際に従業員または第三者によって行われた禁止行為および倫理違反行為は、一定の状況において、当グループの風評および株主価値に悪影響を及ぼす可能性がある。

当グループの事業のグローバル化および事業遂行の際の倫理違反行為を抑制する規制枠組みの強化は、当グループ、その従業員または当グループに代わって行為する第三者を刑事制裁および民事制裁に晒す可能性があり、EDFの風評および株主価値に悪影響を与える可能性がある。

当グループは、労働関連の疾病および災害の発生について責任を負う可能性がある。

当グループは、長年にわたり、事業展開する様々な国において安全衛生に関する法令および規則を遵守するために必要な手段を講じ、当グループの従業員およびその下請業者の従業員の安全衛生を保証するための対策を採ってきていると考えているが、労働関連の疾病および災害のリスクを排除することはできない。労働関連の疾病および災害の発生は、当グループに対する訴訟の提起およびその結果として多額となりうる損害賠償の支払いにつながる可能性がある。

放射能のイオン化について当グループが講じている措置については、「第2 3（2）①（i）（ハ）環境、原子力の安全性および放射線防護」を参照。

アスベストに関しては、当グループは、資材の取扱い、情報提供および保護装置のための措置を講じている。現在の法的手続については、「第6 3（2）訴訟および仲裁手続」を参照。

③ 当グループの原子力事業に関する特定リスク

EDFグループは、稼働中の発電所数という点において世界の主要な原子力発電事業者である（出典：国際原子力機関。世界原子炉、表24、2015年版（2014年12月31日現在の数値））。原子力発電は、フランスにおける総発電量の76.3%を占めている（出典：2015年電力報告書 - RTE）。EDFは、英国内の原子力資産も運営している。さらに、当グループは、（CENGを通じて）米国、ベルギーおよびスイスの原子力発電所の少数株主持分を有するが、これらの運営は行っていない。したがって、EDFグループの電力構成に占める原子力エネルギーの割合において、競争上の大きな優位性を有している。また、当グループは、フランス、英国、中国および（潜在的に）他の国々における新規原子力発電所の建設プロジェクトにおいて積極的な役割を果たしている。原子力事業に悪影響を与える事象が発生した場合、当グループのイメージ、事業、生産性、財務状態、業績および見通しに対して、エネルギー源としての原子力からの発電割合が比較的低い競合事業者に対するよりも大きな影響をもたらす可能性がある。

原子力事業に付随して、当グループは、多額の賠償責任リスクに晒されており、巨額の追加的営業コストが発生する可能性がある。

当グループは、その原子力事業の最高水準に従ったリスク管理戦略および手続を実行してきたが、原子力事業には、その性質上、依然として潜在的リスクがある。したがって、当グループは、とりわけ、事件および事故、安全確保の不履行、悪意による行為またはテロ行為、飛行機事故、自然災害（洪水または地震等）、設備の欠陥または核物質および材料の貯蔵、取扱い、輸送、処理および梱包の過程での問題等の結果、多額の賠償責任に直面する可能性がある。かかる事象は、原子力発電所の操業条件の大幅な強化または当グループの発電所の操業の一部停止もしくは全面停止を引き起こす可能性があり、また、当グループの事業、戦略、見通しおよび財務状態への重大な悪影響に加えて、特に、放射能汚染または放射線照射の場合には、当グループのために働く人々または一般の人々および環境に甚大な影響を与える可能性がある。

実際、原子力事業者は、その施設の原子力安全性について責任を負う。

パリ条約締結国の原子力施設事業者に適用される原子力民事責任制度および適用される保険については、「第2 3（3）⑥（ii）（ロ）基礎原子力施設に適用される特別な規制」および「第3 4（2）⑦（vi）原子力施設の操業に対する特別保険」に記載されている。この制度は、原子力事業者が厳格な責任を負うことを原則としている。したがって、原子力損害の要因となる事象が生じた場合、当グループには、当該損害の要因となった事象の原因およびいかなる安全対策が行われたかの如何にかかわらず、当該国で適用される法律が定める財務上の限度額において自動的に損害賠償責任が生じることになる。

当グループは、その原子力施設を運営する国において、法律によって定められる損害賠償限度額が引き上げられないとも撤廃されないとも保証することはできない。例えば、パリ条約およびブリュッセル条約を改正する未発効の議定書（「第2 3（3）⑥（ii）（ロ）基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。）では、当該限度額の引上げおよび対象となる損害の大幅な拡大が定められている。グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律第2015-992号に基づき、2016年2月18日現在、新たな金額が適用されており、過去数年間にわたり当グループが準備してきたにもかかわらず、これらの新たな金額は保険に係る費用に重大な影響を与える可能性がある。これらの議定書が提示するその他の変更が発効すれば、保険に係る費用はさらに増加し、当グループは、この損害賠償額をカバーする保険が常に存在するとの保証も、当グループがこれらの保険を常に維持できるとの保証もできない。

EDFの原子力施設への物的損害は、保険契約の対象となっている（「第3 4（2）⑦（vi）（ハ）原子力施設に対する損害保険」を参照。）。かかる保険範囲にもかかわらず、当グループの原子力施設が甚大な損害を被るような事象が発生した場合には、当グループの事業、財務実績および財務状態に悪影響を与える可能性がある。

最後に、当グループは、特に、2011年3月11日に日本で発生した原子力発電所事故等の事象による保険市場への影響に関して、原子力発電事業者の賠償責任および施設への物的損害の両方について保険を提供している保険会社に常に支払余力があるとの保証も、保険に係る費用が著しく増加しないとの保証もできない。

世界中のどこにおいても深刻な原子力事故が生じた場合、当グループに重大な影響を与える可能性がある。

2011年3月11日の日本北部を荒廃させた地震および津波の後に生じた日本の原子力発電所事故のように原子力施設における深刻な事故は、当該施設の設計および操業時にいかなる対策をとろうとも、これを排除することはできない。このような種類の事故は、原子力に対する世論の拒否を招き、関係当局による発電所の操業条件の実質的な厳格化、発電所の稼働年数の延長案の不承認（その結果としての一時的もしくは恒久的な1か所以上の原子力発電所の操業中断）、または電力生産における原子力の一時使用禁止を関係当局が検討し、現在進行中のすべての原子力発電所の開発プロジェクトが一時中断または中止される可能性がある。福島を事故を受けて、ドイツ（原子力発電の中断）およびイタリア（原子力発電所の建設プロジェクトの中断）はかかる決定を下した。事故が起きなかったとしてもかかる決定を下すことはできる。

かかる事故が当グループの1か所以上の施設の近くで起こった場合、その環境を汚染する可能性があり、その運営を脅かす可能性がある。

上記の事象は、当グループの事業モデル、戦略、事業、業績、財務状態および見通しに重大な悪影響を与える可能性がある。

当グループの原子力事業は、特に詳細な厳しい規制の対象となっており、その厳格さは強化される可能性がある。

当グループの原子力事業は、特にフランスにおける営業状況の監視および定期的な再審査制度等、第一に原子力安全、環境および公衆衛生の保全、また国家安全保障上の問題（特に、テロの脅威）を勘案した詳細かつ厳格な規制の対象となっている。かかる規制は、フランス国内および共同体当局によって大幅に強化される可能性がある（「第2 3（3）⑥（ii）（ロ）基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。）。さらに、規制の強化または現行規制もしくは将来規制の不遵守により、当グループの1か所以上の発電所が一時的もしくは恒久的に閉鎖されるかまたは金銭的罰則が課される可能性がある（フランス環境法第L.596-4条を参照。）。原子力圧力機器に係る2005年12月12日付命令の実施結果は、フランス国内の既存の発電所に関する現時点での実施例である（「第2 3（2）①（i）（ロ）原子力発電所の操業および技術的実績」を参照。）。規制に違反した場合、第三者がEDFを相手取って訴訟を提起する可能性もある。

これにより当グループの原子力発電所の費用が大幅に増加する可能性があり、その場合、当グループの財務状態に悪影響を与える可能性がある。

当グループは、その原子力事業に関して、限られた数の請負業者に依存している。

当グループは、その原子力事業において供給業者およびサービス供給業者を分散化させる方針を実施しているが、現在、限られた数の請負業者および相応の資格を有する熟練した人員に依存している。この状況は、EDFが買い手として行動する市場における競争を制限し、1つ以上の供給業者または特定の技能を有するサービス供給業者が債務不履行に陥った場合に当グループがリスクに晒され、当グループの業績および財務状態に悪影響を与える可能性がある。これは、特にAREVAおよびAlstomについて言えることであるが、同時に原子力産業の製造業者および主要な維持管理サービスの供給業者の大部分にも該当する（「第3 4（3）依存因子」を参照。）。かかる多様な供給業者の株式保有および統治の変更もまた、実施されるサービスの費用および質に影響を与える可能性がある。

当グループは、ウラン調達条件ならびに転換サービスおよび濃縮サービスの条件の変動に晒されている。

当グループの営業コストは、核燃料購入を含む。

EDFは、徐々に価格変動の影響を軽減し平滑化するヘッジ機能を含む長期契約を通じて、ウラン、転換サービスおよび濃縮サービスを、フランス国内および英国内の原子力発電所のために購入している。主要供給業者は、AREVAグループであるが、EDFは、他の製造業者からも購入することで供給源を分散化させる方針を実施している（「第3 4（3）依存因子」および「第2 3（2）①（i）（ii）核燃料サイクルおよび関連する問題」を参照。）。ウランならびに転換サービスおよび濃縮サービスの価格および入手可能量は、当グループがコントロールできない特に政治的および経済的要因（特に、鉱業投資の収益性見通し、需要と供給の不均衡、または（例えば）ウラン鉱山またはコンバインド・サイクル発電所での作業事故、新規鉱山の試運転の遅延またはウラン生産国における政情不安につながる事象に関連した供給不足）に起因して変動する。

しかしながら、当グループは、当グループの契約が、フランス国内および国外における、突然のまたは大幅な価格上昇に対して完全な防御機能を果たすと保証することはできない。当グループは、当該長期契約が満了した場合に、当グループがそれらを（とりわけ、同等の価格で）更新できると保証することはできず、当グループの財務実績に悪影響を与える可能性がある。

原子力発電所を運営する上で、当グループは、特に燃料の輸送に関して、道路および鉄道輸送が正常に機能していることに依存している。

新しい核燃料または使用済核燃料の輸送は、特別かつ厳格な安全保障措置が要求される非常に特殊な業務である。こうした制約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。さらに、当グループの支配の及ばないいくつかの要因（地元居住者または反核団体による反対運動、例えば、核物質輸送を阻止するための画策等）がこれらの業務を遅延させる可能性もある。当該業務は、特に、事故の場合には、中断される可能性がある。かかる場合には、新たな燃料集合体を運び込めなくなるか、または当該発電所の貯蔵施設が飽和状態となるため、当グループは当該発電所における発電の一部または全部を遅らせるか中断しなければならない可能性があり、この場合、当グループの財務実績に悪影響を与える可能性がある（「第2 3（2）①（i）（ii）核燃料サイクルおよび関連する問題」を参照。）。

当グループが運営する原子力発電所は重大なまたは費用のかかる修繕または改造が必要となる可能性がある。

フランスにおいて当グループが現在運営する原子力施設群は、高度に規格化されている（「第2 3（2）①（i）（イ）EDFの原子力発電所」を参照。）。これにより、当グループは、特に設備購入およびエンジニアリングにおいて規模の経済を達成することが可能となり、最新発電施設に対して行われた改善をすべての発電所に適用することが可能となり、かつ、ある施設が故障した場合には、その他の発電所で採るべき措置を予測することが可能となる。しかしながら、かかる規格化には、ある故障がいくつかの発電所または一連の発電所に共通して起こるというリスクが伴う（「第2 3（2）①（i）（ロ）原子力発電所の操業および技術的実績」を参照。）。当グループは、重大なまたは費用のかかる修繕または改造作業を発電所の全部または一部について実施しなければならない事態に直面しないと保証することはできず、また当グループの発電所の運営またはその発電量に影響を与えるもしくは当グループの発電所の全部または一部の一時停止または永久的な閉鎖を招く事象が起こらないと保証することもできない。

そのため、10年点検の実施中に行われた安全性の再評価の際、また福島事故を受けて、当グループは自ら、またフランスの原子力安全当局（ASN）の要件の結果として、具体的な行動プログラムを起草した。かかるプログラムは「グラン・カレナージュ（*grand carénage*）」と呼ばれ、既存の施設を改修し、原子炉の安全性レベルを向上させ、条件が一致した場合にその耐用年数を延長するためのものである。かかるプログラムは、原則として取締役会の承認を受け、2015年および今後数年間にわたる追加投資および福島事故の前に既に計画されていた特定の費用の発生を伴うものである（「第2 3（2）①（i）（ロ）原子力発電所の操業および技術的実績」および「第2 3（2）①（i）（ホ）フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備」を参照。）。産業界全体でのかかる取組みの発電施設への適用は、費用の増加ならびに内部資源および産業資材の使用の増加を招き、また将来における稼働能力の喪失の原因となる可能性がある。

当グループは、世界の他の国々（特に英国）および米国において原子力発電所を運営またはその株式持分を保有しており、これらのユニットについて費用のかかる修繕または改造作業を実施しなければならない事態、または当該ユニットの性能、発電量もしくは発電可能容量に影響を与える可能性のある事象に直面する可能性がある。フランス同様、安全当局も追加の作業を要する決定を下す可能性がある。

当グループがその発電所に対して維持管理作業を実施しても、特に一部設備の老朽化により、一部の発電所はフル稼働できない可能性がある。2014年および2015年の英国では、「RAG」型原子炉（改良型ガス冷却原子炉）で発見された不備により、その他の3つの同様の原子炉についてさらなるテストが実施され、現在の専門知識の結果が出るまでの予防措置として、4つの原子炉は低出力状態でしか再稼働を認められなかった（「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（a）原子力発電」を参照。）。

上記の事象は、当グループの財務実績および事業に悪影響を与える可能性がある。

当グループは、その発電所の耐用年数について、現行の見積耐用年数を超えて延長するために必要な許認可を取得できない可能性があり、また当該耐用年数の終了まで運営する許認可を取得できない可能性がある。

フランスにおいて、900MW系列の施設につき10年点検の3回目に関する研究の一環として、ASNは、2009年7月初めに、EDFがその900MW原子炉につき最大40年間安全性を管理することができるかに関して一般的な問題は発見されなかった旨を公表した。規制により規定されるとおり、各施設につき3回目の10年点検の後の各原子炉に対する合意によりASNの見解が補完された（「第2 3（2）①（i）（ホ）フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備」を参照。）。

その結果、2015年末現在には900MWのセグメント・ユニットの約80%が3回目の10年点検を受け、うち9基について、ASNは既に大臣へ最終的な提言を行っており、追加的要件の遵守を条件に、これらの継続的な稼働に異議を唱えなかった。

新規ユニットの建設およびこれに係る投資を延期し、引き続き既存の発電所からのキャッシュ・フローを受けるために、当グループは、フランス国内の原子力発電所の耐用年数を40年超に延長することを目指している。2012年に、ASNは、EDFが提出したこれらの改善案を常設の「原子炉」グループに検討させ、同グループはこれらの提案に関して、提案の補完および（特定の場合）補強を推奨したものの、肯定的な判断を下した。これに基づき、ASNとの議論は継続し、ASNは、2015年4月に行った恒常的な「ガイドライン」グループ会議後、900MW系列の原子炉の4回目の10年点検に関する安全性の再評価のための広範囲なガイドラインについての最初の見解を交付し、2018年－2019年にはこの再評価の「包括的な」段階に関する最終的な見解を交付することを示唆した（「第2 3（2）①（i）（ホ）フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備」を参照。）。

しかし、当グループは、関係当局から耐用年数の延長の許認可を取得できることを保証することはできない。また、特定の条件のもとでかかる延長許可を取得できる場合においても、その財務上の影響は、特に投資に関して、当グループの発電所の耐用年数延長に関する戦略、または当グループの世界投資戦略推進力に対し、影響を与える可能性がある。

英国では、EDF Energyの原子力発電所の現行の見積耐用年数は、改良型ガス冷却原子炉（RAG）発電所については41年から47年の間で、加圧水型原子炉（PWR）については40年である。EDF Energyによる取得以降、RAG発電所の耐用年数は平均8年延長されており、PWRの耐用年数を20年延長することを目標としている（「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（a）原子力発電」を参照。）。

しかしながら、当グループは、英国において適用される安全規則を踏まえた上で、EDF Energyがその既存の原子力発電所を現行の見積耐用年数の終了まで運営するために適切な時期に必要な許認可を取得できると保証することも、当グループに対して多額の費用または投資を負担させることなくかかる許認可を取得できると保証することもできない。

当グループは、EDFによる運営の責任はないがEDFが（米国、ベルギーおよびスイスにおいて）経済的利益を有する原子力発電施設について、稼働停止の際の収益上の損失および資産の償却または稼働を継続するための追加的投資の必要性などの同様の財務リスクに晒されている。しかしながら、当グループは、特に施設の安全性または利用可能性に影響する事象が生じた場合に、これらの発電所が実際に現在予測されている期間にわたり運営できると保証することはできない。

上記の事象のいずれかが発生した場合、当グループの財務実績および財務状態に重大な悪影響を与える可能性がある。

1つまたは複数の原子力発電ユニットを停止するフランスの公的機関の決定は、当グループに重大な悪影響を与える可能性がある。

グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律第2015-992号は、2025年までに発電量に占める原子力の割合を50%削減することを求めている。またかかる法律では、原子力発電の認可された容量の上限を現在の水準（63.2GW）に設定している。実際には、この規定が採用された場合、すべての新規原子力発電施設の稼働の許可取得（例えばフラマンビルEPRからの許可）のために、EDFは同等の施設の閉鎖を余儀なくされる可能性がある。

そのため、1つまたは複数のEDFの発電所ユニットの早期終了の決定につながる可能性があり、これは産業的要因ではなく、政治指導者による決定の結果である。また、当グループが既に多額の費用を投じている新規原子力建設プロジェクトにも停止の決定が下る可能性がある。この問題は、当グループのすべての原子力資源と潜在的に関係するものである。

上記の事象により、当グループの見通し、財務状態、業績およびイメージに重大な悪影響を与える可能性があり、その場合、当グループは取得できるか分からない補償を請求することとなる。

EPRの建設は、問題に直面する可能性または完成に至らない可能性がある。

当グループは、フランスにおいてその原子力発電設備を刷新し、国外で新設備建設の模範となるために、フラマンビルにおいて欧州加圧水型原子炉（EPR）の建設を開始した（「第2 3（2）①（ii）新たな原子力プロジェクト」を参照。）。

2015年9月、EDFは、プロジェクトの新しい予定表および最新の建設費用（10.5十億ユーロ）を提出した。2018年度第4四半期には、燃料が注入され原子炉が稼働する見込みである。設立される新しい組織およびプロジェクトの進捗については、「第2 3（2）①（ii）（ロ）フラマンビルのEPRプロジェクトの進行状況」に記載されている。ただし、この予定表の完了は、フランス原子力安全当局が発行する特別な許認可（機器の認定、燃料注入の認可、試運転の認可等）を条件としている。当グループは、必要な許認可を取得できず、またはかかる許認可が裁判所または行政への質疑にかけられる可能性がある。特に「プロトタイプ」の原子炉であるフラマンビルEPRに関しては、機器の認定、またEPRの試験および操業の初期段階において、技術上の問題またはその他の問題が生じる可能性がある。これらの問題によって、他のEPRの建設は遅延もしくは妨げられ、その試運転の予定が変更され、またはその性能に影響が及ぶ可能性がある。（原子力圧力機器に関するESPENの命令の実施のような）より厳しい規制上の制約は、同様の影響を及ぼす可能性がある。さらに、既に再評価された全体の建設費用は、EDFの現在の見積りより高くなる可能性がある。

英国において、EDFグループおよび英国政府は2013年10月にヒンクリー・ポイントC用地における2つのEPRの建設のための投資契約の主要な条件について合意に達した。2015年10月21日、EDFとChina General Nuclear Power Corporation（CGN）は、これらの原子炉の建設および操業について、戦略的投資契約を締結した。ただし、最終的な投資判断は、「第2 3（2）①（ii）（ハ）（a）ヒンクリー・ポイントCのEPR」に記載された一定の条件に左右される。これらの様々な点について相違が生じた場合、投資決断およびプロジェクト自体が延期または未完となる可能性がある。

オーストリアおよびGreenpeaceは、政府補助金に関する規則の下、英国政府と交渉した差額決済契約を承認する欧州委員会の決定に対して、2015年7月、他のオーストリアまたはドイツの企業と共同で、停止権のない嘆願を行っており、これはEDFおよびそのパートナーにとってリスクとなる。欧州委員会裁判所から不利な判決が出た場合には、操業の経済状態に重大な影響を及ぼす可能性がある。

EPR計画は、当グループの戦略において重要な要素である。よって、この計画の遅延もしくは阻止をするような、または「プロトタイプ」のEPRもしくは後続のユニットの建設に影響を与えるような事象は、当グループの事業および財務状態に重大な悪影響を与える可能性がある。

当グループは、原子力発電所から発生する使用済燃料および放射性廃棄物（特に、使用済燃料から発生する長寿命の中レベルおよび高レベル放射性廃棄物）のほとんどについて責任を有している。

核燃料サイクルについては、「第2 3（2）①（i）（ニ）核燃料サイクルおよび関連する問題」に記載されている。フランスにおいて、EDFは、原子力発電所事業者および放射性廃棄物排出者として、発電所を離れた瞬間からの使用済燃料、放射性廃棄物処理および長期管理の過程にわたり法的な責任を有している。EDFは、公的機関が定める指針およびその統制の下で、技術上および財務上の両方にかかる責任を負う。またEDFは、発電所の操業中および廃炉中に発生した一切の放射性廃棄物についても責任を有している。

当グループは、特に、事故の場合もしくは使用済燃料または廃棄物を通じて第三者または環境に損害を与えた場合には（燃料および廃棄物が当グループ以外の請負業者（特にフランスにおいてはAREVAグループおよびANDRA）によって取扱われ、輸送され、貯蔵され、倉庫に入れられまたは保管されている場合も含み、特にかかる請負業者による不履行の場合には）、適用ある廃棄物規制に定義される原子力事業者または放射性廃棄物排出者として責任を負う可能性がある。第三者に与えた損害について当グループの責任が問われた場合には、原子力発電所の事業者に適用される厳格な特定損害賠償責任制度が、同制度が規定する限度額の範囲内において適用されることになる（「第2 3（3）⑥（ii）（ロ）基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。）。

フランスでは、放射性廃棄物の長期管理は、放射性廃棄物の管理についての研究に関する1991年12月30日付計画法第91-1381号および放射性物質および廃棄物の持続可能な管理に関する2006年6月28日付計画法第2006-739号における複数の指針の主題となっている（「第2 3（2）①（i）（ニ）核燃料サイクルおよび関連する問題 — 長寿命高レベル廃棄物（HLW-LL）」を参照）。当グループは、あらゆる長寿命の高レベルおよび中レベル放射性廃棄物が2006年6月28日付法律第6条の意味における「最終的な放射性廃棄物」を構成し、また結果としてこの廃棄物を直接地層深くに埋めることができるようになると保証することはできない。これは特に、グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する法律第2015-992号に基づき採択された2016年2月10日付原子力命令が、行政当局に対し、放射性物質を放射性廃棄物として、また放射性廃棄物を放射性物質として再分類する権限を与えたためである。また、当グループは、公的機関がかかる貯蔵を承認するまでの期間についても保証することはできず、かかる承認に関連した技術指針を予測することもできず、廃棄物の今後ならびEDFが結果として負う可能性のある責任および費用に関する不確実性をもたらす可能性がある（進捗状況のアップデートについては、「第2 3（2）①（i）（ニ）核燃料サイクルおよび関連する問題 — 調整後の最終的な廃棄物の貯蔵」を参照。）。

英国では、British Energyが再編された際、既存の原子力発電所から発生する特定の放射性廃棄物の管理に関して、当局との間で契約が締結された（「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（a）原子力発電」を参照。）。これらの契約の条件に従い、特定の放射性廃棄物の管理に係る責任および一部の費用負担は、英国政府に移転している。ただし、上記契約の範囲に含まれない廃棄物の管理、貯蔵および処理に関する財務上、技術上および法律上の責任は、引き続きEDF Energy Nuclear Generation Limitedが負う。

2011年7月19日付指令2011/70/Euratomは、使用済燃料および放射性廃棄物の安全かつ責任ある管理に関する共通の地域枠組みを定める閣議の意図を確認するものである（「第2 3（3）⑥（ii）（ロ）基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。）。

EDFは運営を行わないが、EDFが（米国、ベルギーおよびスイスにおいて）財務的利益を有する原子力発電施設について、当グループは、使用済燃料および廃棄物管理に関連する将来的な支出負担のため、その株式保有の割合に応じた財務リスクに晒されている。当グループは、関係する国々における発電所の操業により生じる放射性廃棄物の長期貯蔵および取扱いに関する対応策を、適時にかつ容認できる財務状態で有するとは限らず、これは、当グループの財務実績および財務状態に悪影響を与える可能性がある。

使用済燃料の処理業務および廃棄物の長期管理に関して、当グループが計上した引当金は、費用見積りが修正された場合大幅に増加する可能性がある。

フランスでは、EDFは、使用済核燃料の管理業務（輸送、処理およびリサイクル条件）に関して、AREVAとの間で2008年12月に締結された基本契約およびその後の実施契約に基づく価格および処理量の条件を用いて引当金を計上している（2015年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記29.1.1を参照。）。2016年から2023年までの期間に関する実施契約は、2016年2月に締結された（「第2 3（2）①（i）（ii）核燃料サイクルおよび関連する問題」を参照。）。現行の契約の対象ではない期間を対象とする引当金の現行の計上金額は、同契約の更新条件が現行より不利なものとなった場合には、再評価されるべきである。

EDFは、深地下層貯蔵を前提として、またANDRA、公的機関および放射性廃棄物排出事業者で構成される作業部会により2006年に出された合理的な解釈に基づき、廃棄物の長期管理に関する引当金を計上している（2015年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記29.1.2および「第2 3（2）①（i）（ii）核燃料サイクルおよび関連する問題」を参照。）。DGECの監視のもとEDFも協力して深地下層貯蔵の費用が新たに計算されたことを受けて、エコロジー・持続可能開発・エネルギー担当大臣は、2016年1月15日付命令において、2011年12月31日現在の経済情勢に基づき新たな参考費用を250億ユーロに設定した。かかる費用の変更は、当グループの2015年度下半期の財務書類に計上されている（2015年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記29.1.2を参照。）。現在の見積りは初期設計を前提としているため、省令にも明記されているとおり、プロジェクトの進捗に伴って定期的に修正される。

ただし、現在計上されている引当金の額は数年以内に変更される可能性がある。上記の引当金の評価は、費用、インフレ率、長期割引率および債務返済予定に関する仮定に従い変動する。これらの感応度要因を考慮し、一部のパラメータの変更は、計上済みの引当金の大幅な修正につながる可能性がある。そのような場合には、長期の原子力へのコミットメントに対する引当金の不足が、当グループの財務実績および財務状態に重大な悪影響を与える可能性がある（2015年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記29.1.5を参照。）。

既存の原子力施設の廃炉には、現時点で予測できない困難が生じる可能性があり、またその費用が現時点の予想を遥かに上回る可能性がある。

当グループの原子力発電所の規模を考慮した場合、その廃炉には、重大な技術および財務的課題を要する。当グループは、廃炉（特にフランスの第1世代の発電所の廃炉）に付随する課題（特に技術面での課題）を評価し、その開発すべき解決策を特定してきたが、現在操業しているものと類似した原子力発電所を解体した経験は一度もない。

フランスにおいて、当グループは、廃炉および負荷分散化炉心核燃料に関連する見積費用をカバーするための引当金を計上している。かかる引当金の評価は、費用、インフレ率、長期割引率および債務返済予定に関する仮定に従い変動する。かかる作業のスケジュールおよび費用は、行政上の許認可、ならびに放射性廃棄物の貯蔵センターまたは廃棄物の保管および貯蔵に必要なその他の施設を必要な時に利用できるか否かに左右される（「第2 3（2）①（i）（ii）原子力発電所の廃炉」を参照。）。2006年6月28日付法律第2006-739号は、グラファイトなどの長寿命低レベル廃棄物専用の貯蔵センター（FAVL）について規定するものである。用地の初期調査は不成功に終わり、2013年にANDRAが新たな調査を開始しており、2015年7月には、放射性物質および放射性廃棄物管理国家計画（PNGMDR）に関連して中間報告書を提出した。この報告書は、いくつかの貯蔵概念を評価し、グラファイト廃棄物をスレーヌの敷地に貯蔵する可能性を考慮に入れている（「第2 3（2）①（i）（ii）核燃料サイクルおよび関連する問題」を参照。）。EDFによる放射性廃棄物のパッケージングおよび中間貯蔵施設（ICEDA）の建設は、建設許可の取消しにより予定よりさらに3年遅れている（「第6 3（2）訴訟および仲裁手続」を参照。）。これらの

感応度要因を考慮し、一部のパラメータの変更は、計上済みの引当金の大幅な修正につながる可能性があり、したがって、当グループは、引当金が適当な時点で実際に計上された費用と同額であると保証することはできず、これは、当グループの財務実績および財務状態に悪影響を与える可能性がある。財務諸表への影響を限定するため、当グループは定期的に引当金に関する主要な見積りの更新を行っている（2015年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記29.1.3を参照。）。

英国では、British Energyの再編に関して締結された取決めにに基づき、EDF Energy Nuclear Generation Group Ltd.の既存の原子力発電所の廃炉費用については原子力負債ファンドより支払われる。同ファンドの資産が不十分な場合、英国政府がかかる費用を負担する（「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（a）原子力発電」を参照。）。

EDFは運営を行わないが、EDFが（米国、ベルギーおよびスイスにおいて）財務的利益を有する原子力発電施設について、当グループは、将来の廃炉費用負担に応じた財務リスクに晒されている。

当グループの原子力事業に付随する長期的コミットメント（放射性廃棄物および廃炉）に関する費用をカバーするために当グループが割り当てている専用資産の額を上方修正し、追加の支払金が生じる可能性がある。

フランスにおいて、EDFの専用資産ポートフォリオの市場価値は、2014年12月31日現在は23十億ユーロであったのに対し、2015年12月31日現在は23.5十億ユーロであった（「第2 3（2）①（i）（ト）長期的な原子力コミットメントを満たすための資産（運転サイクルに関するものを除く。）」、「第2 3（3）⑥（ii）（ロ）基礎原子力施設に適用される特別な規制」および2015年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記47.3を参照。）。

専用資産の参照ベースを測定する引当金に大幅な変更がなされた場合、かかる資産の価値を調整するための追加的な支出が必要となる可能性があり、これはEDFの財務状態に重大な悪影響を与える可能性がある。さらに、国レベルでの規制（特に、EDFが構成する専用資産の基準に影響を与え得る規制）または共同体レベルでの規制の強化が、専用資産の構成に関する要件をより厳しくすることにつながり、EDFの財務状態に影響を与える可能性がある。

最後に、これらの資産は、厳格かつ慎重な規則に従って設定および管理されている（「第2 3（2）①（i）（ト）長期的な原子力コミットメントを満たすための資産（運転サイクルに関するものを除く。）」を参照。）が、当グループは、金融市場の価格変動が当該資産の価値に重大な悪影響を与えないと保証することはできず（感応度分析については、「第3 7（6）①（vi）EDFの専用資産ポートフォリオに対する金融リスクの管理」を参照。）、その結果、EDFは、当該資産の価値を回復させるために、さらなる支払いを行わなければならない可能性があり、かかる事象は、当グループの財務状態に悪影響を与える可能性がある。

英国では、原子力コミットメントへの資金供給は、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。したがって、事業者は、この目的で管理している資産はない（「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（a）原子力発電」を参照。）。

④ 当グループの組織および当グループ内の変更に関するリスク

当グループの拡大戦略は当グループの設定した目標に沿う形で実施できない可能性がある。

当グループは、各地域の事業モデルに従って、かつ関連する経験（上流部門と下流部門とのバランス、マーケティング戦略、再生可能エネルギー源またはその他の発電方法の開発（原子力、水力、石炭、コンバインド・サイクル・ガス発電所等））を考慮し、産業開発計画に沿う形で、フランス国内および国外の双方における電力、ガスおよびエネルギー・サービス産業における拡大を継続する意向である。当グループは、このようにして、拡大、再編、収益性向上（「当グループは、当グループの経営実績および財務実績を改善し、当グループの財務上の柔軟性を高めるためのプログラムを実施している。このプログラムの目的は、達成できない可能性がある。」という見出しのリスク要因を参照。）および売却に焦点を合わせた計画を実施している。

原子力発電の分野において、当グループは、予測している拡大を達成できない可能性、海外で開始したプロジェクトを実行できない可能性、または十分な経済、財政および法的状況下においてかかるプロジェクトを実行できない可能性がある。

EDFグループは、原子力発電所の建設および操業に関する（特に中国および英国における）国際プロジェクトにパートナーシップまたは株式投資を通じて関与している。開発段階において、これらのプロジェクトは、行政上の許認可および免許の取得ならびに（場合により）さらなるパートナーシップの構築を必要とする。これらは、多額の投資を要する大規模なプロジェクトであり、その資金調達状況については確認が必要である。現在の経済状況に鑑みると、かかる資金調達は遅延する可能性がある。加えて、一部の国における規制枠組みは、改正手続下であり、EDFの責務および責任に影響を与える可能性がある。保護的な契約条項の交渉をしたとしても、当グループは、予定の時間枠に従ってこれらのプロジェクトの一部またはすべてが十分な経済、財政、規制および法的状況下で実行されること、またはかかるプロジェクトが長期的に当初予測していた収益をもたらすことを保証することはできず、これにより、当グループおよびその財務状態に重大な悪影響が及ぶ可能性がある。

新エネルギーの分野について、EDFは主に多数の国で事業を行っているEDF Énergies Nouvelles子会社（「第2 3（2）①（iv）（ハ）EDF Énergies Nouvelles」を参照。）に任せている。しかし、かかる発展の収益性は、しばしば多くの国で適用さ

れている支援政策に依拠するものである。当グループは、支援プログラムが一部の国において変化しないことおよび投資の収益性に悪影響を及ぼさないことを保証することはできない。

さらに、当グループのガス事業の拡大は、発電におけるガスの利用ならびにガスの提供の開発の両面において、重要な課題である（「第2 3（2）⑥（ii）ガス事業」を参照。）。世界におけるガスの需給に関する見通しは、変化している（特に米国における非在来型ガスのブーム、新興国からの需要増加等）。新たな事業者の出現やエネルギー企業の合併により、フランスおよび欧州ではガス分野の競争環境が展開しつつある。欧州諸国において、天然ガスの輸入に対する依存度は既に高く、上昇を続けているが、これは主として、現地資源の枯渇および供給源の遠隔地化によるものであった。当グループのガス事業戦略を実施するために、当グループは、競争が激しい供給源へのアクセスだけでなく、消費地点に近い地域にガスを輸送することを可能とする物流面のインフラ設備（貯蔵倉庫、ガス・パイプラインおよびLNGターミナル等）へもアクセスしなければならない。当グループは、競争性のある財政状態のもと、（例えば、長期契約またはガス田の取得により）ガス供給源またはかかるガス・インフラへのアクセスを常に確保できるとの保証も、予想されているシナジーを生み出すことができるとの保証もできない。上記の要因はいずれも、当グループのガス戦略の拡大を鈍化させる可能性があり、その場合、当グループの事業、財務実績および見通しに悪影響を与えることが予想される。さらに、国際的な地政学的背景がより厳しいものとなった場合、当グループが自ら関与しているプロジェクトから迅速に、または許容できる経済情勢の下で撤退できる保証はない（「第2 3（2）⑤（iii）（ロ）中東欧諸国」を参照。）。

最後に、当グループは、持続可能な開発の手法の一環として、環境効率エネルギーのサービスを含む統合サービスの提供を開発し、強化する方針である。エネルギー・サービス市場は非常に競争が激しく、またエネルギー効率化市場は、大きな潜在的開発可能性を有する（「第2 3（2）⑥（i）エネルギー・サービス」を参照。）。2014年7月25日以降のDalkiaの当グループへの統合は、専門知識および開発部門を強化するものである（「第2 3（2）⑥（i）（イ）Dalkia」を参照。）。しかし、当グループは、そのサービスの提供が成功するとの保証も、当グループがこの分野における当該拡大方針を常に実行できるとの保証もできず、この場合、当グループの財務実績および見通しに悪影響を与える可能性がある。

さらに一般的には、当グループは、その決定が不適切となるような規制上、経済的および競争上の背景の予期せぬ変化に直面する可能性があり、また、当グループの戦略の実施または変更に際して問題に直面する可能性もあり、この場合、当グループの事業、財務実績および見通しに悪影響を与える可能性がある。

当グループによる買収および売却の取引はリスクを伴うため、追求した目標が必ずしも達成されとは限らない。

当グループは、その開発戦略の一環として、資産または株式持分の買収およびジョイント・ベンチャーの設立を伴う取引ならびにより一般的なあらゆる種類の外部的拡大取引をこれまでに行的っており、今後行う可能性がある（「第3 7（3）④新たな投資およびパートナーシップ」を参照。）。

外部的拡大取引は、特に次のリスクを伴う。（i）当グループが買収の評価に用いる仮定が、特に予想市場価格、費用削減、利益、シナジーおよび収益性に関して正確ではない可能性がある。（ii）買収した資産の品質および性能に関して支障が生じ、または買収した企業の負債の過小評価が生じる可能性がある。（iii）買収した事業または企業の統合に関して支障が生じる可能性がある。（iv）当グループが、買収した企業の一部の主要従業員、顧客または供給業者を維持できない可能性がある。（v）当グループが、高額または不利な財務条件で既存の一部の契約関係の解消を強いられるか、または解消を希望する可能性がある。（vi）これらの買収に係る資金調達を目的として当グループの負債が増加する可能性があり、その結果、将来において財務上の柔軟性および追加の融資を得る機会が制限される可能性がある。（vii）当グループが、独占禁止法取締当局との間で、当グループが予定していた条件より不利な条件で実施することとなる約定の締結を強いられる可能性がある。

その結果として、外部的拡大事業により期待される効果は、予想より小さいか、または遅く達成される可能性があり、その場合、当グループの財務実績、財務状態および見通しに悪影響を与える可能性がある。

また、当グループは、資産の売却または株式投資を伴う取引をこれまでに行的っており、今後行うこととなる可能性がある。かかる売却に関連して、当グループは売却資産について保証を提供することがあり、その結果として、購入者に対して補償金または価格調整額を支払わなければならない可能性があり、その場合、当グループの財務実績、財務状態および見通しに悪影響を与える可能性がある。

さらに、当グループは、特に契約上、財務上または規制上の制約もしくは政治的介入により予定していた外部的拡大取引および売却を行うことができなくなる可能性があり、または希望する価格と異なる価格で買収および売却を行うことになる可能性がある。この場合、当グループの財務実績、財務状態および見通しに悪影響を与える可能性がある。

当グループは、子会社および株式持分の一部について、その過半数支配権を有していない可能性または共同支配している可能性がある。

当グループの一部の事業活動は、当グループが共同支配権を有するかまたは当グループが少数株主持分を有する事業体を通じて遂行されている、または将来遂行される可能性がある。かかる状況において、パートナーの合意が得られない場合、また

は当グループの利害に反する決定がなされる場合には、当グループは、デッドロック状態に陥る可能性がある。この場合、採用した戦略を遂行する当グループの能力が制限される可能性があり、当グループの事業活動、財務実績、財務状態および見通しに悪影響を与える可能性がある。

市場の自由化により必要となる種々の再編から、EDFグループは業務上および財務上の影響を受ける場合がある。

市場の自由化以降に設置された組織では規制対象事業は競合事業と区別されており、これが顧客の困難またはそれぞれの役割の混乱をもたらす可能性があり、この場合、当グループおよび（特に）エネルギー供給業者のイメージに影響が及ぶ可能性がある。

当グループの事業は、不完全であるかまたは悪意ある攻撃の標的となる可能性のある情報システムに依拠している。

当グループは、その商業上および産業上の業務遂行に不可欠である複合的かつ非常に複雑な情報システム（サーバー、ネットワーク、アプリケーションおよびデータベース等）を運営している。この情報システムは、急速に変化しつつある環境に適応しなければならない。

これらのシステムのいずれかに不具合が生じた場合には、当グループに重大な悪影響を与える可能性がある。特に、市場の完全自由化の後に導入されたかもしくは導入予定または適応される必要のある情報システムまたはコール・センターが十分に信頼できないまたは生産的でない場合には、EDFグループの事業に重大な悪影響を与える可能性がある。

当グループは、変化が生じた際、可能な限り当グループの要求に見合った運用上の品質レベルを保証するために、当該システム向けのテスト手続を定め、また個別の不具合が生じた際に解決策を提示することができるよう、事故管理および危機管理の手続を定めた。かかる手続はまた、悪意ある攻撃の可能性のある事例にも対応する。

さらに、当グループは、年次テストを受けている情報システムのバックアップ・プログラムを強化、改善させるための方針を導入し、事故のフィードバックにより定期的に改善される危機管理手続について規定した。しかし、最後に一般的に、当グループは、かかるプログラムが現実の環境において技術開発上の問題またはその実施の遅延に直面せず、重大な事象が生じた場合、当グループの事業、財務実績および財務状態が受ける悪影響を制限できると保証することはできない。

フランス政府は、当グループの支配株主として、当グループの重要な決定に干渉する可能性がある。

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、EDFの支配株主となっており、その株式資本の70%以上を保持しなければならない。フランス法の下では、支配株主は、株主総会で採択される決議を含め、会社に関する多くの決定を支配する（特に、取締役の選任および解任、配当の分配ならびに定款の変更。）。さらに、フランス政府の保有株式の希薄化に関する法定制限が、資本市場にアクセスしまたは外部的拡大取引を実行するEDFの能力を制限する可能性がある。

当グループの従業員の大部分は、EDFとENGIEの共同事業体に属しているため、当グループはかかる共同事業体の管理機構の構成に部分的に依存している。

当グループの従業員の大部分は、EDFとENGIEの共同事業体に属している（ほぼ全員がERDFおよびGRDFの共同部門すなわち、EDFグループおよびENGIEグループの2つの供給子会社に属している。）。したがって、これらの共同事業体による決定の一部は、特に費用および資源の管理に関し、EDFに影響を与える可能性がある。さらに、EDFとENGIEは、これらの共同事業体に関して異なる利害または見解を有する場合があります、このことが当グループの労働関係、財務実績および財務状態に悪影響を与える可能性がある（「第2 3（2）④（ii）（ハ）ERDFおよびGRDFによる共同サービス」を参照。）。

当グループは、数多くの国で事業を行っているため、政治不安、経済不安または社会不安に直面する可能性がある。

当グループの一部の投資およびコミットメントには、政情または経済が不安定化する可能性のある国または不安定化している国において事業を行うことに付随するリスクおよび不確定要因に晒されている。当グループが事業展開する国は、国によっては未発達で十分な保護機能を有しておらず、かかる国は投資利益および投下資本の本国への送金に関する統制または制限を行っているかそれらを行う可能性があり、エネルギー事業に影響を与える特別課税および利用料を定めているかまたは定める可能性があり、国際的グループの事業に関して制限的規則を課しているかまたは課す可能性がある。かかる国において、時として急速に変化する規制または政治的、社会的およびその他の要因により影響を受ける規制に電力分野も従っており、これは当グループの子会社の事業または財務実績に対し、その利益に反する形で影響を与える可能性がある。上記のいずれかの事象が発生した場合、当グループの事業、財務実績および財務状態に悪影響を与える可能性がある。

最後に、当グループは、世界の様々な国（ブラジル、ベトナム、ラオスおよび中国等）において、独立系発電所（IPP）のポートフォリオを開発および建設しており、そこで1つ以上の役割（エンジニアリング、プロジェクト管理、プロジェクト事業者、投資者および事業者としての役割）を担っている。これらの異なった立場において、特に、IPPに対する投下資本のリターンが予想を下回る場合、長期電力契約もしくは適用ある場合にはパス・スルー条項が疑問視される場合、または当該国に

おける電力市場規則の主要な変更を伴う場合には、当グループが責任を負うか、または当グループの財務実績に影響を与える可能性がある。

当グループは、急速に変化する環境にその技術を継続的に適応させ、その労働力のほとんどを入れ替えながら、経験および技能を新しい従業員に承継させなければならない。

急速に変化する環境（特に、市場の完全自由化、原子力および「クリーン・コール」パワーの国際開発、再生可能エネルギーの開発等）における当グループの戦略的目標の達成に関連して、特に機能的および地理的な分野において必要な技能に継続的に適応しかつそれを想定することが必要になる。

フランスでは、電力およびガス産業の従業員のための特別年金制度の改革による平均退職年齢への影響にもかかわらず、EDFの従業員の多くが毎年退職している。例えば、EDFの範囲においては、2015年から2020年の間に約20%の労働力が定年退職を迎える可能性がある（「第2 5（1）優れた専門性：雇用および技能開発」を参照。）。この状況は、当グループの新たな課題へ従業員の専門的知識を適応させる機会となるかもしれないが、かかる労働力の入替えによって、知識の移転を想定しかつ最も能力の高い人材の獲得競争に対処することが必要となる。

EDFグループは、技能開発を最大の課題とみなしており、かかる技能者の採用、維持、再配置または入替えを満足のいく条件で適時に行うために必要なあらゆる手段を取っている。しかしながら、採用される方法が、十分であるとは限らず、その場合には、当グループの事業および財務実績に影響を与える可能性がある。

当グループは、年金およびその他の従業員給付に関する多額のコミットメントを履行しなければならない可能性がある。

当グループが事業展開している様々な国で適用されている年金制度では、当グループの従業員に対する給付の支払いに関する長期的コミットメントがある（2015年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記31を参照。）。フランスでは、これらの年金コミットメントに加えて、当グループは雇用後給付および在職中の従業員に対する長期給付に関するコミットメントがある。

上記のコミットメントをカバーするために、当グループは必要に応じて、外部委託基金または年金基金を設立した。2015年末における当該資産はかかるコミットメントの一部をカバーする程度であったが、当グループにとっては、その満期は相対的に段階的に到来する。2015年12月31日現在、従業員給付コミットメントの平均期間はフランスでは17.8年、英国では19.4年であった。

上記コミットメント、計上された引当金、設立された外部委託基金または年金基金、ならびに資金不足を補うための追加拠出金の金額は、市況によって変更される可能性のある一定の保険数理上の仮定（割引率等）、一般的な退職制度によって支払われる退職給付を規定する規則、および当グループによって支払われる給付に基づいて算定されている。これらの仮定および規則は、将来において調整される可能性があり、その場合、年金およびその他の従業員給付に関する当グループの現在のコミットメントを増加させ、その結果、それに応じた引当金の増額につながる可能性がある。

さらに、外部委託基金または年金基金の金額が、特に英国またはフランスにおいて、主に算定上の仮定または金融市場の変動により、当該コミットメントについて不十分となることが判明した場合、当グループは当該基金に対して追加の拠出金を支払わなければならない可能性があり、その場合、当グループの財務状態および財務実績に悪影響を与える可能性がある。

労働争議が当グループの事業に悪影響を与える可能性がある。

当グループは、ストライキ、休業、クレームなどの労働問題または混乱もしくはその他の労働問題が当グループの事業を混乱させる可能性を除外できない。当グループは、労働運動による事業の中断によって被った損失をカバーする保険に加入していない。したがって、当グループの財務状態および経営成績は、労働問題により悪影響を受ける可能性がある。

当グループは、当グループの経営実績および財務実績を改善し、当グループの財務上の柔軟性を高めるためのプログラムを実施している。このプログラムの目的は、達成できない可能性がある。

当グループは、当グループの経営実績を改善し、当グループの財務上の柔軟性を高めるためのプログラムを実施しており、今後も実施する可能性がある。2012年以降、営業費用および投資に照らして購買を最適化するため、数々の措置が実施されている。この結果、2015年は営業費用が減少した。中期的には、当グループは2018年に再度プラスのキャッシュ・フロー（配当後、Linkyおよび新規資産処分純額を除く。）を生むという目標を立て、この目標達成に向けた計画を実行している。しかしながら、当グループは、業績を向上させるために実施するプログラムが期待された成果をあげるとも、予定された期間内にかかる成果をあげるとも保証することはできない。

当グループに適用されるIFRS基準の変更に起因するリスク

EDFグループの2015年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類は、国際会計基準審議会（IASB）が公表し、2015年12月31日に欧州連合が承認した適用可能な国際会計基準に準拠して作成されている（2015年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記1.1を参照。）。

かかる会計基準の枠組みは、発展しており、新基準およびその解釈は現在、有資格の国際的団体により草案が作成される過程または承認される過程にある。当グループは、かかる基準および解釈による潜在的影響を検討しているが、かかる基準および解釈が伴う可能性のある今後の展開または連結財務書類に対するその影響を予測することはできない。

⑤ EDFの資本構造および株式公開に関連するリスク

株価の顕著なボラティリティ

株式市場は、近年、株式が取引される特定企業の業績に常に関連しているわけではない顕著な変動を経験している。かかる変動は、EDFの株価に著しい影響をもたらす可能性がある。

また、EDFの株価は、例えばエネルギー政策に関する政治判断による、EDFグループ、その競合者、全般的経済情勢または特にエネルギー産業に関連する要因を含む数多くの要因により著しい影響を受ける可能性がある。

外国為替相場の変動

EDF株式は、ユーロ建てによってのみ価格が付けられ、将来の配当金の支払いはすべて、ユーロ建てである。ユーロ以外の外貨建てによる株価およびEDFの株主に支払われる配当金は、ユーロ価値の下落により悪影響を受ける可能性がある。

（２） 当グループの事業管理および統制組織

本項の目的は、当グループ会社に存在するすべての統制手続を網羅することではなく、重要とみなされる活動またはリスクに関連する統制手続、ならびに2015年の主要な長期手続に焦点を合わせ、2015年に行われた変更および主要なイニシアチブを取り上げることである。これらの内部統制およびリスク管理手続は、AMFリスク管理および内部統制の参照枠組み（2007年1月22日発表、2010年7月22日改訂）に規定された一般原則を遵守している（本項の草稿時、EDFは、主要な国際基準、特にCOSO IIおよびISO 31000の変更点を考慮したAMFの参照枠組みとの整合性を確認済みである。）。

① 当グループの管理および統制の一般的体制

（i） 経営幹部の管理組織

EDFの経営幹部の組織は、次の2つの主要な原則を反映している。すなわち、規制対象子会社の経営の独立性を維持しながらグループの総合的運営を向上させること、および運営に関わる従業員が意思決定に果たす役割を強化することである。

執行委員会

会長兼最高経営責任者は、当グループ内のすべての事業ラインの代表が参加する執行委員会に依存している。その構成は、「第5-4(2)①執行委員会の構成員」に記載されている。

同委員会は、当グループの経営および戦略に関する事項について検討および協議を行う意思決定機関である。当グループのあらゆる実質的問題および重要な事象をレビューし、経営目標と経営成績を監視し、EDFグループの主要な課題の管理および予測に寄与する。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投資引揚案件について検討し、承認する。執行委員会は、原則として毎週会議を行う。

「リスク委員会」として行為する執行委員会の会議は、専らリスクの評価および管理ならびに監査活動のチェックを行う。

会長兼最高経営責任者および執行委員会は、2015年初め、2030年までのEDFの進路を決定する「CAP2030」戦略計画を開始した。このプロジェクトを成功させるために優先的に行うべき議論および活動として、様々な目標が掲げられた。執行委員会は、これらの目標を定期的にレビューする。

グループ執行委員会のコミットメント委員会

プロジェクトの評価および監視を強化するため、執行委員会のコミットメント委員会（構成は執行委員会と同じ。）は、コミットメントの規模または意思決定前に負うリスクの点から最も重要なプロジェクトについて、徹底的に調査する。

リスク委員会

2015年初め、リスク委員会（構成は執行委員会と同じ。2015年4月13日に最初の会議が開かれた。）が設立された。同委員会は、当グループが晒されるリスクをよりよく管理するための意思決定を担当している。当グループのリスク分類をレビューし、リスク分類において当グループが優先すべきリスクを特定し、かかるリスクの対処戦略を共有する。また、新しいリスクに関する情報交換および警告の場でもある。執行委員会の各委員は、1つまたは複数の優先リスクを担当し、かかるリスクの対処戦略およびそれに伴う行動計画の策定（監査の結果策定されたものを含む。）の責任を負う。また、当グループの監査プログラムの調査も行う。2015年、同委員会は2回会議を開き、具体的には当グループの優先リスクのリストを承認した。

原子力安全・放射線防護総括監査官

原子力安全・放射線防護総括監査官は、EDFの会長兼最高経営責任者により指名され、会長兼最高経営責任者に直属するもので、専門分野において監査を行い、また当グループの原子力発電所の総合的な安全性について年1回レビューし、改善すべき点を経営幹部に提案する。

EDFグループ水力発電安全性検査官

EDFグループ水力発電安全性検査官は、EDFの会長兼最高経営責任者により指名され、会長兼最高経営責任者に直属するもので、専門分野において検査を行い、また当グループの水力発電所の総合的な安全性について年1回レビューし、改善すべき点を経営幹部に提案する。

(ii) 内部統制システムの概要および運営

2010年9月3日、会長兼最高経営責任者は、EDFグループにおける内部統制の実施に関する決定に署名した。この決定は、特に2008年12月8日付命令における会計の法規制に関する規定を反映しており、EDFグループの内部統制指針を定めている。この決定の目的は、以下の基本原則（絶えず改善する。）に基づき、EDFのリスクの統制に関して合理的な保証を行うことである。

- ・各グループ・マネージャーに対する責任の委譲。グループ・マネージャーは、各レベルで以下の事項について責任を負う。
 - －主要なリスクの統制。
 - －委譲された業務について確実に統制を行うこと。
 - －特定されたリスクに応じて統制システムをカバーし割り当てること。
 - －実施されたシステムの自己評価を行い、自己のマネージャーに対して正式かつ定期的に結果報告を行うこと。
- ・「第3-4(2)①(iii)(ロ)当グループの監査機能」に記載された内部監査システム。

これらの基本原則はすべてのグループ企業に適用されるが、実施の手続は各企業（の規模、統治条件および統制レベル）によって異なる。

したがって、経営幹部は、統制される分野について（規制対象子会社を除く。）、統制する子会社およびEDFの主要な事業部門に関してこれらの原則を実施し、かかる子会社および事業部門は複数の業務ユニットまたは子会社を統制する。

各取締役は、「内部統制マネージャー」を指名している。これらのマネージャー（約80人）が構成するネットワークは、当グループのリスク統制部門が管理している。

内部統制に関する手引書（その作成時、EDFは、主要な国際基準、特にCOSO IIおよびISO 31000の変更点を考慮したAMFの参照枠組みとの整合性を確認済みである。最初の内部統制に関する手引書は、2007年1月22日に作成および配布され、これ以降毎年アップデートされている。内部統制に関する手引書は、2015年、要件および履行管理を理解しやすくするために再編された。）が作成され、それぞれの内部統制システムの実施における参考として、各企業（2015年以降、DalkiaおよびCitelumは、EDFの内部統制およびリスク管理システムに完全に統合されている。）に提供されている。この手引書は、当グループ全体における事業部門を超えた様々なリスク分野を明記し、主要な統制要件を特定している。これは、フィードバックまたは、経営幹部の方針および決定の遵守に関するものを含む新たな統制要件に基づいて、毎年アップデートされる。2015年末現在、関係する66の企業はそれぞれ、主としてリスク管理および管轄業務の自己評価（自己評価は、内部統制に関する手引書において特定されたすべての分野、および特にAMFの枠組みにおけるすべての行動領域を反映している。）ならびに進捗行動について記載した、年次内部統制報告書を作成した。当グループは、9年連続でこのアプローチを取っている（2015事業年度については、新たな自己評価モデルが試験的に導入されている。）。毎年、会長兼最高経営責任者ならびに監査委員会、およびその後に取り締役会が、これらすべての文書、および当グループ内の内部統制状況を踏まえた解釈をまとめた報告書を受け取る。

監査部門は、これらの企業について、その重要性に応じて3年から5年に一度、内部統制の健全性レビューを含む包括的監査を行う。

その他の当グループ子会社（規制対象子会社および当グループが多くの持分を有する子会社）については、統治機関におけるEDFの代表者がリスク管理を行う。このため、各子会社におけるリスク分類、内部統制および監査システムの詳述、ならびにリスク分類および監査活動に関する定期的な情報提供（プログラムおよび主要な結果）が確実に行われ、定期的監査を通じてかかる各システムの有効性および妥当性が確認される（規制対象子会社については、有効な規則が定める制限内でかかる責任が果たされる。）。

当グループの監査部門およびリスク部門は、

- ・主要な子会社のEDF代表者に対して、統治機関におけるアプローチの実施および管理の支援をサポートする。
- ・自己の責任分野に該当するその他の子会社におけるEDF代表者に対して同じサポートを提供する任務を負う関連部門の部長をサポートし、年次自己評価報告書においてかかる事項について報告を行う。

2015年、執行委員会が立ち上げた「CAP2030」の計画に関して、内部統制の修正計画が開始された。この主な目標は、2015年9月、会長兼最高経営責任者に承認された。この計画の目的は、マネージャーの責任を強化し、自己評価ツールを簡素化し、内部統制に関する手引書に記載された様々な要件基準を明確にすることで、内部統制を向上させる計画を提案することである。この計画は、2015年から段階的に実施されており、2016年終わりから2017年初めまでにすべての結果を出すことを目指している。

(iii) 当グループのリスク部門、当グループの監査機能、企業財務部門および法務部による内部統制への寄与

(イ) 当グループのリスク部門

EDFは長年、業務リスク（産業リスク、環境および健康リスク等）、財務リスクならびに組織リスクの管理方針を設定している。

これらの部門別方針に加え、かつ、環境の変化を踏まえて、EDFは2003年、具体的にはリスク部門グループを設置することで、既存の手続を補強する全体的なリスク管理および統制プロセスを策定した。リスク部門グループの主な任務は以下のとおりである。

- ・各グループ企業に、EDFおよびその被支配子会社の範囲内で直接、または規制対象もしくは被共同支配子会社の統治機関を通じて、リスク分類を行わせること。当グループの主要なリスクについて連結リスク分類を作成およびアップデートすること（「第3 4（2）②（i）リスク分類プロセス」を参照。）。
- ・会長兼最高経営責任者および執行委員会に対して、新興リスクおよびこれまで十分に観察されていないリスクについて警告すること。
- ・EDFおよびその被支配子会社の範囲内で直接、または規制対象もしくは被共同支配子会社の統治機関を通じて、リスク統制方針を強化し、特に様々な部門ベースのリスク統制方針の完全性および一貫性を確保すること（「第3 4（2）②（i）リスク分類プロセス」を参照。）。
- ・内部統制方針が確実に策定されるようにすること。内部統制機能を管理すること（「第3 4（2）①（ii）内部統制システムの概要および運営」を参照。）。
- ・EDFおよびその被支配子会社の範囲全体でエネルギー市場リスク方針が確実に策定されるようにすること。より一般的には、EDFおよびその被支配子会社の範囲内で直接、または規制対象もしくは被共同支配子会社の統治機関を通じて、かかるエネルギー市場リスクが確実に統制されるようにすること（「第3 4（2）②（iii）エネルギー市場に関連するリスクの管理および統制」を参照。）。

- ・EDFおよびその被支配子会社の範囲内で財務リスク（金利、為替、流動性、株式、信用リスク）およびカウンターパーティーの債務不履行リスクを定義し、統制すること。かかる財務リスクが、規制対象もしくは被共同支配子会社の統治機関を通じて確実に統制されるようにすること（「第3 4（2）②（iv）金融市場に関連するリスクの管理および統制」を参照。）。
- ・長期投資およびコミットメント・プロジェクト（執行委員会レベルの意思決定機関に付託される。）について行われるリスクの分析の包括性および妥当性を検証すること。
- ・EDFおよびその被支配子会社の範囲内で危機管理方針が確実に策定されるようにすること。危機に際してすべての子会社と情報交換および連携するための手続を策定すること。危機システムがグループ・レベルで確実に機能するようにすること（「第3 4（2）②（ii）危機管理」を参照。）。

（ロ） 当グループの監査機能

当グループの監査機能は、内部監査業務を行う当グループ、EDFおよび子会社のすべての監査資源からなる。会長兼最高経営責任者の決定に従い、この機能は当グループの監査担当部長が監督する。当グループの監査機能には、監査部門、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。監査部門と様々な監査チームとの関係、およびそれぞれの権限は、当該チームがEDFに所属するかまたは被支配子会社もしくは規制対象子会社に所属するかを考慮している。監査部門は、機能（監査部門による子会社（RTEおよびERDFを除く。）の監査担当部長の共同指名および相互評価、成功事例の紹介、研修、ツールおよび手法の共有等）の監督を行う。2015年、当グループの監査機能は116人の従業員で構成されていた（EDF SA、EDF Energy、EDF Trading、Edison、EDF Luminus、EDF Polska、EDF ENおよびDalkiaのフルタイム当量）。

「CAP2030」戦略計画の手段の一つは、監査をカバーしている。経営陣が実行を求められている内部統制の改善計画に従い、執行委員会が2015年9月に承認した目標（執行委員会の転換委員会としての会議によるレビュー、および監査委員会への提出後）は、当グループの監査の焦点を第三の防衛線に合わせ直すことである。この考えの下、該当する組織（EDF SA（発電、エンジニアリング、商業、アジア太平洋）、audit EDF Polska、EDF Trading、EDF Luminusの事業監査チーム）の内部統制を強化するため、内部統制の二次統制以上の役割を有する一部の事業監査チームが再配置される予定である。

EDFおよび被支配子会社のパフォーマンス基準

監査部門は、内部監査人協会の定義による国際基準を適用し、かかる基準を推進し、被支配範囲における基準の遵守を監視する。

監査人の任務、権限および責任、ならびに被監査人の権利および義務は、2010年9月3日にアップデートされた規約に記載されている。この規約は、会長兼最高経営責任者が署名したもので、監査機能の独立性を再確認し、内部監査機能の任務および責任、ならびに監査人および被監査人の義務および権利を明記している。これには、当グループの監査機能全体に適用される倫理規約が伴う。この規約は、倫理の文化を促進し、監査人がその職業および内部監査の実施に関連する基本原則を遵守および適用しなければならないことを改めて表明するものである。

監査部門は、書記長に直属する。監査部門の部長は、会長兼最高経営責任者と直接連絡を取ることができ、監査委員会に対して監査作業の報告を行い、実行すべき監督任務の実施に関して監査スタッフの適性を判断するために必要な情報を提供する。

監査部門ならびにEDFおよびその被支配子会社（規制対象子会社を除く。）の監査部門におけるすべての監査人は、国際基準に則った方法で訓練されている。かかる監査人らは、EDFグループの様々な事業および外部の監査事務所から採用されている。各監査人は、各任務の終了時に評価される。監査人としての経験は、評価およびキャリアに基づく能力につながる。2006年3月、監査部門および会社執行役員開発部門は、この旨の覚書に署名した。

監査部門の業務全体における適切な機能（監査プログラムの起草から、提案の実施の監視まで）に関しては、主要なプロセスが設定および調整されている。

2014年、監査機能は自発的にIFACI（L'Institut Francais de l'Audit et du Controle Interne（フランス監査および内部統制協会））の評価を受け、2008年および2011年から2012年にかけてと同様に、その実務が国際的な監査基準を満たしているとの認定を得た。

EDFおよび被支配子会社の運営手続

監査部門および子会社の監査部門は、様々な部門および被支配子会社の内部統制システムを監視している。具体的には、監査部門は部門を超えた企業レベルの監査を、子会社の監査部門はその責任の範囲内で監査を行う。監査部門は、企業レベルのリスクについて子会社の監査を行う権限を有する唯一の機関である。

監査プログラムは、会長兼最高経営責任者、リスク委員会、次いで取締役会のレビューを受ける。監査プログラムは、以下を反映して策定される。

- ・主要なグループ企業（部門および子会社）について、特に内部統制が正確に行われているかを評価するため、重要性に応じた間隔で監査する必要性。

- ・主たる会計および財務プロセスならびに「グループ・ヘッド」プロセス（人事、情報システム）。
- ・主要なプロジェクト。
- ・当グループのリスク分類において、リスクの重大な特質に応じた間隔で前述の監査を受けていないリスク。
- ・経営幹部の決定の監視。

子会社の監査チームのプログラムは、監査部門のプログラムと調整される。

監査後は必ず提案が行われ、その提案は被監査人およびその経営陣による確認後、かかる経営陣および被監査人が起草する行動計画の主題となり、監査部門に送られる。監査部門は、その後12か月から18か月間で、監査によって発見された不正を是正するため、これらの是正措置または経営陣が決定したその他の行為が確実に行われるように監視する。監査は、不正が排除されて初めて、満足に完了したものとみなされる。これに対して、監査が満足に終了しなかった、または条件付きで終了した場合、経営陣に対して適切な警告が発せられる。

これらの原則は、監査機能全体によって同一条件で適用される。

監査部門は、当グループの監査機能全体における監査の概要、主要な企業監査結果および対応する提案、ならびに期間中に完了した企業監査の結果をまとめた監査概要書を、年2回作成する。この概要書は、期間中、複数の監査において観察され、経営陣の特別な注目に値する、反復的または一般的な問題の特定も行う。当グループのリスクの統制レベルについて、監査に基づく見方を示す。この概要書は、会長兼最高経営責任者、リスク委員会、次いで監査委員会および取締役会に提出される。

(ハ) 企業財務部門

財務部門（FD）は、市場の動向および金融テクニクの変化を監視し、プロジェクトの財務リスクを分析する。経営管理、会計および税金の各事業ラインにおける統制システムは、当グループの内部統制方針（稼働企業が採用すべき主要な要件の提案）の一部をなし、事業ライン方針の実施をカバーする。経営管理に関する方針は、具体的には経営サイクル、支出コミットメント、投資の監視に関連している。会計および税務問題に関する方針は、具体的には会計および税務情報の信頼性に関連している。

経営管理の任務は、以下のとおりである。

- ・当グループの経営サイクル予測プロセス（中期予算、予測および計画）の管理、前述の予測プロセスの要約、ならびに当グループ全体のための部門および子会社レベルの調停。経営管理は決定を行う前に、警告を発し、提案された処置による財政面への影響またはパフォーマンス・レベルの分析の一環として提案を行う責任を有する。
- ・パフォーマンスの調整における運用管理の支援：予算の実施（年2回計画をアップデートするとともに、月1回、当該時点までの結果および前回の年次計画のアップデートをカバーした報告を行う。）は、各部門および被支配子会社全体で行われる定期的なパフォーマンス・レビューによって監視される。
- ・特に投資管理プロセスに寄与し、経済および財務の最適化分析を行うことで、当グループの財務統制機能を実行すること。
- ・中長期的な財務政策の策定推進。

事業ラインおよび子会社の各部門の財務管理担当部長は、それぞれの所属する企業の経営委員会の一員である。彼らは、運用管理および経営管理事業ラインの管理によって、共同で指名および評価される。

会計の任務は、以下のとおりである。

- ・EDFの財務書類および当グループの連結財務書類の作成。
- ・適用すべき会計基準および勘定科目表を記載した当グループの参考資料を起草することで、会計の質を確保すること。
- ・財務および会計情報の統制に関する内部統制参考資料を、EDFを代表してアップデートすること。

子会社の会計内部統制方針は、それぞれの対応する法的ストラクチャーの責任である。

また、当グループ執行委員会のコミットメント委員会が評価した投資プロジェクトが既に開始され、当グループの貸借対照表および損益計算書に対する影響を予測するため、標準的な観点から分析されている。

税金の任務は、以下のとおりである。

- ・当グループ内の税務政策の一貫性を確保すること。
- ・特に法律上および規制上の義務を確実に監視することで、法律上の義務および報告義務が適切に履行されるよう徹底すること。
- ・繰延税金についての追跡会計および財務書類の定期的な妥当性チェックを確実に行うこと。
- ・当グループの税金リスクの特定および統制。

(二) 法務部

書記長に直属する法務部の役割は、当グループの利益を保護し、サポート、アドバイスおよび専門知識を提供することで当グループの事業を確保することである。また、当グループの利益をいかに保護するかを長期的に予測および計画し、特に契約問題および法的解決をできるだけ効果的に行うことで当グループのパフォーマンスに寄与する。

当グループの法務的リスクの全体的な統制を強化するため、会長兼最高経営責任者は、2014年9月23日付決定に従い、当グループの法務部長が監督するグループ法務機能の設置を決定した。

「第3 4 (2) ① (iv) 権限委譲および技術的認可」および「第3 4 (2) ④ 法令および規則の遵守に関する内部統制手続」に記載した当グループの内部統制に対する法務部の寄与に加えて、訴訟および大型または慎重を要する案件を扱った当グループの法務に関する報告を四半期ごとに行っている。

また、契約ライブラリーにより、EDFの慎重を要する契約を確実に周知および管理することができる。この契約ライブラリーは内部統制システムの一部であり、EDFおよび一部の子会社（規制対象子会社および被共同支配子会社を除く。）の主要な契約責任を確認および電子化する、安全なプロセスである。このシステムは、特定の基準を満たす大型契約の原本は国の安全な施設で中央管理すべきであると定めた、大型契約の管理に関する決定および施行メモランダムによって完成された。

最後に、法務部は、法務部の方針の統合、標準化および共有を確実にし、当グループが重大な利害を有する法的トピックおよび判例法を監視するため、知識管理システムを立ち上げた。

(iv) 権限委譲および技術的認可

会長兼最高経営責任者は、運営チームの一部のメンバーに対して、自己の権限の一部を委譲する。

調達のための組織は、購買プロセスを適切に管理することを意図して設置されている。調達契約は、調達部門担当部長もしくはその代理人が署名した後に、基準金額に応じて、会長、グループ常務取締役、またはいずれかの代理人が署名する。調達部門担当部長またはその代理人が署名することで、当該文書が調達プロセスを遵守していることが正式に認められる。各グループ常務取締役は、署名を求められた調達文書および経営陣が直接取り扱う調達文書について、内部統制システムを補強する予定である。

会長兼最高経営責任者は、原子力および化石燃料発電所部門担当のグループ常務取締役および新原子力エンジニアリングおよびプロジェクト部門担当のグループ常務取締役に対して原子力事業者の責任を委譲し、かかる常務取締役は当該部門の部長に再委譲し、かかる部長はユニット・マネージャーに再委譲する。

承認は各施設の管理者が行うが、かかる管理者は前もって関連する技能の評価を受けていることを確認しなければならない。これらの要件は、EDFのスタッフもサービス提供者も、作業を行うすべての者に適用される。

法務部は、EDFの組織変更により必要となった場合はいつでも、権限の委譲を手配およびアップデートする。また、2008年11月には、法務部が起草した権限委譲ハンドブックが配布され、2010年にはアップデート版が配布された。これは、権限の委譲の性質および影響ならびにその管理規則について、EDF企業に情報を提供し教育するためのツールとして策定されている。

(v) 倫理および環境品質に関するアプローチ

(イ) 倫理および法令遵守に関するアプローチ

当グループの経営委員会の執行委員会メンバー、グループ会社会長および国別担当取締役に送付された2013年4月2日付の決定により、会長兼最高経営責任者はグループ倫理規約を制定した。この決定は、2004年にこの分野について開始され、当初EDF SAのみが対象であったイニシアチブの対象を、当グループに拡大する第2段階である。会長は、2013年末までに新しい倫理参考資料を十分理解することを、当グループのすべての従業員の共通の目標とした。

当グループの主導者たちは、各会社およびEDF SAの主要部門に、当該会社または主要部門の事業における倫理規約の推進、倫理上の不正の防止および対応、ならびに当グループの倫理アプローチへの関与に責任を負う、倫理担当者を指名した。

当グループの倫理および職業執行委員会は、委員長のほか、公平に地域を代表し（フランス国内・フランス国外）、男女間格差のない、議決権を有する5名の委員（いずれも当グループの主導者）で構成される。また同委員会には、グループ人事部（HRD）、グループ法務部およびグループ・リスク部門を代表する、議決権を有しない3名の委員も含まれる。

同委員会は、諮問機関、協議機関および支援機関として行為し、当グループの一切の倫理問題および倫理関連の履行について、経営陣に対して意見を述べ、提言を行うよう求められる。また、内部または外部からの相談、およびグループ・レベルの倫理警告（「中央」警告）にも対応する。EDFの倫理代理人からは中央警告についてまとめた報告書を、また各会社からは社内の警告および倫理アプローチの実施状況についてまとめた報告書を、それぞれ受け取る。委員長は、同委員会を代表して、EDF取締役会の倫理委員会に報告を行う。

倫理規約は、当グループのすべての従業員に、当グループの価値およびコミットメントに反する状況に直面した場合、社内における自己の管理者もしくは専門の担当者、または、必要に応じて、かつ、最後の手段として、当グループの倫理および職業執行委員会に対して、特に機密性の高い電子メール（alerte-ethique@edf.comまたはethics-alert@edf.com）を送信することで、極秘にリスクなく通報する権利を保障する。

2015年、EDFグループの倫理システムは強化された。執行委員会は、EDFグループ全体として倫理・法令遵守機能を設置することを決定した。機能の規模、任務および組織原理についても承認済みである。

2015年12月に設置された当グループの倫理・コンプライアンス部門の最初の任務は、EDF会長に対して、当グループが事業および立地によって適用を受ける国内外の法令および規則に関するEDFの遵守の管理を一元管理する「グループ倫理・コンプライアンス」プログラムを提案することである。

国内の規制環境に晒されている複数のグループ会社（EDF Energy、Edison、EDF Inc.、EDF Énergies Nouvelles）、または特定の規制環境に晒されているグループ会社（EDF Trading）が既に採用している手続に加え、当グループの倫理・コンプライアンス部門は、EDFグループに(i)グループ規模の倫理および法令遵守政策（参考資料等）、(ii)グループ・レベルの標準化および一貫した統制および管理枠組み、ならびに(iii)当グループの法令遵守関連リスク統制能力の認知度向上、を提供する任務を負う。

当グループは、多くの国々で事業を行う上で、国際法および国際条約から生じる人権および社会権に関連する価値および原則の遵守について特に注意する必要がある。また、EDFは、その経済実績を最大化させることが環境面の実績のみならず、社会および倫理面の実績とも密接に関係していると確信しているため、その事業を遂行する際、倫理的問題および社会的問題を特に慎重に検討している。

(ロ) 環境品質に関するアプローチ

EDFグループは長年、持続可能な開発に関する問題に配慮し、持続可能な開発を全体的な戦略の重要な側面としてきた。当グループのこの政策により、当グループの主要会社の主導者たちは2009年、共同目標に署名した。この政策は、かかる会社が行う取組みにおける一貫性ある枠組みとなり、以下の3つの問題を中心としている。

- ・気候変動との闘い。特に生物多様性の保護を含む環境への影響の統制および制限。
- ・近接地域間におけるエネルギーの利用可能性および連携。
- ・持続可能な開発についての議論への参加。

この政策の実施は、EDFグループの持続可能な開発委員会と調整されている。

CAP2030戦略計画は、EDFを「低炭素推進に努め、効率的で責任ある電気会社」にすることを目標に、当グループの持続可能な開発および環境力学について新たな見通しを立てた。CAP2030に支えられ、当グループの進路を明記した持続可能な開発目標が、2016年初めの実施に向けて起草中である。各分野の政策は、これらの目標に従って調整される。

持続可能な開発委員会は、グループ・レベルでは環境業務執行委員会として機能し、ISO 14001に基づく環境管理システムの調整を担当する。

EDFグループは、2002年4月9日に初めて取得したISO 14001認証を維持している。認証の範囲は、EDF（すべての運用企業および大部分の稼働企業を含む。）、複数のフランス子会社（ERDF、Electricite de Strasbourg、EDF Énergies Nouvellesを含む。）、およびEDF Energy、Edison、EDF Luminusを含む多数の国際子会社である。2015年5月、独立機関Afnor Certificationは、Dalkia統合後の当グループに対して、新たに拡大ISO 14001認証を発行した。この認証は、現在、2015年の当グループ連結売上高の98%をカバーしている。

この認証の一環として行われたプロセスは、当グループの環境リスク、特に利害関係者に対して体系的でニーズに合わせた組織を保証することで規制面および環境問題に関する統制を、補強する助けとなる。

(vi) 情報システムの組織および運営

当グループの各事業体（部門または子会社）はそれぞれの範囲内の監督に責任を負い、当グループの情報システム部門は共通のインフラおよびサービスの監督に責任を負う。各部門に関して採用されるガイドラインに応じて、監督責任は、当該部門と共通報通信サービス部門（EDFおよび一部の子会社において部門を超えて機能する。）の間で分担される。

財務情報システムは、当グループの複数の部門が利用するもので、データの整合性およびアプリケーションの利用可能性についていくつかの重要な問題を提起する。当グループの財務担当常務取締役は、財務情報システムの監督を財務情報システム部門に委譲しており、同部門は、アプリケーションの日常的運用を調整し、変更を管理し、情報システムの安全性を確保するために必要なあらゆる措置を実施する。

情報システム機能の管理は、当グループのサポート機能の調整を強化する2011年12月19日付会長の決定に従って強化された。この管理の特徴は、範囲を当グループのすべての規制対象外子会社に拡大したこと、および情報システムの相乗効果およびパフォーマンスが事業戦略、特に情報システムの財務軌道、安全性および利用可能性に資するよう、当グループの情報システム部門に対してより統合的な調整力が委任されていることである。

戦略的決定およびトレードオフは、その性格および関連する範囲に応じて、「第3 4 (2) ① (i) 経営幹部の管理組織」に記載されたいずれかのEDF委員会、またはフランスの情報システム責任者委員会、または当グループの子会社（規制対象子会社を除く。）も構成するISグループ委員会（ISGC）のレビューを受ける。IT産業方針委員会は、EDF SAのIT産業戦略に関する決定を行い、子会社に対して提言する。

また、当グループの情報システム部門は、当グループの財務担当常務取締役役に直属し、情報システム戦略が中期的に一貫するよう努める。これに関連して、事業からの意見を取り入れつつ、情報システムの2020年の展望および関連する戦略ガイドラインが策定された。

(vii) 外部統制

すべての上場企業と同様、EDFは、AMF（フランス金融市場監督局）のレビューを受ける。

フランス政府が支配株主である会社として、EDFは、フランス会計検査院、国家の会計監査役、財務監察院、経済委員会またはフランス国民議会および上院の特別調査委員会、ならびにEDF市場委員会の統制を受ける。

法律に基づき、会計監査役は、年次財務書類（親会社および連結財務書類）の証明を行い、当グループの要約中間連結財務書類について限定的なレビューを行う。会計監査役は、フランス商法（Code de commerce）第L.225-37条に基づき作成された取締役会会長の年次報告書について、報告書を作成する。

EDFは、その事業を考慮して、エネルギー規制委員会（Commission de Regulation de l'Energie）および原子力安全当局（Autorite de Surete Nucleaire）の統制も受ける。

これらの各種外部統制の結果は、とりわけ内部統制および監査プログラムに取り入れられる。

② 当グループのリスク管理および統制の一般的枠体制

EDFグループは、その業務、財務および組織の各方面におけるリスク管理方針を何年にもわたり遂行してきた。

リスク管理および統制方針の目的は以下のとおりである。

- ・ 次のような手段で当グループの戦略および業務の進展の確保に貢献すること。
 - － あらゆる分野のリスクを特定し優先順位を決めることにより、当該リスクの一層確固たる管理を確保すること。
 - － 当グループの事業に特有のリスクをすべての管理者が認識し、当該リスクを統制するために必要な行動を起こせるよう、すべてのグループ企業に対してリスクの特定、評価および管理への関心を高めて動員すること。
- ・ 当グループの役員、取締役およびガバナンス組織が、主要リスクとその統制レベルの統一された概観（定期的に更新される。）を持つことができるようになること。
- ・ 当社のリスク管理に関する情報の開示への利害関係者の高まる需要に応えること。

業務事業体および機能事業体は、当グループの経営幹部の責任下において、それぞれの事業範囲内のリスク管理に責任を有する。当グループのリスクの管理については、リスク委員会の会議において定期的に報告されている（「第3 4（2）①（i）経営幹部の管理組織」を参照。）。

当グループのリスク統制方針は、EDFおよびその被支配子会社については直接、もしくは規制対象子会社（RTEおよびERDF）または被共同支配子会社については統治機構を通じて適用される。

かかる方針は、リスク管理機能と明確に区別されたリスク統制システムに基づいている。同システムは、リスクの特定、査定および統制がとりわけ標準的方法で実施されることを確保する。

（i）リスク分類プロセス

かかる方針に従い、EDFは、事業上の被支配事業体または共同支配する事業体について主要なリスクの統合分類を、各業務事業体または機能事業体が共通の方法（類型、特定原則、リスクの査定および統制等）を用いて作成したマップに基づいて作成する。特定されたリスクについては、それぞれ行動計画が策定される。優先リスクには、執行委員会における1名または複数の担当者が責任を負う。

リスク分類のアップデートは、当グループのリスク部門（「第3 4（2）①（iii）（イ）当グループのリスク部門」を参照。）と、関連する各業務事業体および機能事業体との間で、定期的に行われる詳細な議論の主題である。これらの議論の目的は、リスクの特定の妥当性、および新たに実施される統制の安定性を問うことである。

今年度末に完成した当該統合分類は、リスク委員会により承認され、監査委員会によるレビュー後、EDFの取締役会へ提出される。2015年以降、リスク委員会は、グループ・リスク分類において、業務上または戦略上の重要性に応じて選別した少数の「優先リスク」を特定している。これらのリスクとCAP2030戦略計画との関係は、リスク統制行動計画が、対応する作業に可能な限り多く含まれるよう、優先されている。

リスク分類および統制方針は、当グループの内部統制および内部監査の機能と密接に関連しており、監査プログラムは、特定された主要なリスクに基づいて作成されている。全般的なリスク分類プロセスは、保険方針およびその履行（「第3 4（2）⑦保険」を参照。）、危機管理方針、当グループの管理組織（執行委員会、執行委員会のコミットメント委員会等）が検討する問題に関するリスク分析などの当グループにより実施されるその他多数のプロセスを支えている。リスク管理プロセスは、執行委員会のコミットメント委員会に提出される問題についてリスク分析の質を保証することによって、とりわけ長期的投資およびコミットメントプロセスの確立に寄与する。最後に、当グループが晒されている主要なリスクは、2015年度下半期の当グループ統合リスク・マップとともに、「第3 4（1）当グループが晒されるリスク」に記載されている。

RTE

RTEに関しては、リスク管理および統制は以下の2つの管理レベルにおいて組織されている。

- ・全国レベルでは、RTEの執行委員会がその主要なリスク分類を6か月ごとに承認し、その後当該分類はRTEの監査役会直属の経済監督監査委員会に提出される。執行委員会は、国内の管理者に対して、特定された各リスクを監視する任務を負わせる。RTEの監査部門およびリスク部門は、業務執行委員会委員長が委託した全国的監査を遂行し、その監査結果および勧告事項を業務執行委員会委員長に報告する。
- ・RTEの各事業ライン・レベルでは、マネージャーが、それぞれの事業に付随するリスクを自身で分析し、当該事業体内での適切な行動の実施を通して当該リスクを統制する責任を有する。マネージャーは、評価システムを用いてかかるリスクについて全国レベルで監視し報告し、その結果はRTEの監査部門およびリスク部門により毎年統合される。

ERDF

ERDFは、当グループの方法に従い、リスクの特定および管理を行う。リスク統制は、当グループの統制指針を適用して実施され、ERDFの業務事業体から独立したユニットにより実行され、以下の手順によりその事業統制を合理的な確実性をもって実証する。

- ・ERDFの周囲に関する主要なリスクの分類は、半年ごとに更新される。当該分類は、ERDFの業務執行委員会による承認後、ERDFの経済監督監査委員会および監査役会に提出される。特定された各重要リスクについて、ERDFの執行委員会の委員が任命され、国内のコーディネーターがこれに関連するリスクを対象とする行動計画の実施を担当する。ERDFの執行委員会の指示を受け、リスク分析に基づいて構成され、かつERDFの監査部門、内部統制部門およびリスク部門が監督する全国的監査の年次計画は、統制システムを補完する。
- ・各地域業務部門および各機能事業ライン部門は、その事業に関するリスクを分析する責任を有する。このため、ERDF内で使用されている横断的手法を用いて、上流部門のリスク分析を行う。内部統制計画の報告は、全国レベルでの提出および統合の対象となる。

監査プログラムの進展および実行した改善策の有効性も業務執行委員会による承認のため提出され、半年ごとに経済監督監査委員会に報告された後に監査役会にも報告される。内部統制の報告が承認された後は、毎年同じ統治機関に対してそれぞれ報告される。

(ii) 危機管理

2005年6月の会長兼最高経営責任者の決定によって規定された危機管理方針は、EDFおよびその被支配子会社における危機管理および組織原則について定め、予測可能な事象または予測不可能な事象によってEDFの資産、スタッフ、事業活動または評判が脅威に晒される状況に対処できるよう、その実施に必要なあらゆる措置を規定している。この方針の具体的な内容は、以下のとおりである。

- ・すべてのグループ企業に、危機管理体制および恒久的警告通報システムが確実に備わるようにすること。
- ・EDFの各部門および被支配子会社における、関連リスクの危機管理手続の存在を確認し、定期的にアップデートすること。
- ・危機期間におけるすべての子会社との調整手続（RTEについては、危機期間中の調整は公的機関主導で行われる。）一直属する部門を通じて行う場合もある一を策定すること。
- ・危機および危機訓練からのフィードバックが、同様の危機を回避し、またはその影響を軽減するために、体系的に確実に活用されるようにすること。
- ・危機的状況に陥ったすべての事業体について、専門職の育成が行われていることを検証すること。

危機管理方針の統制システムは、当グループの内部統制システムに統合されている。また、このシステムの効率および世界的な一貫性は、危機訓練のプログラムを通じて定期的に試される。危機組織は、内部組織または外部環境の重要な変化を反映するため、大規模な危機後のフィードバックに基づき、定期的に再調整される。

(iii) エネルギー市場に関連するリスクの管理および統制

(イ) エネルギー市場に関連するリスクの管理のために設立された枠組み

エネルギー市場およびコモディティに関連するリスク要因は、「第3 4（1）当グループが晒されるリスク」に記載されている。

これらのリスクを管理および統制するため、EDFグループは、すべてのエネルギー・コモディティに関する「エネルギー市場リスク」方針を実施している。この方針は、2013年4月30日に開催された執行委員会の会議において、会長兼最高経営責任者の決定によって承認された。同方針は、EDF SAおよび当グループの事業上の被支配事業体に適用されている。共同被支配子会社および非支配会社（規制対象子会社を考慮して、これらの責任は現行の規制における一定の制限に基づいて果たされる。）に関しては、エネルギー市場リスク方針および関連する統制プロセスは、これらの会社の統治機関の枠組みの中で検討される。

「第3 7 (6) ②エネルギー市場リスクの管理および統制」には、管理枠組み、統制組織および運用管理の原則の詳細が記載されている。ここに記載しているのは、そのうちの主要なもののみである。

エネルギー市場リスクに適用される運営管理の原則は、エネルギー市場リスクの管理責任の明確化ならびに発電資産管理の責任下にある部分と取引の責任下にある部分との間の区別を基礎とするものである。

発電資産および供給資産の管理者は、財務実績へエネルギー市場リスクが与える影響を最小限にするためのリスク管理戦略の実施につき責任を負う。しかしながら、当該管理者は、流動性もしくは市場の厚みの欠如または供給量の不安定性等、様々な要因を鑑みて、当該市場においてヘッジできないリスクに引き続き晒されており、これは、当グループの財務実績に重大な影響を与える可能性がある。

当グループ内では、エネルギー市場に関連するポジションは、当グループの商事会社であるEDF Tradingが主に行う。このため、EDF Tradingは、特に欧州の商事会社に関する規制に準拠した厳格な統治および管理の政策に服して事業を行う（「第2 3 (3) ⑦エネルギー卸売市場に関する規制」を参照。）。

エネルギー市場リスクに適用される業務管理の原則は、当該リスク統制を確保する管理指標、制限およびポジションの感応度シナリオを含む。

経営幹部は、毎年、企業のエクスポージャー戦略、およびDRGが予算過程とともに提出した関連リスク制限を承認する。

EDFの事業上の被支配事業体のエネルギー市場リスクへの連結エクスポージャーは、当グループの執行委員会に毎四半期提出される。統制プロセスは、定期的に再評価および監査される。EDFの監査委員会は、エネルギー市場リスク方針およびリスク部門グループが提案した評価について、取締役会に意見を述べる。

(iv) 金融市場に関連するリスクの管理および統制

(イ) 金融市場に関連するリスクの管理のために設立された枠組み

金融市場に関連するリスク要因は、「第3 4 (1) 当グループが晒されるリスク」に記載されている。EDFは、EDF SAおよび事業上の被支配子会社に適用される当グループの金融リスク（流動性リスク、為替リスクおよび金利リスク）の管理に関する方針および指針を規定した金融管理システムを設立した（「第3 7 (6) ①金融リスクの管理および統制」を参照。）。当グループは、主に原子力の長期的コミットメントをカバーし特別な方法で管理されている専用資産、従業員給付基金および、より少ない割合で、直接株式投資による現金管理を通じて、株式リスクに晒されている。

この管理のための枠組みにおいて規定された指針には、具体的には管理指標や当該リスク統制のための制限が含まれ、特に当グループの財務費用のボラティリティを小さくすることを目的としている。

金融管理の枠組みに関連するすべての変更については、その承認を得るため、EDFの監査委員会および取締役会に提出する必要がある。

(ロ) 統制組織

当グループのリスク部門は、具体的には、EDFおよび被支配子会社の市場リスク（金利、為替、株式、信用）、流動性リスクおよびカウンターパーティー・リスクの統制に責任を負う。この統制は、以下を通じて行われる。

- ・金融管理の枠組みおよび当グループのカウンターパーティーの債務不履行リスク方針の原則が、具体的には支援および統制任務（方法、組織、エクスポージャーの監視、リスク指標の定期的な計算、および当グループのリスク基準の遵守の監視）を通じて適切に適用されていることの確認。
- ・現金管理を担当するEDF金融取引担当部署の市場ポジションの統制。かかる業務には、金融リスクに対するエクスポージャーを監視および統制するため、指標およびリスク基準が毎日および毎週チェックされるシステムが設立されている。これには、財務投資部門、当グループのリスク部門の金融取引担当部署および当グループのリスク部門が関与し、基準を超えた場合は直ちに行動することが求められる。市場委員会（様々な財務投資部門の関連企業、および当グループのリスク部門をまとめる機関）は、月に1回、必要に応じて、管理枠組みの適用除外要請および新商品に対する投資要請をチェックおよびレビューする。
- ・財務投資部門の上場資産管理部門（金融ポートフォリオ）およびEDF Invest部門（非上場ポートフォリオ・実物資産：インフラ、不動産およびプライベート・エクイティ）が管理する（企業財務部門における）「専用資産」ポートフォリオに対する投資に関連する金融リスクおよびカウンターパーティー・リスクの統制。EDF SAの金融リスクの構成、管理および統制に関する方針は、2015年2月11日に開催されたEDFの取締役会においてアップデートされ、承認された。リスク管理指針、ならびにポートフォリオおよび全体レベルの両方で許容できるリスク基準を決定するため、当グループのリスク部門は、年に1度のリスク・マンドートおよび特別な枠組みを策定した。財務投資部門の部長が委員長を務める運用管理委員会は金融ポートフォリオ（上場資産）の管理組織であり、当グループの財務担当常務取締役が委員長を務める投資委員会は非上場ポートフォリオの管理組織である。当グループのリスク部門は、マネージャーとともに両ポートフォリオのリスク管理戦略を策定

するために、これら2つの委員会に参加する。また、当グループの財務担当常務取締役が委員長を務める専用資産監視委員会は、ポートフォリオの全体的な監視を行う。

- ・執行委員会レベルの組織の意思決定に付託された長期的投資およびコミットメント・プロジェクトについて行われるリスクの分析の完全性および妥当性の統制。

これらのリスクの管理活動に関して、金融リスク統制体系の独立性を確保するため、前述の管理活動は当グループのリスク部門の監督下で行われる。

また、定期的な内部監査によって、統制の効果的な遂行が確認される。

さらに、EDFは、会計監査役協会による組織的な調査に加えて、必要に応じて金融リスク統制プロセスを監査する外部機関を雇うことができる。

(ハ) 流動性リスク

流動性管理の目的は、財源を最良の価格で求め、かつ財源がいかなる時点においても確実に入手できるようにすることである。当該要因は、「第3 7 (6) ① (i) 流動性ポジションおよび流動性リスクの管理」に記載されている。

EDFは、事業管理サイクルに組み込まれ、ストレス・テストを含む形で、当グループの流動性リスクの定期的監視を開始した。業務調整委員会もまた、週単位で流動性需要を見直す。

金融危機の間、EDFは、金融市場およびエネルギー市場におけるマージン・コールに関連した流動性リスクの監視および統制を強化した。その結果、2009年以降、当該市場におけるマージン・コールに関連した流動性需要を監視するために、特定リスク指標が導入された。さらに、方針決定委員会が、エネルギー市場活動に関連した流動性需要を監視し、必要に応じて、実施すべき適切な是正措置を決定する。

(ニ) 為替、株式および金利リスク

当グループは、これらのリスクに対するエクスポージャーを制限するために、「第3 7 (6) ①金融リスクの管理および統制」に記載された管理および統制指針を導入した。

(v) カウンターパーティー・リスクの管理および統制

EDFグループは、カウンターパーティー・リスクに晒されており、これは、当グループの契約相手方のいずれかが債務不履行に陥り、結果的に約定債務の履行を怠った場合に、当グループがその事業および市場において負うこととなる全損失を意味する。

したがって、2014年9月24日に執行委員会により承認された「当グループのカウンターパーティー・リスク管理」方針が、EDFおよびその事業上の被支配事業体に適用される。かかる方針は、カウンターパーティー・リスクの管理および監視を組織し、報告手続および手段について示している。

この制度の中核となる主な原則は、(i) 組織の対応、(ii) リスク発生源となる事業からのリスク統制機能の独立性、および(iii) エクスポージャー管理における事業体の責任の3つである。また、かかる方針では、各契約相手方に適用される限度額を当グループに対しても設定している。当グループ・レベルで各契約相手方に適用される当該限度額に加えて、EDFの各事業体または当グループの事業上の被支配子会社に適用される各契約相手方に対する追加の限度額が、2007年に設定された。カウンターパーティー限度額の利用は、事業体レベルで定期的に監視されており、当グループのカウンターパーティー・リスクの連結エクスポージャーは、すべての被支配子会社について四半期ごとに、またエネルギー市場または金融市場において活動しているすべての事業体について毎月更新されている。また、当グループは、主要な契約相手方に対して積極的な監視を行っている（「第3 7 (6) ① (vii) カウンターパーティー／信用リスクの管理」を参照。）。

また、エネルギー市場および金融市場の慣例により、カウンターパーティー・リスクを軽減するために、当グループの一部の事業体によりマージン・コール・システムが導入された。

RTEおよびERDFの子会社も、損失を補填するためにエネルギー市場において購買活動を行っているが、契約相手方を定期的に監視し、かつその統治機構が規定した基準による各契約相手方への限度額の割当ても行っている。損失を補填するために行っているエネルギー市場における購買活動に関連して、RTEもまた規定した基準に従って契約相手方を定期的に監視している。

(vi) 特別統制

(イ) コミットメント承認手続

当グループの「コミットメント手続」について2011年9月に定めた手続に従い、また執行委員会による暫定的承認を受けて、グループ執行委員会のコミットメント委員会は、当グループ（規制対象子会社および被共同支配子会社を除く。）のすべてのプロジェクト、特に以下をカバーするものをレビューする。

- ・50百万ユーロを超える投資、投資引揚、ならびに合併および買収案件（専用資産および年金資産の管理に関する投資案件および投資引揚案件については、特別な統制があるため含まれない。）。
- ・200百万ユーロを超える金額の供給、作業またはサービスの費用。
- ・電気については5TWh、ガスについては10TWh、石炭、石油、排出権および二酸化炭素排出権については150百万ユーロを超える年間金額の、長期売買契約。
- ・バックエンド原子炉および核燃料サイクル・サービスを供給する複数年計画。
- ・廃炉または核燃料サイクルのバックエンドに関する義務を移転する作業。

グループ執行委員会のコミットメント委員会の会議に先立ち、議題であるプロジェクトのリスク分析の包括性を検証するため、企業レベルの専門家（当グループのリスク部門、法務部、企業財務部門、上流部門一下流部門取引最適化部門、持続可能な開発部門、戦略部門、調達部門等）およびプロジェクト開発者の出席する会議が開かれる。この作業は、開発プロジェクトのリスク分析（すべての影響を含む。）について、標準的方法に依存している。

コミットメント案は、必要に応じて、「第5 5（1）②（iv）取締役会の権限および義務」に記載されたとおり、取締役会で検討される。

投資管理指針は、グループ執行委員会のコミットメント委員会に諮問しなければならない金額を下回るコミットメント案について、各企業に固有の統治機関によって検討される旨を規定している。

また、フランス国内外におけるプロジェクトおよび運用活動の産業および財務統制を強化するため、2013年1月、当グループが締結したすべての契約に適用される「ゴールド・ルール」が会長兼最高経営責任者によって承認され、実践されている。これらの「ゴールド・ルール」は、当グループが負うリスクを当グループの運用に照らして評価することができる監視プロセスと関連する、情報フレームワークを構成する。

（ロ） 情報システム（IS）の統制

情報システム・ユニットの組織および内部統制

ISユニットの内部統制システムは、当グループの内部統制方針（当グループ共通の主要な要件の提案）の一部であり、当該ユニットの方針の実施および複数の部門にまたがる主要なリスクの統制をカバーする。この方針は、具体的には、共通のインフラおよびサービス、情報システムのセキュリティ、ISプロジェクトのガバナンス、ISリスクの管理、およびフランス個人情報保護法の遵守に関するものである。

なお、EDFのISの内部統制情報フレームワークは、外部のCOBIT（情報および関連技術のための統制目標）情報フレームワークに基づいている。

ISに特有のリスクの内部統制およびカバーは、2009年以降、当グループの情報システム部門において、ユニット組織の2つのレベルで調整されている。すなわち、ISリスクおよび内部統制担当者、ならびに各部門の代表者が参加する情報システム責任者委員会である。当グループの情報システム部門により、ISリスクおよび内部統制担当者とISセキュリティ・マネージャーが緊密な連携を取れるようになり、EDFのリスクおよび内部統制のカバーが強化されている。これらのネットワークは、子会社にも徐々に拡大されつつある。

フランスの情報システム部門委員会は、複数の部門にまたがるセキュリティ関連の作業の計画および管理を行う、セキュリティ委員会を指名する。同委員会は、具体的には以下の役割を果たす。

- ・EDF SAのセキュリティ参考資料の作成およびアップデートへの貢献。情報システムのセキュリティの分野における、ITユニットおよび事業ラインの管理、意識向上、研修およびサポートの調整。
- ・フィードバック全般（妥当性、遵守、効率、インシデント、報告、レビュー、監査）のセキュリティに関する組織的および技術的監視のとりまとめ。
- ・セキュリティ方針の適用除外を申請する複雑な書類の検討。

EDFグループの情報システムのセキュリティ方針は、当グループのISセキュリティの指針および組織を策定する。これは、ISグループ委員会における報告事項である。2つの専門委員会が、EDF SAおよびグループ子会社内において、この方針への変更およびセキュリティ・レベルを監視している。

- ・EDF SAについては、EDFグループISセキュリティ・マネージャーが委員長を務め、当該範囲に該当する企業の情報システム・セキュリティ・マネージャーを含む委員会が、月1回。
- ・主要な子会社については、EDFグループISセキュリティ・マネージャーが委員長を務め、当該主要子会社の情報システム・セキュリティ・マネージャーを含む委員会が、四半期に1回。

ISセキュリティの分野における活動

2015年は、以下の活動を行った。

- ・「第3 4 (2) ① (vi) 情報システムの組織および運営」に記載されたIS2020構想を置き換える、2020年戦略的ISセキュリティ目標の策定。
- ・安全性の高いアプリケーションの事業ライン別リスク・マップの作成、およびかかるリスク・マップの一元管理手続の実施。
- ・EDFの最高幹部が積極的に参加する、「サイバー攻撃」危機訓練の実施。
- ・EDFデータ・センターのための2件の「事業継続計画」作業の実施、および大部分の子会社における事業継続計画の実施。
- ・2012年の設立以来、委託サービスのセキュリティ分析を行っている、委託サービス案調査局の会議の定期的開催。
- ・警告および報告によってISセキュリティ・インシデントの可視性を高めるための、サイバー監視ツールの製作および導入。
- ・サイバー研究拠点に関するフランス国防省とEDFグループとの枠組み合意への、会長による署名。

(ハ) 子会社の管理および監督

2015年1月15日付で会長兼最高経営責任者が署名した新しい「役員」方針に基づき、EDF子会社またはEDFが何らかの利害を有する企業（規制対象子会社を除く。）は、執行委員会のメンバーである担当取締役またはその代理人によって監視される。かかる取締役またはその代理人は、かかる会社の統治機関に対してEDFを代表する役員を推薦する。かかる指名は、最終的にはEDFの会長兼最高経営責任者が承認する。

またこの方針は、フランス国内外に子会社を設立し、または会社を取得する際、事前に経営幹部の承認を取得することを定めている。

2002年に設置された事業者および会社代表団は、具体的には以下を保証する。

- ・当該管理者の決定に基づく、会社のリスク・マップのアップデート。
- ・「ターゲット構成」、技能の共通事前構想、子会社およびEDFが利害を有する企業の統治機関において十分にEDFを代表するために必要な特性の監視。
- ・役員の指名手続の遵守。
- ・役員の育成（当グループ・ユニバーシティの支援による新任役員のための初期研修セミナー、事業者コミュニティのイントラネット・サイトを通じた情報）。

③ 財務および会計情報の信頼性に関する内部統制手続

(i) AMF参照の枠組み

内部統制に関する手引書は、2011年、AMF（フランス金融市場監督局）の参照の枠組み（2010年改定）に沿うよう、会計および財務情報に関して完全に再編された。

(ii) 当グループの会計原則および基準

EDF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、2015年12月31日現在適用されている国際基準を遵守している。これらの国際基準には、IAS（国際会計基準）、IFRS（国際財務報告基準）、ならびにSICおよびIFRICの解釈が含まれる。会計規則および方法は、当グループの会計原則に関する手引書に記載され、連結財務書類の注記に要約されている。

当グループの連結範囲は、連結財務書類の注記に記載されている（2015年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記51を参照。）。事業部門および子会社からの担当者のネットワークにより、様々なグループ企業全体への指示の浸透、および会計実施の統一が容易になる。

(iii) 連結財務書類の作成および統制手続

連結財務書類は、会計連結部の連結部門が、当グループの基準および決算指示に従い、各グループ企業（親会社および子会社）が出した単一の勘定科目表を用いて作成している。連結範囲は、すべての重要な被支配会社、被共同支配会社、または重要な影響下にある会社を考慮した上で決定される。EDFが利害を有し、当グループの連結範囲に該当する可能性のある会社が重要であるか重要でないかは、四半期に1回検討され、年に1回、会計監査役の評価を受ける。

各半期の決算期については、監査委員会および取締役会に中間連結財務書類が提出される。

年次連結財務書類は、監査委員会のレビュー後、当該事業年度の12月31日付でEDF取締役会が締め、最後に株主総会によって承認される。

年次および半期の財務書類を作成するたびに、各利害関係者から財務書類の公表時に受け取るべき主要な提出物、運用報告書および年次決算の参考資料を明記した指示書を作成する。EDFの各部門および子会社と打ち合わせを行うことで、これらの財務書類の作成が容易になり、一部の取扱いに関する変更を予測できるため、公表される会計および財務情報の信頼性が増す。

提出後、作成条件（期日の遵守、情報の質等）を分析することで、連結財務書類の作成および分析過程を定期的に向上させることができる。

2011年からは、貸借対照表勘定および損益計算書をカバーした情報を毎月報告しており、複雑な取引の取扱いを予測し、実績の信頼性の向上に貢献している。

会計および経営管理において財務用語を統一することで、当グループの経営の一貫性に寄与し、また以下の連続性を確保する手段の一つとなっている。

- ・会計の実際のデータと予測段階で作成したデータ。
- ・外部への財務報告と内部統制。

かかる用語の統一によって、これら2つの部門のあらゆる組織レベルにおける意見交換および協力が容易になり、また当事者間の情報交換の促進、および提供する情報の質の向上にも役立っている。

(iv) 財務書類の作成および統制手続

財務書類は、通期および半期の決算時、会計連結部の親会社財務書類部門によって作成される。

年次財務書類は、当該事業年度の12月31日付でEDF取締役会が締め、株主総会が承認する。

要約中間財務書類は、当該事業年度の6月30日付で取締役会が締める。EDFの取引会計（核燃料部門、島部エネルギー・システムおよび人件費の会計については業務執行管理者部門を除く。）は、共通サービス部門の共通「会計」サービス・センターに委託されている。取引会計の処理は、プロセスごとに組織されている。「統治協定」により、事業部門、共通「会計」サービス・センターまたは（場合により）運用事業の会計担当者および会計連結部のそれぞれの責任が規定されている。

財務書類を作成し、一部の取扱いに関する変更を予測して公表される会計および財務情報の信頼性を向上させるため、四半期に1回、EDF SAの諸部門と打ち合わせが行われる。

各事業および機能の担当取締役は、それぞれが責任を負う会計および財務分野における内部統制システムの質、次期の改善目標、ならびに会計情報の正確性および完全性について、毎年コミットメント・レターを作成して会計連結部の部長に送付することで、これを確約する。

会計分野の内部統制システムは、当グループ全体の内部統制システムに組み込まれている。EDFにおいては指標の参照枠組みが使用されているため、各プロセスについて、会計情報の整合性を評価することができる。

(v) 情報の開示および公表

「第3 4（2）当グループの事業管理および統制組織」で言及した通信および報告に加えて、以下の具体的行為は特別に重視される場合がある。

- ・2005年の新規株式公開後、EDFは、プロセスの信頼性およびEDFの財務開示の内容を規制および改善し、市場の違反行為を防止することを目的とした手続を策定している。これに伴い、当社内で、財務開示の作成、承認および公表に関して、それぞれの役割をまとめた手続が策定された。EDFの財務開示の出典が異なる場合の妥当性および一貫性を確保し、すべての財務情報源からの内容を調査および検証するため、財務情報検証システムが設立された。この委員会には、企業財務部門、通信部門および法務部の代表者が含まれる。また、EDFグループは2006年以降、EDFまたはEDFグループの上場会社の有価証券を対象とする取引に適用される原則および規則について確認した、市場倫理規約を採用している。この規約の周知徹底と並行して、当グループの従業員に対しては、証券取引規程、特に内部情報ならびに内部情報を保有する主導者および一部の従業員が当社株式を対象とする取引を行ってはならないブラックアウト期間に関する対策および義務について、意識向上措置が取られている。
- ・適正実施基準：規制対象子会社についての適正実施基準の遵守は、毎年、かかる子会社が統制し、エネルギー規制委員会がチェックの上、年次報告書において監査結果を報告する。

④ 法令および規則の遵守に関する内部統制手続

法務部は、法律および規制の改正を監視している。当グループに影響を与える可能性のある変更については、関係部門に警告を発し、意識向上トレーニングを行う。

2007年6月1日付の共同決定（2011年5月12日付決定による補足を含む。）により、法務部および監査部門は、様々なEDF企業の内部統制計画に組み込むため、当該企業において策定される統制目標の定義における法務部の役割を正式に決定する行動計画を採択した。かかる統制目標の目的は、当該企業が確実に下記の事項を行うようにすることである。

- ・法務部ができるだけ効果的に監視できるよう、当該企業に特に関連する規制分野について、複数の部門にまたがる法律問題（競合、インサイダー取引等）を組み込むよう意識しながら、法務部に情報を提供すること。
- ・重大な法務リスクおよび問題を構成するケースについて、法務部に対して可及的速やかに組織的支援を要請すること。
- ・当該企業内で行う委託が、実際の組織を反映し、必要に応じてアップデートされていることを確認すること。

- ・「大型契約」のドラフトが弁護士の協力によって作成され、署名後は、当グループの契約ライブラリーに保管するため法務部に送られるよう手配すること。
- ・当該企業が開始した法的手続が、定期的に法務部のレビューを受けるよう手配すること。
- ・それぞれの分野における法的意識向上イニシアチブについてニーズ（複数の部門にまたがるものを含む。）を把握し、法務部に通知すること。

2010年以降、法務部は、3つの目標掲げた競争法遵守プログラムを実行している。(i)研修、情報提供および実務による競争規則の認知向上、(ii)競争法の知識（予防的、防御的または攻撃的使用）の蓄積、ならびに(iii)競争規則の遵守の監視。

また、会長兼最高経営責任者は、2014年1月22日付決定において、EDFグループのすべての事業、部門および被支配子会社に適用される腐敗防止遵守プログラムを開始した。当グループの倫理・コンプライアンス部門が2016年に導入する法令遵守方針には、腐敗防止システムが組み込まれる予定である。

EDFにおいては、（「仲介業者および紹介業者」としての意味での）コンサルタントを統制するシステムもあり、事務局長が責任を負う。具体的には、当グループのカウンターパーティーの評判および社会的地位を分析する。

(i) 当グループの施設に関連する規制

当グループの施設は、フランス環境法に基づくか、他のフランスまたは欧州の規定が適用されるかにかかわらず、特別な規制の対象である（「第2 3（3）⑥(ii) EDFグループの施設および事業に適用される規制」を参照。）。

運転に関する分野においては、各事業体は適切な統制手続の策定および実施に責任を負う（「第3 4（2）⑥産業リスクおよび環境リスクの管理」を参照。）。

EDFは、施設の安全性に関して、関連するすべての施設において当局が策定した保護措置を実施している。

(ii) その他の規則

社会保障制度および労働法規の実施についても、統制が行われている。

2014年1月以降、当グループの健康および安全政策は、当グループの様々な子会社の方針およびその行動計画を反映した、共通の一貫した枠組みを策定している。このグループ政策は、EDFが事業を行うすべての国々においてEDFグループが支配するすべての会社に適用され、当該会社の従業員、ならびに当該会社の施設および敷地内で働く請負業者の従業員を対象としている。同政策は、EDFの執行委員会において年1回、健康および安全性のレビューを行うことを規定している。

この政策の一環として、EDFは、2013年から2017年の間に従業員の労働災害率を半減させることを約束している。

⑤ 経営幹部による指示および方針の適用に関する内部統制手続

当グループにおける内部統制システムの導入に関連して、重要な決定および方針の実施は、それらが内部統制に関する手引書に確実に組み込まれるよう手配することで監視されており、またかかる決定および方針が適切に実施されていること、およびこの枠組みの中で設定された目標が達成されていることを確認するために、当グループの監査プログラムに基づき監査が行われる場合がある。

⑥ 産業リスクおよび環境リスクの管理

(i) 原子力の安全性リスクの管理

原子力の安全性に関連するリスク要因については、「第3 4（1）③当グループの原子力事業に関する特定リスク」に記載されている。

他の事業者と同様、当グループは、その施設における原子力の安全性について責任を負っている。原子力の安全性の対策は、事故リスクを想定し、事故の影響を限定化するためのあらゆる技術的、組織的および人的対策を含み、これらの対策は、原子力発電所の存続期間のすべての段階（設計から操業、最終的には廃炉まで）において採られている。

会長兼最高経営責任者が2012年1月20日付で承認した当グループの原子力安全政策は、主要な原子力安全原則を明示している。EDFグループの会長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、当グループの安全問題を議論し、2月には年1回提出される報告書「原子力安全、放射線防護およびセキュリティ」をレビューする。

フランスおよび英国の両国の事業者間では、経験を共有するための会議が定期的に開催されている。また、EDFの会長兼最高経営責任者直属の原子力安全・放射線防護総括監査官は、会長の代理として、事業者が安全および放射線防護の問題を適切に考慮していることを確認し、毎年報告書を作成して公表している。

原子力安全性制度の一環として導入されている方法により、電離放射物の影響からの従業員保護の性能を継続的に向上することができるようになった。原子力安全性手順全体は、フランスおよび英国の両方で、継続的に内部的および外部的に監視される。また、現行の組織および対策の妥当性も、とりわけ知識および経験の進化に応じて、継続的に見直されている。これに関連して、当グループは常に、過去の事故の分析を積極的に行っている。このようにして、当グループは、スリーマイル島

(1979年)およびチェルノブイリ(1986年)の事故から教訓を得て、その結果、原子力施設における安全性の大規模かつ重要な組織的改善を行った。かかる検討は、2011年3月に日本で発生した事象についてのフィードバックも組み込み、引き続き行われている。これにより、EDFは、かかる事故により得られた初期の教訓に基づき、(i)地震および津波の想定に対する再評価、(ii)電力源および低熱源の同時消失への対処、ならびに(iii)炉心熔融への対処の観点より、安全性の強化のためにいくつかの可能性を直ちに提案した。

適用される原子力産業規制は施設の位置する国によって異なり、現地の当局が外部統制を行っている(フランスはフランス原子力安全当局(ASN)、英国は原子力規制局(ONR))。

またEDFグループは、自己の安全性手順について同業者による独自の外部調査を受けているため、国際的な経験によるフィードバックから恩恵を受けることができる。

WANO(世界原子力事業者協会)は、世界中の事業者向けに国際ピア・レビューを計画している。かかるレビューは、事業者からの要請を受けて、経験豊富な専門家が現場の労働慣行を具体的に視察するものである。したがって、原子力発電所の運転のあらゆる分野において、国際的な成功事例と比較することが可能となる。レビュー後、ユニット責任者は、WANOチームと策定した行動計画に同意する。レビューから2年後、WANOの専門家10名からなるチームが、当該施設で実施されている行動計画の有効性を評価する。このフォローアップにより、当該施設は潜在的に脆弱な分野について国際専門家の助けを借りて対策を強化することができ、かかる国際専門家は施設からの要請に応じて技術支援も行う。この方法により、当グループの事業者は、他国における業務に携わることで直接国際慣行に晒されることになる。

また、国際原子力機関は、加盟国の要請に応じて実施されるOSART(運転管理評価チーム)と呼ばれる安全性レビューを主催している。この目的は、提言を行い、成功事例を広めることである。

フランス

当グループの原子力発電所の建設においては、発電所操業中に発生する可能性のあるリスク(施設の操業に関連するリスクであるか、内的もしくは外的攻撃または自然災害によるリスクであるかを問わず)を設計の段階から考慮に入れる安全性手続が確立されることになった。これらの手続は、主として、厳格な業務規則の適用ならびに故障の可能性の計画的な解決、継続的な設備評価、定期的な原子力安全範囲の再評価、技術的監視および高性能新技術の導入を事前に可能とする当グループの統合技能(原子力エンジニアリング、研究開発)に依存している。

安全性の維持および改善は、綿密な防御策の概念にも依存している。これは、設備、プロセスおよび組織に対して連続的かつ独立した防御ラインを介入させることによって技術的、組織的および人的要因による失敗のリスクに対する組織的な対策を講じることを意図している。

当グループのフランスにおける原子力発電所の操業品質および安全性は、原子力発電事部門直属の原子力検査局ならびに新原子力エンジニアリングおよびプロジェクト部門直属の監査評価チームによる様々な内部統制を受け、これらの検証により運用およびエンジニアリングを担当する各事業体すべての安全性レベルが定期的に評価される。さらに、監査機能は、毎年、原子力の分野(エンジニアリング、燃料および運用)について複数回監査を行う。

外部統制は、独立監督機関となったASNによっても行われている。原子力発電所は、その目的がASNによって規定されかつ統制されている委託条項を遵守することが義務付けられている。

2015年は、ゴルフシュ、パンリーおよびカットノンにおいてWANOのチームによる施設レビューが行われ、シボー、フェッセンハイムおよびブライエにおいてはフォローアップ・レビューが行われた。EDFの最初の「企業」OSARTレビューは2014年に行われ、EDFが国際原子力機関の定めた基準を完全に満たしているとの結論に達した。2015年には、OSARTのチームによりダンピエールの施設のレビューが行われた。

事故発生時に実行される危機管理構造は、事故シミュレーション訓練によって定期的に検査される。毎年、フランスの原子力発電所全体で約100回の訓練が実施されている。これらのうち約10回は、全国レベルで実施されている。特に、すべての原子力発電所にポスト福島の新たな危機管理参考資料を配布したことは、注目に値する。これによって導入される原子力事故即応部隊は、2016年1月1日現在、24時間未満で同一敷地内の6基に出動し、原子炉およびプールを冷却するための追加人員および物資を派遣することができる(「第2 3 (2) ① (i) (ハ) 環境、原子力の安全性および放射線防護」を参照。)

2011年9月、福島事故を受けて、ASNがすべての原子力施設の事業者に対し要求したとおり、EDFは自身の設備に関する追加的な安全性の検証報告書(ECS)を提出した(「第2 3 (2) ① (i) (ホ) フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備」を参照。)。2012年1月初旬に首相に提出されたECSに関する報告書において、ASNは、検証された設備の安全水準は十分なものであり、即時に停止が必要な発電所はないとみなした。この後ASNは、2012年および2014年に、設備の安全性を強化するための勧告を出した。EDFは、グラン・カレナージュ(Grand Carénage)・プログラムにおいて、この勧告に対応する作業を行った。

地元の情報委員会(CLI)は、原子力施設の近隣の利害関係者と情報交換を行うもので、2015年、役割が強化された(「第2 3 (3) ⑥ (ii) (ロ) 基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。)

欧州の事業者に適用される責任および関連する保険の枠組みについては、「第3 4 (2) ⑦ (vi) 原子力施設の操業に対する特別保険」を参照。

英国

安全性は、EDF Energyの最優先事項である。EDF Energyの原子力発電所の安全性および信頼性は、設計の段階から、施設の技術特性および安全システムにより、綿密な防御策を統合した手法に基づいている。

操業中の施設の安全性の維持および改善は、発電所に影響を及ぼす可能性のあるリスク（異常事象を含む。）の定期的な評価に基づく取組みの実施により確保される。その主な目的は、公衆、EDF Energyの従業員または環境に対して有害となるおそれのある放射線放出をもたらす可能性のある事象の発生を防止することにある。

安全性は、原子力施設法に従って発行されかつ原子力規制局（ONR）および保健安全執行部（HSE）の下で実施される敷地免許により義務付けられている運営条件において不可欠な部分である。ONRの検査官は、各発電所に配属され、敷地免許に定める条件の遵守を監視するが、必要に応じてその閉鎖を指示することもできる。したがって、発電所の安全性へのアプローチは、厳格な基準に対応し、各事業について有効な品質保証基準を遵守していることを保証するために、厳格な基準および操業手順、専門知識、ならびに作業の運営および計画の過程に基づいている。

2012年、EDFは、WANOによる「企業」評価を受けた。2015年にはフォローアップ・レビューが行われ、これまでの進展および実施したプロセスの効率が確認された。2015年10月には、サイズウェルBの施設においてOSARTレビューも行われた。

原子力施設法、1999年電離放射線規則および放射線緊急事態準備・広報規則（REPPIR）に従って、現場職員および一般人を守る必要性に対処すると同時に、事故防止および危機的状況の管理により発電所の安全な操業を確保する。したがって、許可要件に従い、いかなる危機的状況にも対処するために設置した組織（職員向け研修および定期訓練の実施を含む。）が徹底的に整備されていることを、第三者および公衆に示すことができるようにすることが重要である。かかる措置が地方自治体および外部の利害関係者に関係する場合は、当該地方自治体および／または外部の利害関係者と協議しなければならない。

日本における福島での事象を受けて、英国の国務大臣は、原子力安全当局に対し、英国に対する影響について報告書を作成するよう要請した。原子力安全検査局長であるウェイトマン博士は、2011年10月に最終報告書を提出した。当該報告書では、英国における新たな原子力発電所のために現在の立地戦略を変更する理由がないことを確認している。規制当局は、政府が始動した対応および計画ならびに当該報告書に対する原子力産業の対応に満足していると述べた。EDF Energyは、4年間で、外部の極めて危険な状況に対する施設の耐性を改善するため、必要な作業のプログラムを完了した（「第2 3 (2) ⑤ (i) (ロ) (a) 原子力発電」を参照。）。

(ii) 水力発電の安全性リスクの管理

水力発電の安全性に関するリスク要因については、「第3 4 (1) ②当グループの事業に関連するリスク」に記載されている。

当グループは、委託契約または管理委託契約に基づき水力発電施設を運営している。当グループはその安全性に責任を負っており、これは水力発電事業者として重要かつ継続的な問題である。

水力発電の安全性管理については、3つの戦略的活動があり、これらは「第2 3 (2) ① (iv) (イ) (b) 水力発電の安全性」にも記載されている。

- ・運転に係るリスクの統制：構造の下流域の水位または水路の流れの変化。
- ・洪水期間中、施設および地域の安全を確保するための、作業の管理。
- ・水力発電の構造の検査および維持管理による、かかる構造の断裂という重大なリスクの防止。

これらのリスク管理をさらに改善するために、EDFは1995年にフランス国内およびフランス海外県で、上記3つの活動に関する品質保証手続を開始し、この結果、各水力発電グループにおいて2003年末までにISO 9001認証を取得した。同認証は、水力発電の安全性管理における継続的な進展プログラムの基礎であり、以降、認証付与当局により更新された。

加えて、事故の発見および分析、是正および予防措置の実行、フィードバックならびに経験の共有は、施設の安全性水準を向上させる基本プロセスとなっている。安全性およびパフォーマンスに関するあらゆる措置が、個人および財産の保護の改善につながる（「第2 3 (2) ① (iv) (イ) (b) 水力発電の安全性」および「第2 3 (2) ① (iv) (イ) (c) 水力発電所の性能」を参照。）。

EDFグループ水力発電安全性検査官は、会長兼最高経営責任者と直接連絡を取り合い、会長に代わって、事業者が安全問題を適切に考慮していること、および安全に関する報告書を毎年作成していることを確認する。

水力発電設備の危険性に関する情報公開および支援活動は、約10年前から実施されており、毎年繰り返されている。ダムまたは関連施設の決壊は、下流域の居住者および建物に甚大な影響を与える可能性がある。フランス環境・地域整備・住宅局（*Directions Régionales de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement*またはDREAL）の統制の下、ダムの決壊という主要リスクを防止するための主要な対策である、施設の監視および維持が実施されている。68の大規模ダムが、フランス

国土安全保障法（*Code de la sécurité intérieure*）第R.741-18条に従って、地方長官の権限の下で実施される特別行動計画の対象となっている（「第2 3（3）⑥（ii）（ニ）水力発電施設に適用される規制」を参照。）。

このため、これらのリスクに関連して、EDFは、一般の民事責任保険に加入している（「第3 4（2）⑦（iii）民事責任保険（原子力に対する民事責任を除く。）」を参照。）。

（iii）当グループの送電および配電施設に関連するリスクの管理

当グループの送電および配電施設に関連するリスク要因については、「第3 4（1）②当グループの事業に関連するリスク」に記載されている。

送電設備および配電設備の投資は、居住者および建物の安全性を考慮に入れて行われる。

さらに、フランスにおいては、

- ・第三者については、「空中電線の下では要注意—距離を保て」（*sous les lignes, prudence, restons à distance*）という情報キャンペーンを継続している。また、非営利協会および労働組合（漁業協会、建設業組合、農業協同組合等）に対して、設備の損傷を軽減することを目的とした建設および公共事業の専門家向けの指導ならびに空中電線付近での器具使用の危険性を公衆に再認識させる目的で、情報伝達が行われている。
- ・電力網事業者およびその請負業者については、作業は、UTE C 18-510規制に基づき認定された職員により行われている。かかる職員は、電力リスクを統制する訓練を受けており、その知識に関して定期的に試験を受け、特に現場検査において上司による確認を受ける。通電電圧が発生する現場で作業を行う資格を有する職員は、その資格を維持するために、通電電圧を伴う課題を最低件数完了しなければならないが、これは通電電圧作業の種類によって異なる。

（iv）産業事故または当グループによる環境上および衛生上の影響に関連するリスクの管理

当グループの事業は、適切な管理をしなければ、特に電力、ガスもしくは燃料油の生産、輸送または貯蔵施設に関連して、産業事故または環境上もしくは公衆衛生上の重大な影響の原因となる可能性がある。

したがって、当グループの事業は特別な規制の対象となっている（「第2 3（3）⑥（ii）EDFグループの施設および事業に適用される規制」を参照。）。

環境、地元住民の健康または当グループもしくは請負業者の従業員へ悪影響を与えるリスクは、厳格さを増しつつある環境および公衆衛生に関連する規則によって規制されている。付随するリスク要因については、「第3 4（1）②当グループの事業に関連するリスク」に記載されている。

当グループの環境政策は、気候の変動への対応および生物多様性への悪影響等の主要な環境問題についての進展を組み込んでいる。

業務における同方針の実施は、環境に直接的または間接的に影響を与える当グループの全事業体に導入されている環境管理システム（EMS）の展開に基づいている。このEMSの実施によって、当グループの規制に関する知識の深化および規制の遵守ならびに規制上の変更の予測が保証されている。同システムは、2002年4月に、ISO 14001認証を取得した。産業事故に関して、ISO 14001基準には、特に、主要リスクの防止、緊急事態テストおよび安全管理に関して、計画的かつ組織的な一連の統制された対策をとることが含まれている。したがって、当グループは、一般の民事責任保険に加入している（「第3 4（2）⑦（iii）民事責任保険（原子力に対する民事責任を除く。）」を参照。）。

毎年、EDFグループの権限を付与された外部組織が、認証の範囲内で、事業体に対するフォローアップ監査を実施している。2015年5月、当グループは、現在Dalkiaも統括する新しいISO 14001認証を取得した。

⑦ 保険

その資産を保護し、財務状態に対する特定の事象の影響を限定するため、EDFグループは、財産損害、民事責任および人身障害の主要なリスクをカバーすることを目的とした専用の保険プログラムに加入している。原子力リスクは、以下に記載の特別民事責任制度の対象となっている。

（i）保険の組織機構および方針

当グループの保険部門は、保険により管理可能なリスクの費用合計（保険市場および代替市場に移転することが可能なリスク）を継続的に最適化することを目的として、EDFグループの保険方針の向上および当グループ内における当該方針の実施を職務とする。

かかる部門の責務は、下記のとおりである。

- ・当グループのリスク部門と連携して、EDFグループのリスクのカバーを継続的に分析する（事業ライン別、企業別およびプロジェクト別の分析）。

- ・カバーすることが可能および必要であるすべてのリスクをカバーすることができる当グループ全体の規則を策定するとともに、その費用合計を最適化し、かつボラティリティを低下させる。
 - ・適切な方法を用い、かつガバナンス・ルールに従い、当該規則を当グループの全事業体に対し推進および適用する。
 - ・上記の職務の実行に必要なツールの開発および管理を行う（EDF Assurancesおよび当グループの専属保険企業等の保険部門に報告を行う子会社内のものを含む。）（「第3 4（2）⑦（ii）自家保険会社および相互保険基金の利用」を参照。）。
- 当グループのプログラムに参加している事業体および被支配子会社の保険管理者は、以下の事項の責任を負う。
- ・すべてのリスクが保険により補償されていることを確認する。
 - ・予防査察の日程を計画し、これによる勧告の実行を監督する。
 - ・カバー戦略および申請金額を検討する（リスクの定量化）。
 - ・損失および取り扱う請求を分析する。

当グループの保険部門と密接に協力して行われる当該業務は、プログラムの更新および予防査察の実行に際し、保険により管理可能なリスクに関する情報の質を引き続き改善する（多数の現場における補償額の専門家による評価および予想最大損失額（MPL）の評価）。予防的措置に関し、保険部門は現場検査プログラムを設定し、その実施を監督する。

当グループの新しい保険方針が2012年10月に当グループの財務部門担当常務取締役により承認された。EDFの監査委員会にその実施に関する報告書が毎年提出される。

目的

保険方針は、当グループが市場に委譲することを決定したリスクおよびかかる委譲の最適化に係る一般原則（当グループの保険プログラム（EDFおよび該当する子会社共通のプログラム）の設定による購入のグループ化、従来の市場と他の種類の補償（専門の相互保険基金、金融市場への委譲等）の間のリスク分配、個人および当グループの控除免責金額（通常、主要なリスクのみ委譲される。）、仲介費用の最適化）を定める。

実施方法

2004年以降、監査委員会は、保険によって、または金融市場にリスクを移転することで、EDFのリスクをカバーする費用について、毎年アップデートの報告を受けている。

2011年以降、当グループの財務担当常務取締役が委員長を務める戦略的保険方針委員会（COSA）が、事業ラインおよび企業財務部門に対し、保険方針の変更およびその実行手続、特に保険リスクのヘッジ・プログラムの主要な特徴を反映させる機会を提供している。

当グループのリスク部門（「第3 4（2）②（i）リスク分類プロセス」を参照。）と当グループの保険部門の間での情報交換は、当グループのリスクについて、両部門が統合的かつできるだけ包括的な観点から体系化されてきた。この共通認識により、EDFは、当グループが設定した当該分野における原則に従って、当グループが付保すべきリスクへの適切なカバーを追求することができる。

EDFは、第1にリスク・カバーを統一し、その管理を合理化し、第2に対応する保険費用を統制するために、当グループの保険プログラムを策定し、これをその被支配子会社に拡大適用している。

フランス・エネルギー法が原因で、RTEは徐々に、EDFグループの保険プログラムにより付保される補償を保険市場に委譲している。RTEは、2015年3月31日付で、EDFグループの保険プログラムから完全に撤退した。

保険契約は、市場慣行に従い、免責事項、制限事項および下限値を含む。

（ii） 自家保険会社および相互保険基金の利用

すべての主要なフランスおよびフランス国外におけるグループと同様に、EDFは従来の保険市場において提供される保険の適用範囲を補完するため、自家保険会社および相互保険基金を利用している。

EDFの自家保険会社は、以下のとおりである。

- ・Wagram Insurance Company Ltd：2003年にダブリンで創業した保険会社であり、当グループの保険プログラムの多くに関与している。
- ・Océane Re：EDFの原子力に対する民事責任への再保険のために、2003年にルクセンブルグで設立された再保険会社。
- ・Scintilla Re：改正パリ条約の導入の際、EDF Energyと原子力に対する民事責任を共同負担するために、2013年にルクセンブルグで設立された再保険会社。

EDFは、当グループが所有する資産またはEDFおよびその連結子会社による委託に基づく資産（空中電力網を除く。）の損害リスクを補償する相互保険基金であるOil Insurance Limited (OIL) のメンバーである。OILは、エネルギー分野の企業の需要に特化した相互保険基金であり、そのメンバーに財産損害に補償を提供している。特に、原子力発電所（非核部分）、化石燃料火力発電所、水力発電施設、電力網変電所ならびに探鉱および生産に関する資産がかかる補償の範囲である。

当グループの損害保険プログラムは、OILが提供する補償および市場の保険会社によって提供される補償を組み合わせたものである。

EDFは、欧州の原子力発電事業者のためにこの分野における補償を提供する相互保険基金であるEuropean Liability Insurance for the Nuclear Industry (ELINI)、European Mutual Association for Nuclear Insurance (EMANI)、Nuclear Industry Reinsurance Association (NIRA) およびBlue Reのメンバーでもある。

自家保険会社および相互保険基金は、EDFが保険プログラムの費用および保険市場へ支払われる保険料の額を削減することを可能にする。

(iii) 民事責任保険（原子力に対する民事責任を除く。）

EDFは、EDF、ERDFおよびこれらの被支配子会社を対象範囲とし、それらが第三者に対して与えた損害により事業中に生じる可能性のある民事責任（原子力損害を除く。）の財務上の影響について補償する一般の民事責任保険に加入している。とりわけ、このプログラムは構造上（水力発電ダム、化石燃料火力発電所、変電所およびその他電力網施設）の運営に関連する民事責任のリスク、当グループの再生可能エネルギー事業（風力、太陽光等）の開発に関連するリスクならびに環境への損害（固形、液状またはガス廃棄物の排出）に関連するリスクを含む。

かかる補償は、保険市場および再保険市場において許容可能な経済条件で得られる範囲内で購入される。最大保険額は1十億ユーロであった。このプログラムについてWagram Insurance Company Ltd.の負担分を含む当グループのリスク負担割合（保有額）は、賠償請求1件当たり5百万ユーロ以下となる。子会社は通常その財務能力に合わせて控除免責金額を軽減する傾向にある。

(iv) 役員および取締役に対する民事責任保険

EDFは、執行機能の履行において生じる民事責任の財務上の影響に対して、EDF、RTE、ERDFならびにこれらの被支配子会社の役員および取締役を保険の対象とする民事責任保険に加入している。

(v) 損害保険（原子力資産を除く。）

(イ) 契約上の損害保険プログラム

契約上の損害保険プログラムの対象範囲には、EDF、ERDF、EDF Energy、Edison、Dalkiaおよびその他の多くの子会社が含まれる。

当グループの自家保険会社であるWagram Insurance Company Ltd.ならびに他の保険会社および再保険会社は、OILの保険に加えて、さらに広範な補償（財産損害および営業損失に対して最大1十億ユーロ）を提供している。

この契約上の損害保険プログラムについて、損害賠償請求1件に対する当グループの保有額（子会社によって異なる）控除免責金額およびWagram Insurance Company Ltd.のリスク負担割合を含む。）は25百万ユーロを超えない。

このプログラムは、子会社の大部分について財産損害が発生した場合の営業損失に対する補償をカバーしているが、EDFはカバーの対象とならない。産業リスクおよび環境リスクを防止し、その影響を制限するために実施される措置については、「第3 4（2）⑥産業リスクおよび環境リスクの管理」を参照。

RTEは、自己の財産に特化した契約上の損害保険プログラムに加入している。

(ロ) 「建設」リスク保険

EDFは、特定の建設リスク（請負業者のすべてのリスクおよび建設に関するすべてのリスクの保険契約）を補償する保険契約に加入している。これらの保険契約は、当グループのプログラムの一環ではないが、フラマンビルEPR、コンバインド・サイクル発電所、ダム、燃焼タービン等の建設のような主要な建設プロジェクトに関してはその都度加入している。

これらの保険は、建設プロジェクトで不測の事象が発生した場合は注意深く監視され再交渉される。

(ハ) 暴風雨保険

2011年8月11日、ERDFは、ERDFの空中送配電網を対象に、暴風雨等の例外的事象による影響に対して補償する5年間の保険契約をNatixisとの間で締結した。この「キャットボンド」の最高限度額は150百万ユーロで、請求がなされたときにこのパラメトリックな保険は補償を開始し、風速指数に基づき補償額を支払う。この補償は、2015年9月15日付で早期解約された。同じ指数に基づき2016年4月30日まで150百万ユーロを補償する一時的な契約が、2015年9月25日、Swiss Reとの間で締結された。

また、2011年12月16日には、Swiss Reとの間で、2015年12月27日までの保険契約（補償総額40百万ユーロ、1回限りの回復規定付き）が締結された。同じ指数に基づき2016年4月30日まで40百万ユーロを補償する一時的な契約が、2015年12月14日、Swiss Reとの間で締結された。

(vi) 原子力施設の操業に対する特別保険**(イ) 原子力事業者の民事責任**

EDFは、現在、1968年10月30日付フランス法第68-943号（1990年6月16日付法律第90-488号により改正。）に従って保険契約に加入している。同法は、パリ条約によって原子力発電事業者に課された民事責任に関する義務を解釈したものである（「第23(3)⑥(ii)(ロ)基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。）。かかる規則は、フランス環境法において成文化されている。かかる義務を満たすための基金の利用可能性を保証するために、事故に関する規制によって定められた責任限度額に従い、EDFはAllianz (AGCS) および相互保険組合 European Liability Insurance for the Nuclear Industry (ELINI) と保険契約を締結した。

現場事故については、2016年2月17日までの補償総額は原子力事故1件につき91.5百万ユーロである。法律に従い、これらの保険契約には、控除免責金額は含まれていない。Océane Re（当グループの自家再保険会社）は、AllianzおよびELINIと締結した再保険契約によりこのリスクを分担している。

EDF Energyは、英国において原子力発電所を操業している。英国において、事業者の原子力民事責任制度は、フランスの制度と類似している。EDF Energyは、現在英国における原子力発電所の事業者に適用される民事責任限度額である140百万英ポンドの保険に加入している。2014年1月1日以降、この保険はELINIおよびWagram Insurance Company Ltd.（当グループの自家保険会社）により提供されている。Océane Reは、Wagram Insurance Company Ltd.に発行した再保険証書を通じて、かかるリスクの補償に寄与している。

規制の変更に伴う新たな規定

パリ条約およびブリュッセル条約を改正する議定書は、2004年2月12日に調印されたが、未だ施行されていない。

フランスにおいては、2015年8月17日、グリーン成長に向けたエネルギー移行法が制定された。

同法は、フランス環境法第L.597-28条および第L.597-32条の規定を改正するもので、具体的には、原子力事業者の責任限度額が、2016年2月18日付で、原子力施設は700百万ユーロ（リスク低減型施設は70百万ユーロ）、輸送中のリスクは80百万ユーロとなった。

2016年2月18日以降、事業者は、新たな責任限度額をカバーする経済的保証を有することを義務付けられている。

このことから、EDFは2015年8月10日、「EDF SA原子力民事責任保険プログラム」と題した契約通知書を発行した。これは、エネルギー移行に関する法律が施行され次第直ちに、原子力民事責任をカバーし、関連する請求を管理するため、保険の補償を受け、また手配するものである。

当グループは、これらの保険契約をパリ条約に適合させ、新たな法律要件によって生じる財務的影響を抑制することを目的として、原子力保険市場と当グループの自家保険会社とが補償を分担することを承認した。これに伴い、EDFの自家保険会社 AXA（フランス原子力基金Assuratomeにより再保険が付保されている。）およびELINI（原子力相互保険組合）との分担が確立されている。

英国において、議定書を英国法に置換するための法案では、英国の事業者の義務が700百万ユーロに引き上げられ、5年間にわたって段階的に増額され、限度額1.2十億ユーロとなる旨を規定している。

英国は、2004年の議定書を批准する前に、欧州委員会の介入と政府補助金に係るEU規則との整合性について欧州委員会の説明を求めており、他国も同じ意見である。

原子力発電所の事業者の民事責任を規定する法の詳細については、「第23(3)⑥(ii)(ロ)基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。

(ロ) 核物質の輸送に関する民事責任

パリ条約に基づき、「荷主」である事業者は核物質の輸送について民法上賠償責任を有し（別段の規定がある場合を除く。）、かかる賠償責任の限度額は2016年2月17日まで22.9百万ユーロであった。この金額は、2016年2月18日以降、損害範囲はそのまま80百万ユーロに引き上げられ（さらなる情報については、「第34(2)⑦(vi)(イ)原子力事業者の民事責任」および「第23(3)⑥(ii)(ロ)基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。）、改正後のパリ条約が発効したときに補償が認められる損害範囲が拡大される予定である。

(ハ) 原子力施設に対する損害保険

相互保険基金であるOILにEDFが加盟していることによる補償のほか、主にNRI英国保険基金、（フランス原子力基金Assuratomeにより再保険が付保された）AXAおよびAllianz、ならびにEMANI（原子力相互保険組合）（「第34(2)⑦(ii)自家保険会社および相互保険基金の利用」および「第34(2)⑦(vii)保険料」を参照。）が補償責任を負う共同保険プログラムにより、フランスにおけるEDFの原子力施設および英国におけるEDF Energyの原子力施設への財産損害（原子力事

故に付随するものを含む。)ならびに放射能除染費用が、240百万ユーロ超、総額1,760百万ユーロまで補償される。フランスおよび英国の発電所を対象とする当グループのプログラムは、2015年4月1日に、2018年3月30日まで3年間更新される。

さらに、米国におけるCENG (Constellation Energy Nuclear Group) の事業に関連して、EDF Inc.はNeil (原子力相互保険組合Nuclear Electric Insurance Limited) のメンバーである。

(vii) 保険料

すべての種類の保険における当グループのプログラムの保険料総額は、2014年には146百万ユーロであったのに対して、2015年は154.3百万ユーロであった(生命保険および健康保険を除き、EDFにより補助された65.5百万ユーロおよびERDFの架空配電網の17.5百万ユーロの補償額を含む。)。EDFは、当グループの保険方針に従って採用された方針が、とりわけ補償範囲の制限および控除免責金額に関して、全世界における規模および事業が類似する事業者向けの現在の供給能力に沿うものであると考えている。現行の保険の性質、補償額および価格は、市況、保険プログラムの展開速度およびEDFの取締役会によるリスクとその保険補償範囲の適切性についての評価によって、随時修正される可能性がある。

(3) 依存因子

EDFグループは、単一の顧客に依存しているとは考えていない。

供給業者に関しては、EDFおよびERDFは、2015年において26,121社の供給業者を利用していた(2014年は26,349社、2013年は24,620社であった。)。EDFおよびERDFの供給業者上位5社は、EDF(燃料購入を除く。)およびERDFの全体購入量の10.8%(2014年は15%、2013年は12.6%であった。)を占めており、供給業者上位10社では、全体購入量の15.1%(2014年は20.8%、2013年は17.6%であった。)を占めている。

当グループの事業に関連して当グループが購入する商品またはサービスの供給業者および請負業者の一部は、代替することができない。

EDFの供給業者に対する依存性の問題は、主に原子力分野において発生し、またこれより程度は少ないが、個別および安全な送信手段に関してITおよび電気通信分野においても発生している。

EDFグループは、発電所の建築および組立業者として、また核燃料サイクル統合事業者としての専門性を発達させてきた。このことにより、EDFは、その供給業者の専門性に依存しない技術的な専門性を有している。

EDFグループは、核燃料サイクルの各段階に関与しているAREVAグループとの間に、非常に重要な商業関係を有する。AREVAグループは、原子力発電所の建設および維持管理にも積極的に取り組んでいる。フランスでは、AREVAグループは、原子力分野においてEDFの主要供給業者となっており、EDFはAREVAグループの主要顧客である。この点について、EDFは、AREVAグループと相互依存の状況にあると考えている。2015年7月、両グループは、AREVA NP事業の将来について協定を締結した。これは、両グループの協力関係を強化するための、包括的な戦略および産業要素も含んでいた(「第2 3 (2) ① (ii) (ハ) (b) AREVAとの協定」を参照。)。

① 核燃料サイクル分野

燃料サイクルに関連して、EDFおよびAREVAグループの間の関係は、複数年契約により規定されている。

核燃料サイクルのフロントエンド(「第2 3 (2) ① (i) (ニ) 核燃料サイクルおよび関連する問題 — フロントエンド(上流部門)」を参照。)に関して、EDFは、減少しつつあるが大部分をAREVAグループに依存している。AREVAグループは、2015年においてEDFの購入の約44%を占めていた(2014年は50%であった。)

- ・核燃料転換過程に関連するEDFの需要量の大部分は、世界各地の他の供給業者と競争して、AREVAグループのComurhexの工場が供給している。

- ・EDFは、ウラン濃縮分野において、その供給源を分散し、現在世界における複数の主要な供給業者を利用している。EDFグループに代わってArevaが行うサービスは、Eurodifの工場の永久閉鎖による中断の後、2013年に再開し、これらのサービスの大部分は、Arevaの新たなジョルジュ・ベッセ第2工場により提供されている(「第2 3 (2) ① (i) (ニ) 核燃料サイクルおよび関連する問題」を参照。)

- ・EDFは、核燃料集合体の製造について、AREVAグループおよびWestinghouseグループの2つの供給業者を利用している。

Arevaグループは、フランスにおけるすべての核燃料サイクルのバックエンド(「第2 3 (2) ① (i) (ニ) 核燃料サイクルおよび関連する問題 — バックエンド(下流部門)」を参照。)の運営を行うよう任命された。

- ・使用済燃料の管理に係る業務(除去、貯蔵および処理)は、ラアグにあるAREVAグループの工場で行われている。これらの運営方法のほか、処理過程で生じた副産物のリサイクルは、2008年から2040年までの期間につき、EDFとAREVAの間で締結された2008年12月19日付基本契約において合意され、一連の適用契約に規定されている(2015年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記29.1.1を参照。)。2016年2月には、2016年から2023年までの期間を対象とする契約が締結された(「第2 3 (2) ① (i) (ニ) 核燃料サイクルおよび関連する問題 — フロントエンド(上流部門)」を参照。)。

- ・MOX燃料の製造を対象とするリサイクルは、MELOX発電所において実施されている。

② 発電所の開発および維持管理分野

AREVAグループは、発電所の建設および維持管理サービスにおいてEDFの主要供給業者である。とりわけ、AREVAグループは、原子力ボイラー、その交換部品および対応する安全性の研究を供給している。2011年にEDFはAREVAとの間で、3回目の10年点検の際、44機のうち32機の蒸気発生器を1,300MWセグメントに製造するための契約および1,300MW原子炉の制御コマンド・システムの改修工事の契約という2つの主要な契約を締結した。1つ目の契約に基づき、蒸気発生器を製造中である。2つ目の契約に関しては、2015年、パリュエル発電所の第2セグメント向けの最初の施設が無事完成した。また、数年間にわたり、特にWestinghouseおよびMitsubishiと共同で、ボイラーの一部の主要構成物（44機のうちの12機の1,300MWセグメントの蒸気発生器はWestinghouseが提供予定）の交換および維持管理サービスの提供について多様化計画が実行されている。

EDFは、発電施設の再開業に備え、フラマンビルEPR発電所の建設を開始し、AREVAグループと共同で開発したEPR技術を利用することを決定した。このプロジェクトに関連し、2007年、EDFはEPR用ボイラー供給について、AREVAと契約を締結した。

原子力発電所および火力発電所の特定の構成部品の維持管理のために、EDFは、Alstomグループとの関係を維持している。また、Alstomは、フラマンビル3のEPRのエンジンルームを供給している。AlstomがEDFに供給する商品およびサービスは、原子力発電所のタービン発電機および化石燃料火力発電施設の一部の大型構成部品の維持管理に関してとりわけ重要である。

EDFは、事業の大半が競争に晒されているAlstomグループに依存しているとは考えていない。それでもなお、EDFは、General ElectricがAlstomのエネルギー部門を買収して以降、原子力分野における利益の確保に努めてきた。EDFの主たる課題は、以下の2つである。

- ・操業条件に基づき維持管理を行い、フランスおよび英国においてEDFが操業する原子力発電所（フラマンビル3およびシンクリー・ポイントCのEPR原子炉を含む。）の耐用年数を延長するために必要な生産能力を、各ユニットの耐用年数の終わりにまでに許容できる費用で、保証すること。
 - ・将来のEDF原子力プロジェクトのために、優秀な技術および良好な経済条件の下でタービンを提供できるよう保証すること。
- これらの戦略的利益の保護は、包括契約および、原子力発電所の機械室での作業を専門とする共同子会社GEASTの設立に依存している。

5 【経営上の重要な契約等】

本書を通して、または2015年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記に記載された契約（下記に列挙された契約を含む。）を除き、2016年4月29日に先立つ2年間に、EDFは通常業務における契約以外の重要な契約を締結していない。

- ・2015年6月30日にEP Energyとの間で締結された、ハンガリーの会社であるBudapesti Erőmű Zrt (BE Zrt) の持分の95.6%を売却することに関する契約（「第2 3（2）⑤（iii）（ロ）中東欧諸国」、「第3 7（3）④（ii）（ト）Budapesti Erőmű Zrt (BE Zrt) およびEnergie Steiermark Holding AG (Estag) の売却に係る最終決定」および2015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を参照。）
- ・2015年7月10日にMacquarie Infrastructure and Real Assetsとの間で締結された、オーストリアの会社であるEnergie Steiermark Holding AG (Estag) における当グループの25%の持分を売却することに関する契約「第2 3（2）⑤（iii）（イ）欧州北部」、「第3 7（3）④（ii）（ト）Budapesti Erőmű Zrt (BE Zrt) およびEnergie Steiermark Holding AG (Estag) の売却に係る最終決定」および2015年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記5.2を参照。）
- ・2015年7月30日に締結された、AREVAとEDFとの間のパートナーシップ計画に関する協議の進捗状況を形式化した法的拘束力を持たない協定（「第2 3（2）①（ii）（ハ）（b）AREVAとの協定」を参照。）
- ・2015年10月21日にChina General Nuclear Power Corporation (CGN) とともに行った、シンクリー・ポイントC施設のEPR原子炉2基の建設および操業への戦略的投資（「第2 3（2）①（ii）（ハ）（a）シンクリー・ポイントCのEPR」および「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（e）新規の原子力発電所建設事業 — シンクリー・ポイントC」を参照。）

6 【研究開発活動】

EDFグループの研究開発部門（R&D）の主要課題は第1に、その最高水準の専門性および高い実務パフォーマンスを提供することにより当グループの事業ラインおよび子会社を日常ベースで補佐することであり、第2に、直面する進展および大きな課題を予測することにより当グループの将来に貢献することである。

特に、これらの課題には以下を含む。

- ・温室効果ガスの排出量に関する考察および規制を促す化石燃料および地球温暖化問題。
- ・水使用および環境管理。

- ・新興国の急速な発展およびその結果として生じる消費圏の移動。
- ・電力事業に新たな機会を提供しているエネルギー分野に適用される情報技術の著しい発展。
- ・顧客：より効率的にエネルギーを消費し、エネルギーをより自給できる建物、地域または街に居住したいと考えている、発電も行う個人消費者および集団の消費者。

かかる状況において、研究開発部門の役割はこれらの課題すべての解決策を見つけ出す局面においては極めて重要である。研究開発部門の研究方法は広範な3つの優先事項を基準に構成されている。

- ・競争力のある低炭素生成の構成の強化および開発：移行における重要事項の1つは、新しい再生可能エネルギーの開発とともに、とりわけ既存の原子力発電所の安全性、性能および耐用年数をさらに改善することで、従来の生成方法の効果的な共存を確保すること。
- ・顧客のための新たなエネルギー・サービスの開発および検証を行うこと。需要に関する認識の向上、顧客によるエネルギー効率の改善、再生可能エネルギーと併用されることの多い電力の新しい効率的な利用方法（ヒートポンプ、電気モビリティ等）の促進、工業用建物、産業および持続可能な都市の技術的モデルおよび経済的モデルの開発ならびにスマート・グリッドの利用および適正料金を通じて電力システムに利用と消費が統合される進展の結果、柔軟かつ低炭素の需要管理を可能にすること。
- ・電力網インフラの稼働寿命を最適化し、電力網の資産管理ならびにエネルギー輸送に関する新たな基幹施設プロジェクトのための最適化モデルおよび経済シナリオの導入、断続的なエネルギーの導入ならびにスマート・グリッドの開発を通じて電力システムに適応させることによって、将来の電力システムを備えること。

全体的な活動に加え、研究開発部門には「破壊的な一将来に備える」のカテゴリーに分類される以下の4つの研究プログラムがある。

- ・都市計画のための技術的資源の業務上の微調整および地域のエネルギー・システムを全国的なシステム全体に導入するための最適手順の明確化を含む地域のエネルギー・サービスおよびシステムについて。
- ・革新的なサービスを提供するためならびに業界内において当社の設備および保守管理予測のモニタリングを向上させるための顧客窓口におけるデジタル技術の利用について。
- ・エネルギー貯蔵、太陽光エネルギーおよび電気モビリティについて。
- ・小型モジュラー炉（特に、孤立する地域または輸送路線が脆弱な地域の市場に対応可能な小型炉）について。

（１） 研究開発部門の組織および主要なデータ

EDFの研究開発部門は、当グループ内の異なる事業ライン間のシナジーおよび伝達を容易にするために、総合的で多くの専門分野にわたっている。

2015年、当グループの研究開発予算の総額は、658.9百万ユーロに達し、そのうち555.2百万ユーロがEDFの研究開発予算であった。これは大手電力会社の中でも最大規模の研究開発予算の1つである。かかる予算の約3分の2は、EDFの営業部門および子会社との間の契約上の合意に基づき毎年企画される計画に費やされる。残りの3分の1は、当グループの研究開発の優先分野に該当する中期および長期の予想される取組みに使用される。

2015年、かかる予算の約21%は、環境保護に充当された。特にエネルギー効率、化石エネルギーの代替としての電力の使用、再生可能エネルギーおよび送電網への再生可能エネルギーの投入、持続可能な都市、気候変動の地域的影響ならびにその他の環境問題（生態系の多様性、水質および擾乱の軽減等）に関する研究に費やされた。EDFの研究開発部門は、29の国籍にわたる計2,100人を超える従業員を有している。このうち80%はマネージャー職であり、33%は女性であり、150人が博士課程の学生である。200人の研究者は大学および主要な工業学校で教鞭を取っている。毎年、EDFの研究開発部門は約100人を採用し、他を当グループ内の他の企業に配置している。研究開発部門には15の分野がある。研究開発部門の専門知識は、当グループの活動分野のすべて（再生可能エネルギー、電力網、原子力発電、化石燃料火力発電および水力発電、エネルギー管理、商務、情報システムおよび環境）を網羅している。これは特定の分野、事業およびプロジェクトに特有のものであり、主要なシステムにおける業務と一体となる。EDFの研究開発部門は、EDFの研究開発部門の実務、ノウハウおよび技術革新をEDFグループ全体と共有することをその目的としている内部的な研修実施機関である技術移転促進機関（*Institut de transfert de technologie*, ITech）に責任を有している。約100種類の研修コースを擁する研修カタログは毎年更新され、提案は現在スキル・アカデミーに組み込まれている。

研究開発部門は、現在複数の施設において構成されている。そのうち3か所はフランスのパリ首都圏に位置しており、7か所はフランス国外に位置している（ドイツ、英国、ポーランド、中国、米国、シンガポールおよびイタリアに所在している。）。フォンテーヌブロー近くのシャトゥーセンターおよびレ・ルナルディエール・センターは、それぞれ約500人の従業員を有している。クラマル・センターは、1,000人近くを有している。約30人の駐在員を含む230人の調査員がフランス国外で働いている。

2010年11月、EDFの取締役会は、現在クラマールに所在するEDFの中心的な研究開発センターをパリ・サクレのキャンパスに移設する新たな計画を承認した。新しいセンターは、当グループの調査員、博士課程の学生およびインターンを含む最大1,500人の従業員に職場を提供することを予定している。これは研究開発部門の科学的かつ工業的革新および研究をその優先事項の中心に位置付けるEDFの新たな熱意の表れである。EDFの新しい実習センターもまた近隣地域に開設される予定である。1か所に新たな研究センターと実習センターをまとめることにより、EDFのパリ・サクレ研究総合発電所が構成される。この戦略的決定は、EDFをパリ・サクレのキャンパスにおける主要企業として位置付け、近隣に所在している高等教育機関および公立または私立の研究センターとのより活発な協力関係から利益を得ることを可能にする。

これに関連して、EDFの研究開発部門および同部門を代表するすべての労働組合組織による署名を受け、新たな契約が2014年7月1日付で発効した。かかる契約は利害関係者間の継続的な社会的対話の結果として締結されたものであり、EDFクラマール・センターの従業員に対する2016年中盤の新たなセンターへの移動における援助手段を規定している。

さらに、将来パリ・サクレ大学のキャンパスに所在するその他機関との間で、複数のパートナーシップ契約が締結されている。

- ・インターネットおよび電力システムのためのサイバー・セキュリティを専門とする、EDFおよびTelecom Paris Techの共同研究所であるSEIDO。かかる研究所の課題は、相互運用性のある通信エネルギー関連機器（暖房、空調、白物家電および黒物家電、電気自動車等）を活用してエネルギー需要の管理およびエネルギー効率サービスを展開するための準備とその円滑化に取り組み、かつシステム全体の一体性および安全性（セキュリティや機密性等）の確保に努めることである。
- ・Supélec工業学校と協同して「スマート・グリッド」のモデル化およびシミュレーションを行うための共有施設であるライズ・グリッド研究所。
- ・EDF、フランス原子力庁（*Commissariat à l'Energie Atomique*）、国立中央理工科学学校パリ校、ENSカシャンおよびフランス国立科学研究センター（CNRS）によって構成され、地震の断層から構造までのモデル化を行う機関であるSEISM。
- ・ジャック・アダマール数学財団に拠点を置き、EDFの研究開発部門による資金援助によって設立された最適化・運用研究のガスパール・モンジュ・プログラム（PGMO）。
- ・2015年6月よりEDFと共にENSTA、CNRSおよびCEA Saclayをまとめている機械科学・産業応用研究所（IMSIA）。
- ・ドーフィネ大学、ENSAEおよび国立理工科大学と共同のエネルギー財政市場研究所。

研究開発部門の有する施設には、CNRSと協同して運営する2つの研究ユニット（IMSIA（旧産業持続可能構造研究所（LaMSID））および太陽エネルギー研究開発機構（IRDEP））ならびに国際研究開発センター（材料経年化研究所（MAI））がある。

研究を行うために、EDFは、強力かつ高信頼度のデジタル・シミュレーション資源への投資を継続して行う。EDFは最先端の演算コードと業界内でも最高峰の資源を開発している。その現在の処理能力は1,400テラフロップである。

さらに、当グループは独自の実験用資源を有しており、これには特定の解析的ループ（化学物質／腐食、不具合および空力音響等）、部品もしくはプロセスを中心とするループ、実地試験介入のための資源または材料およびその経年劣化の特性評価専用の資源を含む。最近の主力施設は以下の2つである。

- ・コンセプト・グリッド。共にスマート・グリッドを構成する革新的ハードウェアおよび「知的能力を有する」システムが実際に電力網にインストールされる前に、導入の試験、精査を行うことを目的とした縮小された電力送電網である。コンセプト・グリッドは、需要管理を促進するための情報通信技術の分野における新規の装置および機器の統合に関する研究を行うことによって、送電網の将来の発展に備えるように設計されている。また、電力システムにおける発電資源の性質および電力貯蔵の応用を研究することによって、分散型発電の統合を促進することも意図している。コンセプト・グリッドは、完全な現実世界とはいえない状況において革新が試される従来型の研究所と、上質なサービスに配慮して実験が制限される実際の送電網との間のミッシングリンクを補っている。

- ・Vercors。二重構造の原子炉格納建造物が経年劣化する過程を研究するための原子炉建屋の1：3スケールモデルの建築。

研究開発部門はまた、内部の技術革新をベースとした産業化および価値創造の可能性を強化し、外部の技術革新からさらに恩恵を受けることを期待している。その目標は、当グループの産業プロセスにおける技術革新の一体化を可能にすることにある。この方針は2つのアプローチにより構成される。

- ・内部の技術革新からの価値創造を強化し、事業ラインと連携して行われる取組みを通じて「ビジネスまでの時間」を加速すること。例えば、専門のチームが、EDFの研究開発部門の知的財産および専門知識の保護および利用ならびに同様に技術革新の移転および産業化の加速を支援している。
- ・外部の技術革新の受入れを発展させ、必要に応じて、外部の技術革新を実証すること。

EDFは、AllianzおよびBpi Franceと共に、Idinvest Partnersの管理により2012年5月に立ち上げられた、クリーン・テクノロジーを専門とする新興企業を対象としたベンチャー・キャピタル・ファンドであるElectranova Capitalの主要投資家である。約90百万ユーロの投資能力を有するElectranova Capitalファンドは、新技術を用いた革新的な商品の出現を促進することによって、低炭素エネルギー・モデルの難題に取り組むことを目標としている。

フランス企業4社を含む新興企業に10件の投資がなされた。すべての企業が1つ以上のEDFの各事業ラインとなんらかの関連を持っている。

- ・ Actility：主要なスマート・グリッドのフランス企業。
- ・ Enligned：エネルギー最適化を専門とし、Enlignedはリテール用建物、工業用建物およびサービス建屋の照明制御ソリューションを提供する。
- ・ Forsee Power Solution：電池のデザインを専門とするフランス企業。
- ・ Seatower：洋上風力発電所のための革新的な重力式基礎を開発した、ノルウェーの企業。
- ・ SunFire：電力貯蔵体のための燃料電池および電気分解を専門に扱うドイツ企業。
- ・ Leosphere：2004年に設立され、今やLidar（レーザーおよび大気に対するレーザーの反射を用いた技術）の使用において世界をリードするフランスの中小企業。
- ・ Techniwood：このフランス企業は、最新世代産業である高性能の、Panobloc®として知られる木質の絶縁複合構築システムを設計し、製作し、販売している。
- ・ Sunrun：米国における太陽光サービスに基づく消費者に対するソーラーパネルの大手販売会社の1社である米国企業。
- ・ Organica Water：ハンガリーに拠点を置く、地方自治体および工業廃水に本質的に対処するための既成概念を超えたエネルギー効率の良い技術を開発、販売する企業。
- ・ FirstFuel：リテール用建物の質量エネルギーの監査活動を遠隔で行うための「デジタル」ソリューションを提供する米国企業。

EDFはまた、CEA Investissementが管理する、エネルギー、環境ならびにマイクロおよびナノ技術の分野における技術革新に従事しているフランスの新興企業のための Amorçage Technologique Investissement (ATI) ファンドの持分も有している。

最後に、EDFは世界の新興企業および革新的企業へのアクセスを提供するために、フランス、北アメリカおよび中国のベンチャー・キャピタル・ファンドにおける5件の持分を以下のとおり取得した。

- ・ Robolution Capital：2014年3月に立ち上げられた、ロボット工学に特化した基金。
- ・ Chrysalix：2011年12月に立ち上げられたクリーン・テクノロジーのベンチャー・キャピタルに特化したカナダの基金。
- ・ Tsing capital：2011年12月に立ち上げられたクリーン・テクノロジーのベンチャー・キャピタルに特化した中国初の基金。
- ・ DBL Investors：2008年に設立された米国の基金。
- ・ Mc Rock：2015年に立ち上げられたインターネットの工業ツールに特化したカナダの基金。

(2) 研究開発部門の優先事項

EDFの研究開発部門は当グループの全事業について取り組んでいる。それぞれに対し、EDFの研究開発部門は、業績を改善する技術的な解決策または革新的事業および経済モデルを提供し、中長期的な予測に基づく取組みを通じて当グループの長期的な将来像を計画する。EDFの研究開発部門は、EDFが低炭素電力システムを提供する世界的な産業グループとなるための要素の1つである。

エネルギー分野の大きな変化を経て、EDFの研究開発部門の目標は、競争力のある低炭素発電構成の強化および開発、顧客のための新たなエネルギー・サービスの開発および検査ならびに将来の電力システムを備えることの3つの戦略手段の観点から明確にすることができる。

また、研究開発部門はこの3つの戦略手段を支援するために情報テクノロジーの研究を行っている。この研究は、5つの主要なテーマ（複合システム、大容量データの管理および処理、インターネット、サイバー・セキュリティならびに身体的問題のシミュレーション）に重点を置いている。

この分野での研究は、以下の二重の目的を有している。

- ・ 進化したシミュレーション技術による事業ラインの業績の改善。
- ・ 新たな情報およびコミュニケーション技術の革新的な使用による事業ラインの新たな機会の創出促進。

① 競争力のある無炭素発電構成の強化および開発

原子力発電、水力発電および火力発電において、EDFの研究開発部門は、発電方法の安全性を向上させる手段や方法、最近の耐用年数を最適化させる手段や方法ならびに発電実績および環境への影響を改善する手段や方法の開発を行っている。3つの優先目標がある（当グループの原子力の優位性を長期的に持続させること、再生可能エネルギーを開発することならびに炭素の捕捉および貯蔵の産業的実行可能性を研究すること。）。

当グループの原子力発電の優位性を長期的に確保するために、研究開発部門は、設備の安全性を向上させる方針に沿った取組み、特に業績の改善および耐用年数の延長に関する取組みを通じて、EDFの資産を保護することに務めている。例えば、2014年に研究開発部門は、材料の経年劣化（特に原子炉圧力容器に使用される鉄および原子炉格納建造物に使用されるコンクリー

ト)についてより理解を深め、モデリングすることに取り組んだ。この研究は、とりわけ交換不可能な部分について、設備の耐用年数を管理するために極めて重要である。

原子力分野におけるその他の活動は、燃料サイクルに関連した事柄にも対処している。これは、新規の発電所（とりわけ第4世代の発電所および小型モジュラー炉（SMR））の設計を含む。

最後に、研究開発部門の活動は、設備の環境に及ぼす影響についてより習熟および管理することに寄与すると同時に、産業用設備における環境リスクを十分に考慮している。このため、例えば、研究開発部門は、気候変動および地域的な変化を考慮した際の将来の水資源の利用可能性の見通しについて研究を行っている。研究開発部門の研究はまた、発電所において（冷却材の利用可能性、電力調整範囲および配置の最適化等に関して）生じ得るリスクおよび生じ得る結果に関する理解に貢献している。

これらのプログラムを支援するために、研究開発部門は、デジタル・ソリューション・ツールおよび実験用のテスト・ツールならびに増大するデジタル・データ、情報技術セキュリティおよび新しい情報通信技術の発達により生じる新たな課題に対処する能力を備えた手段を開発している。

2011年に福島で発生した事故により、安全性、環境（外部からの脅威）および耐用年数に関する研究が強化されたとともに、原子力事故後に避難の対象となった居住地域の復旧等の新たなテーマへの関心が高まった。欧州における他の原子力の事業者とともに、EDFの研究開発部門は2012年3月に、欧州の持続可能な原子力技術プラットフォーム（SNETP）の一部となる、欧州における第2世代および第3世代原子力システムに関する研究開発の唯一の協力的な枠組みとなることを目的とする国際的な非営利協会であるNUGENIAを設立した。かかる協会には、産業界、研究機関および安全当局その他から20か国80人のメンバーが集結している。EDFはこの協会の会長を務めており、安全性およびリスク分析、過酷事故、炉心の稼働、機器の整合性および老朽化、燃料、廃棄物および廃炉、「革新的な第3世代の設計」、ならびに管理および非破壊的な評価に加えて実務（特に安全性において）の調和に関する組織の枠組みを超えた課題に関して、メンバー間または国家の研究開発プログラムとの間のシナジーの発生および共同プロジェクトを促進している。2014年にNUGENIAは、2014年-2015年のプロジェクト依頼書のために、多くは既存の発電所の安全性および耐用年数の分野における15ほどのプロジェクトを提出した。さらに、NUGENIA+プロジェクトは欧州委員会により割り当てられた基金を用いた自らのプロジェクト依頼書に着手した。

2012年に、EDFはフランス政府の「将来への投資」プロジェクト（「将来への投資」は、フランスの経済発展に係る研究および革新的取組みへの資金提供を目的とした、フランス政府による貸付金である。）の一環として、将来のデジタル化された原子力計装および統制システムに係るコネクションプロジェクトの立ち上げを支援した。かかるプロジェクトは、発電所のデジタル化された計装および統制システムの設計、認定および修理について将来の手法を開発する意欲的なプログラムのために、フランスの原子力産業における産業および学術パートナーが連携して研究を進めるものである。かかるイニシアチブはまた、業界内における産業ソリューションの調和の必要性にも取り組んでいる。このプロジェクトの過程で開発されるシステムの工学的手法は新規の原子力発電所モデルを設計する他のプロジェクトにも活用され、当グループが導入するデジタル移行方針にも貢献する。

2番目の優先事項は、再生可能エネルギーの開発を支援することである。再生可能エネルギーは欧州および世界中のエネルギーの展望において共にますます重要な役割を果たしており、EDFは既にこの分野における重要な参加者であり、この分野における立場をさらに強化したいと考えている。

再生可能エネルギーに関する研究開発部門の目標は、産学連携して、有意な競争優位性を提供する技術的な進歩を確認し、最も有望な技術の産業的な生成を促進することである。EDFは、水力発電、太陽光発電、陸上・洋上風力発電、太陽光発電、バイオマス、海洋エネルギーおよび地熱エネルギー等幅広く再生可能エネルギーに関する研究を行っている。

研究開発部門は、EDFの業績を向上させる方法および手段の開発およびEDFグループの再生可能エネルギーを基礎にした発電システムのプロジェクト費用の最適化についても取り組んでおり、複数の目標を掲げている。

- ・投資リスクの軽減。例えば、EDFの研究開発部門は、EDFグループの洋上風力発電プロジェクトに対して（とりわけ、風力発電のタービン・システムおよび基礎の設計、タービンの認定、発電可能量の評価方法に関する専門知識について）、その専門性を提供している。予定されていた洋上風力発電における風を測定するための浮体式Lidarシステムが2015年に認定されたことは、この革新的ソリューションにより向上したパフォーマンスを立証した。また、研究開発部門は、浮遊式の洋上風力発電の技術を研究し、プロバンス・グランド・ラージ・プロジェクトの開発についてEDF ENを支援することにより将来への準備を進めている。
- ・性能の改善。例えば、研究開発部門は、タービンの運転パラメーターの監視に基づき機械性能を測定するソリューションを開発した。かかる診断ツールは、働きの悪いタービンを識別し、初期診断の実行を可能にする。
- ・電力システムに対する技術的影響および経済的影響の管理ならびに再生可能エネルギーの取込みに際しても電力システムのバランスも確保すること。この研究は電力網に再生可能エネルギーを組み入れる方法の明確化に関するものである。これには断続的な再生可能エネルギーを統合するための様々なソリューションの分析ならびに貯蔵、スーパー・グリッド、スマート・グリッドおよび需要管理等の大規模なシステムへ統合するための費用および制限の評価を含む。

3番目の優先事項は、炭素の捕捉および貯蔵ならびにより広義には化石燃料火力発電所からの二酸化炭素排出の抑制である（「第2 3（2）①（iii）フランス本土における火力発電」を参照。）。費用、インフラ性能への影響およびかかるソリューションを導入するために要するリードタイムが重要課題となる。研究開発部門による研究は、当グループの火力発電所の二酸化炭素排出量削減のための最善の戦略について当グループが見聞ある認識を有するための、種々の捕捉技術の技術的成熟度および経済的成熟度の透明性提供のために設計されている。

既存の発電所に関しては、排出ガスの処理による二酸化炭素の捕捉が現時点では最適な解決策であると考えられる。

フランスの研究機関であるADEMEおよびそのパートナーの支援を受けて、EDFは1年間の期限付きで二酸化炭素捕捉研究のデモ用モデルをル・アーブルにあるEDFの石炭火力発電所に設置し、運営した。石炭の燃焼により発生する煙に含まれる二酸化炭素に関する実験における技術には、進歩的な「燃焼回収後のアミン洗浄」プロセスの過程を含む。約2,000トンの二酸化炭素を捕捉したことで、研究実証は産業環境におけるかかる技術の確実な性能の検証をエネルギーおよび溶媒消費量の観点において可能にした。工業規模における結果を推定するための補足研究が行われている。

各地において、研究開発部門は、エネルギー損失がより少ない、第2世代の二酸化炭素の捕捉および貯蔵に関する技術の出現に備え、大幅に設備性能を向上させ、付随して二酸化炭素排出量を減少させる進化した技術の評価を行う新たな手段の検証を行っている。

② 新たな顧客向けエネルギー・サービスの開発およびテスト

エネルギー効率および分散型再生可能エネルギーの開発、規制および技術面（デジタル化）の変化ならびに市場競争に対する開放はすべて、エネルギー会社とその顧客との関係に多大な変化をもたらしている。それらは顧客による、個人レベルまたは地域全体レベルでの活発なエネルギー消費またはエネルギー生産を可能にしている。

この状況において、EDFグループの販売業者は複数の問題に直面している。

- ・相場価格の軌道の変化。
- ・需要の管理。英国のグリーン・ディールおよびフランスの省エネ証書等のスキームにより、供給業者が負うべき義務は増加する。
- ・スマート・テクノロジーの開発。スマート・メーターおよび関連事項の出現により、一般市民はこれら新しいスマート・テクノロジー（モニタリングおよびよりカスタマイズされたサービス等）により実現した新たなサービスを利用できるようになる。
- ・行動の変化を伴う顧客の期待の高まりとともに、さらなるデジタル化を招く顧客関係の変化。ただし、この近代化された関係により、エネルギー供給会社から十分なサービスを受ける必要がある顧客に影響を与えるエネルギー不足の平行的な拡大を加速させるべきではない。
- ・フランスのエネルギー移行および「NOTRe」境界改革法により増大する地方の利害関係者の権限。都市計画および公共電力供給の分野では既に活発な地方自治体は、自身のエネルギーの将来に関してより一層の権限を有するようになる。開発（エコ区域）およびモビリティ（電気自動車）の解釈を組み合わせた地域の持続可能性の概念が、地方自治体の政策を構築する。スマート・テクノロジーの開発および増大する地域社会における影響の共通部分において将来性の高いサービスの新分野が生まれる。

これらの課題に対処するために、EDFの研究開発部門は、以下の優先事項を中心としてその活動を再構築している。

- ・需要の理解を深めるために付加曲線のメソッドおよびモデルを開発し、新しい料金設定手法および電力網の柔軟性に関する新たな要件に対応するための大胆な需要管理を促進する価格を展開する。
- ・将来の電力需要を高めるための、電力の新しい利用方法（建物および産業用のヒートポンプ、電気自動車）の革新的な開発および新たな規制上の枠組みに対応した、すべての顧客セグメントに向けた長期的、効率的な電力ソリューションの提案。
- ・新情報技術および関連データ処理を通して顧客関係を近代化させ、商業実績を拡大し、コストを削減する手段および方法の開発。メーターから下流のスマート・グリッドの試み、および建物内のLinkyメーター対応のサービスおよび設備の準備。
- ・地域のエネルギー・システムの設計およびモデル作成。フランスおよび海外の持続可能な街、都市および地域に革新的サービスを提供するためのツールおよび技術の開発。

この結果、電気自動車、ヒートポンプおよびより経済的な建物等、電力の新しい利用方法の開発が進められた。研究開発部門は、顧客プロセスにより発生する廃熱の回収を可能にする工業用高温ヒートポンプのプロトタイプを開発した。顧客に対するサービス提供としてのこの技術の展開は、現在進行中である。建物用のヒートポンプの費用を最終的に削減できる革新的な技術も開発されている。最後に、暖房に利用されるエネルギーの高性能なエネルギー管理に関連した、特に住宅用ヒートポンプについての革新的な開発が行われ、貯蔵タンクは、太陽熱のオフピーク時間等の革新的な管理モードを搭載したより互換性のある最新式のものになった。

これらの取組みは、具体的にはナイス・グリッドまたはスマート・エレクトリック・リヨン等のスマート・グリッドのデモ用モデルを通じて現地で実施されており、研究開発部門は、かかるスマート・グリッドのデモ用モデルにおいて、様々な種類

の柔軟性のある需要（負荷管理、繰延された消費、自家消費、再生可能エネルギー、エネルギー計画および地域管理）を包括する新しいモデルの実験を行っている。研究開発部門はまた、プロセスの遠隔調整に基づく産業用の負荷管理を行う試験的プロジェクトを立ち上げた。

顧客関係に関連して、EDFは、住宅用顧客が2つの請求書を受領する前にも自己の電力消費量を認識することができるように、季節別の電力消費量および過去の消費量等の個々の特徴を考慮することによって消費者の請求額を見積もることができるスマートフォンおよびコンピューター向けのアプリケーションを含む、スマート・メーターとの互換性を有する一連のプロトタイプを設計し、開発した。EDFの研究開発部門はまた、例えば、個別の顧客関係サービスやツールを設計することにより、エネルギー不足に立ち向かう研究も進めている。

持続可能な地域において、インフラおよびインフラ管理（輸送、廃棄物の処理、建物、発電およびネットワーク）の最適化を模索し、持続可能な「スマート・シティ」となることを希望している都市の要求に応えるため、研究開発部門は、ニース都市部について実施された研究等、フランスのEDF販売業者のために都市工学資源を開発している。研究開発部門はまた、都市計画に関する意思決定支援ツールを開発するため、シンガポールとのパートナーシップに投資している。その結果、都市モデルの革新的なITソリューションを開発するため、EDFと都市住宅の建築大手であるシンガポール住宅開発庁は、2013年6月にシティ・オブ・ザ・フューチャーに関する開発契約を締結した。シンガポール当局と連携することにより、このツールは、建物のエネルギー効率およびその空調システムに加えて、家庭廃棄物の回収をその対象分野としている。また、これには建物一体型の太陽光発電、屋上緑化および地域での水の再利用に関連する課題対処の可能性を含む。かかるモデル化は、建物や近隣レベルで革新的な3次元可視化ツールと併用され、例えば計画決定が温室効果ガス排出量等に及ぼす影響を可視化している。このソリューションのために開発されたプラットフォームは予定通り2015年中盤に構築された。新たな開発分野はシンガポールと連携した研究が進んでいる。この経験により、既にリヨンにおけるガーランド近隣の新規プロジェクトが展開されている。

電気自動車もまた持続可能な都市の重要な側面である。電気輸送は、移動方法の基本的変換の可能性を広げる。蓄電池は電気輸送の主要な技術である。この分野における研究開発部門の活動は、第1に電池の安全性および性能を実験室で明らかにすること、第2に、電池寿命またはコストを大幅に改善する可能性のある画期的技術の革新的な導入を含む。研究開発部門はまた、（再生可能エネルギー、システム・サービス等と組み合わせた）これらの電池技術の据置型アプリケーションについても検討している。

より一般的に、研究開発部門の電気自動車（EV）分野および充電式ハイブリッド自動車（PHEV）分野における活動目標は、以下のとおりであり、特に、輸送大手（ルノー、PSA、RATPおよびSNCF）とのパートナーシップを通じて行っている。

- ・この新しい利用方法の開発をサポート（初期実験の監視、標準化、マーケット・バリアを取り除く革新技術（無線充電））すること。
- ・電力システムへの統合（スマート充電、充電ステーションの規模および設置場所の決定）を管理すること。
- ・モビリティ・サービス・ツール（車両管理のプラットフォーム、充電ステーション運営のためのソフトウェア、地方自治体に対するモビリティ・コンサルティングの方法）を開発すること。

③ 将来的な電力網への準備

欧州におけるエネルギーの低炭素化への移行は、新たな課題への直面を示している。

- ・断続的な再生可能エネルギー発電源からの発電の促進
- ・発電手段および電力網の要件の最適化による電力の新しい利用方法の統合
- ・地域レベルの分散的エネルギー・システムをより大規模なエネルギー管理システムに統合することにより、活発な需要管理を展開すること。
- ・欧州におけるエネルギーフローの最適化および電力網のインフラを開発すること。
- ・より一般的には、公益および電力の競争力を考慮し、顧客に対する請求を大幅に増加させることなく、また複雑性を増大することなく、また電力システムの質および信頼性を保ちつつ、電力システムの経済的な均衡（発電投資、ネットワークへの投資ならびにエネルギー効率および環境効率のためのソリューションの費用／便益）を最適化することである。

スマート・グリッドとしても知られるより高度な知的能力を有する電力システムに移行する傾向は、欧州における低炭素省エネへの移行において極めて重要なポイントの1つである。主要な課題は、技術的、経済的および規制上のものであり、再生可能エネルギーおよび新しい利用方法の統合は別として、異なる電力網利用者に関する情報の管理および費用抑制の必要性に関連したものである。

これらの課題に対応するため、研究開発部門はいくつかの優先事項を設定している。

第1にはすべての種類のエネルギー供給と需要のバランス管理に関するものである。

- ・将来のエネルギー状況の変化を予測するため、研究開発部門は、中長期的な世界の状況（世界的なマクロ経済環境、エネルギー需要の伸び、エネルギーおよび環境政策、競争環境および規制環境、新たな技術ならびに潜在的な躍進）の予測モデルを開発する。

- ・新しい発電方法または新しい利用方法の開発結果を予測するために、研究開発部門は柔軟性のある要件および需給バランスを確保するために必要なマージンの予測を可能にする電力システムのモデルを開発している。客観的に様々な選択肢の費用および便益の評価を得るために、研究開発部門は様々な利害関係者に対して、同水準における分析の実施および提案を行っている。

- ・最後に、EDF自身の均衡範囲に関する需給バランスの運営管理において、研究開発部門は欧州の電力およびガス市場におけるEDFのポートフォリオ・リスクの最適化および管理のための意思決定支援ツールを開発している。

2番目の優先事項は、電力網の性能を改善することである。研究開発部門がこの分野で行う研究は以下の目的を持って行われている。

- ・設備の耐用年数およびネットワークの有用性を向上させ、フランス国内および海外における電力網資産の管理を改善すること。
- ・サービスの質を最適化して運営費を削減するために、配電網の自動化を推進すること。

3番目の優先事項は、特に以下の目的を通じて将来の電力システムのモデルまたはスマート・グリッドへの移行に備えること。

- ・Linkyプロジェクトの開発（「第2 3（2）④（ii）（ニ）今後の課題（取替え、開発、スマート・メーター）」および「第3 7（3）④（ii）（イ）ERDF：「Linky」スマート・メーターの展開の開始」を参照。）を支援し、新しいスマート・メーター設備および関連サービスを予期すること。
- ・スマート・グリッド試験の準備および支援を行うこと。
- ・電力網に断続生産および分散発電を導入し、新システム・サービスを開発し、将来の地域的なエネルギー・バランスに向けて準備をすること。
- ・電力システムおよび電力網に価値を創出する貯蔵システムに基づく新たなソリューションを検討し産業化すること。

研究開発部門はまた、電力網の調整および運営に関連する新たな機能性およびERDFのLinkyプロジェクト等の新規のスマート・メーターの環境における新たなソリューションの開発に取り組んでいる。例えば、研究開発部門は、分散型発電に関連した新しい配電網の調整特性の開発および試験を行った。電力網の状態の予測に基づき、この革新的な調整方法は分散型発電資源からの出力が変動的な場合でも高圧電力網の電圧を契約の範囲内に維持することを可能にした。

研究開発部門はまた、Linkyのインフラを基に、電力使用の管理システムの試験を行っている。特にこれらの実験は電力加熱等の負荷の遮断によって消費ピーク時間の削減の実現可能性を表した。

研究開発部門は、電力網の損失予測を改善するソリューションを開発し、地域のエネルギー・バランス予測（エネルギー源のサブステーション）を展開している。

研究開発部門は、特に仕様の策定および設備の認定等、その専門性をLinkyプロジェクトのあらゆる側面に貢献している。

最後に、研究開発部門は電力システムおよびスーパー・グリッド（電力網の技術および経済の基礎を変える再生可能エネルギーの導入により出現する直流ネットワーク）にも取り組んでいる。

これらの新しい課題に対する解決策を見つけ出すために、フランスおよび欧州において、共同の取組みとしていくつかの高性能電力のデモ用モデルの開発が現在進行している。研究開発部門は、この観点においてナイス・グリッド、スマート・エレクトリック・リヨン、ヴェンティエール、ペガス等と密接に関連し、電力システムの推移に係る特定の課題を明確にしつつ、技術的、経済的、社会的および環境的な知識も得ながら、事業モデルおよび規制の考察も行う。EDFの研究開発部門はまた、知的能力を備えた将来の電力システム専用の試験プラットフォームであるコンセプト・グリッドを使用し、多数の革新的な解決策をその分野で展開する前に試験する。これらのプロジェクトは、未来の電力システムにおいて要求される柔軟性に最善の方法で設備を対応させるために、電力セクター全体および「新情報通信技術」セクターと共に評価および革新する機会を提供している。高性能電力網のチェーンにおける最初のリンクであるスマート・メーターの可能性を最大限探求することを目的として多数の実験が行われている。

（3） 国際的なパートナーシップ

研究開発プログラムの実施のために、EDFの研究開発部門は、世界中で多数のパートナーシップを展開しており、その目的は、EDFの課題の中核となる分野での世界最高レベルの専門知識を維持することおよび国内分野の膨大なスキルを補完することである。

研究開発部門のパートナーシップ方針は国内的にも国際的にも様々な形態を取る。

フランスにおいて、過去数年間にわたって研究開発部門は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14の共同研究所を設置し、これらのパートナーやセンターとともに、国立研究機構、ADEMEまたは単独省庁ファンド等の国内機関が競争分野を通じて資金提供する共同研究プロジェクトに参加している。各共同研究所は、すべてのパートナーに対して価値、専門性および知識を付与することを目的として、共通の科学および技術問題に関し共同チームを結成する機会であり、共

同プロジェクトへの参加に関し大変有利となっている。研究開発部門はまた、4つの特別目標を定めた教授職および研究職を支援している。

原子力研究開発の分野については、CEA、EDFおよびArevaとの間の2012年末に終了した三者間契約が1年間延長され、2014年初頭には原子力研究開発に関する新しい契約が締結された。この新しい「機関」契約は、パートナー間の研究開発プログラムの協調性を高めることおよび詳細な目標（特に産業的な目標）を基準にしたプログラムを確立することを目的としており、実際には以下を伴うものである。

- ・プログラムの監視および協調を担当する三者間プログラム・チーム（*equipe programme tripartite*、EPT）を設置すること。かかるチームは各パートナーにつき4人のメンバーを有し、合計12人のメンバーで構成される。
- ・プログラムを、EPTにより監視されるプロジェクト単位にまとめること。
- ・これらのプログラムを既存の共同研究所へ導入すること。

同時に、2012年に失効し2013年に延長されたCEA、IRSNおよびEDFとの間の研究開発に関する三社間契約について2014年に検討が行われ、これによりArevaを含む四者間契約が締結され、「Institut」政策による協調拡大が推進された。

研究開発部門はまた、「将来への投資」イニシアチブの一環として導入された、エネルギー移行機関（*Instituts de la transition energetique*、ITE）に関与している。

- ・イル・ド・フランス太陽光発電研究所（IPVF）：EDFはかかる機関を設立した企業であり、かかる機関は、市場における太陽光エネルギーの競争力を高めるための画期的な技術の開発を目的としている。最終的には、かかる機関は、サクレーにおける最先端の施設において、様々なパートナーに所属する約150人の研究者を統括する予定である。
- ・フランス海洋エネルギー：海洋エネルギーおよび洋上風力発電を専門に扱う機関である。
- ・パリ・サクレー・エネルギー効率（PS2E）：産業プロセスのエネルギー効率化および工業パークのエネルギー管理を扱う機関である。
- ・スーパー・グリッド：遠隔地における再生可能エネルギー発電所を連結する大規模な送電網の取扱いを中心とする機関である。
- ・ヴェデコム：電気モビリティを扱う機関である。
- ・エフィカシティー：エネルギー効率化および持続可能な都市を扱う機関である。
- ・INEF4：建築物修復および持続可能な建設を扱う機関である。

EDFはまた、2012年に、フランス政府の「将来への投資」イニシアチブの一環として、将来のデジタル化された原子力計装および統制システムに係る「コネクション」プロジェクトの立上げを推進した（「第3 6（2）①競争力のある無炭素発電構成の強化および開発」を参照。）。欧州においては、研究開発部門は約30の欧州連合のプロジェクトに参加しており、欧州連合のエネルギーおよび輸送の研究センターであり、とりわけ低炭素技術および電力貯蔵に関する共同研究を目的とした共同研究センターとの関係を築いている。EDFはまた原子力のNugeniaおよび貯蔵のEASE等、欧州連合の水準で認識されている複数の欧州の団体の創立メンバーである。

2000年代初頭から、EDFはカールスルーエ工科大学（KIT）と協力して、ドイツに研究センター（EIFER）を所有している。かかるセンターは主に分散型発電（燃料電池や水素）、持続可能な都市および地域、地熱エネルギーならびにバイオ燃料に専念している。近年、シュットガルト大学のフラウンホーファー研究機構およびベルリン工科大学とのパートナーシップ契約が締結されている。

2010年以降、ポーランド、英国、中国、シンガポールおよび米国における複数のセンターを中心として、研究活動は国際的に強化された。

英国のセンターは、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おり、特に再生可能分野においてはストラスクライド大学、マンチェスター大学、インペリアル大学、国立原子力研究所（NNL）、および原子力エネルギー分野においてはブリストル大学を通じて関与している。2012年に、かかる研究センターは、独立法人であるEDF Energy R&D UK Centre Ltd.となった。かかる法人は、EDF Energyの子会社である。かかる法人の新たな地位は、当グループの開発戦略に沿っており、英国におけるEDFの存在感および研究能力を拡大している。

EDF Polskaの研究チームは、高度な石油燃料研究およびバイオマス混焼、ならびに近年では暖房ネットワークに専念している。研究開発部門のPolskaチームはクラクフのAGHおよびブロッツラフ大学を含むポーランドの大学との共同研究を進めている。

北京を拠点とするセンターは、スマート・グリッド、持続可能な都市および複数の再生可能エネルギー技術の中国国内の大規模なデモ用モデルに参画する際には特別な資産となる。かかるセンターは、中国における原子力研究のパートナーシップの推進を支援するためにも利用されている（「第2 3（2）⑤（iii）（へ）（a）中国における事業」を参照。）。かかるセンターの創設により、中国における産学連携は大幅に発展した。例えば、EDFは、中国において熱力学的太陽光発電に係る共同研究プログラムを締結した。中国科学院電工研究所と進行中の協力は、主に八達嶺における太陽熱発電技術を専門とする試験用のプラットフォームにおいて行われる研究および革新への取組みに関する。EDFの課題の1つは、かかるプラットフォームにて行われた実験から得られた測定結果を使用して、モデル化の能力をさらに発展させることである。

イタリアのエジソン研究開発チームの主な目標は、EDFグループ全体のガス研究プログラムの調整を行うことである。2015年に、エジソンおよびトリノ大学は本件専門の共同研究所を設立した。

米国では、研究開発部門および技術革新分野は、世界的に最重要かつ最も活動的な分野の1つである。EDFはこの数年間に米国内におけるEDFの開発を支援し、グループ内での革新に貢献するシリコンバレーに所在する研究開発部門イノベーションチームを立ち上げた。EDFのイノベーション研究所の事業分野には、デジタル技術および規制傾向の分析、分散型エネルギー資源、マイクロ・グリッド、スマート・シティ、再生可能エネルギーの統合に関連した米国内における当グループの新しい事業モデルの評価ならびに新たなエネルギー・サービスに関するデータ管理を含む。EDFのイノベーション研究所はまた、とりわけ優秀な機関であるEPRI、MITおよびカリフォルニア大学バークレー校等とEDFがずっと以前に展開したパートナーシップにも貢献するものである。

シンガポールでは、街の住宅開発委員会と締結したサービス契約を支援するために、シンガポールにおけるEDFの研究拠点が2014年初頭に設立された。

(4) 知的財産政策

知的財産権は、EDFグループの技術およびノウハウを競争から保護する上で、またライセンスの供与を通じたこれらの資産の現金化において主要な役割を担う。

EDFは、技術革新能力および技術的専門知識を最大限に活用するために、産業ポートフォリオを強化したいと考えている。かかるポートフォリオは、特許、登録済みのソフトウェアおよび形式化されたノウハウによって構成されている。

特許

2015年末現在において、EDFのポートフォリオには、541の特許権を有するイノベーションが存在し、フランスおよび国外において、1,902件の所有権によって保護されている。

特許ポートフォリオの強化は、優先事項である。かかる特許ポートフォリオの強化は、研究開発部門の協力を促進すること、EDFの事業の展開を保護すること、EDFの外部イメージに貢献すること、研究者の動機付けを強化することおよび発明に最大限の影響を与えることを目的としている。

EDFは、2015年に64件の特許申請を行った（2014年は60件）（*EDFも1件の特許申請を行った。*）。

商標

「EDF」は、90か国超で登録されている商標である。当グループの名称はそのイメージおよび伝統を表す重要な要素であり、したがって、EDFのブランド、インターネット・ドメイン名およびロゴは、イメージを危険にさらす可能性のあるあらゆる悪意の使用から保護するために常時監視されている。さらに、「EDF」ブランドの強化に続いて、当社は「EDF」ブランドを使用する子会社との間で締結するブランドライセンス契約を導入した。

また、当グループは、とりわけその多様な子会社の事業に関連する、その他の多数のブランドを登録している。

2015年末現在、EDFグループのブランドポートフォリオには、約435の名称が存在し、1,300超の知的財産権によって保護されている。

7【財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析】

(1) 主要なデータ

国際的な会計基準の採用に関する2002年7月19日付欧州規則第1606/2002号に準拠して、EDFグループの2015年12月31日に終了した年度の連結財務書類は、IASB（国際会計基準審議会）により公表され、欧州連合により2015年12月31日現在において適用することを承認されている国際的な会計基準に基づき作成されている。これらの国際的な基準は、IAS（国際会計基準）、IFRS（国際財務報告基準）およびSICとIFRICの解釈指針である。

当グループの会計方針は、2015年12月31日現在の連結財務書類に対する注記1に記載されている。

本書中の数値は、EDFグループの2015年12月31日現在の連結財務書類から抜粋している。

2014の比較数値は、IFRIC第21号における「賦課金」の遡及適用に伴う影響を反映して、再表示されている。かかる解釈指針は、2015年1月1日付で適用されており、IAS第8号の「会計方針、会計上の見積りの変更および誤謬」に準拠して遡及適用されている。

当グループにおけるこの会計処理方法変更の影響は、主に一定の税金の認識に関連している。これらの税金は今後、通年にわたり配分されることなく、多くの場合は上半期中に起こる、当該税金計上の契機となる事象が生じた時点で一括計上される。

この認識実務の変更が関連する税金は、基本的に、EDFグループのフランスにおける事業に関係している。その多くは、契機となる事象が1月1日に生じる税金であり、原子力施設に係る税金、設備網を有する企業に対する税金（IFER）、土地税、鉄塔税および水力発電税などである。

IFRIC第21号の適用は、年次連結財務諸表には重要な影響を与えない。

当グループの2015年の主要な数値は、以下の表のとおりである。

連結損益計算書からの抜粋

	2015年	2014年 ⁽¹⁾	変動	変動率(%)	本業の成長率 (%)
(単位：百万ユーロ)					
売上高	75,006	73,383	1,623	+2.2	-1.8
減価償却費および償却費控除前営業利益 (EBITDA)	17,601	17,279	322	+1.9	-0.6
営業利益 (EBIT)	4,280	7,984	△3,704	-46.4	-48.8
連結会社の税引前利益	1,692	5,433	△3,741	-68.9	-71.3
EDFの純利益	1,187	3,701	△2,514	-67.9	-69.7
経常外項目を除く純利益 ⁽²⁾	4,822	4,852	△30	-0.6	-2.1

- (1) 2014年12月31日現在の正味ショート・ポジションを示す、電力卸売市場におけるEDF Energyの取引（トレーディング業務を除く。）については、509百万ユーロが購入エネルギー費用から売上高に再分類されている。
- (2) 経常外項目を除く純利益は、IFRSに定義されていないため、連結損益計算書に直接的に表示されない。経常外項目を除く純利益は、経常外項目ならびにトレーディング業務以外のエネルギーおよびコモディティ・デリバティブの公正価値の純変動額（税引後）を除く純利益（「第3 7（4）⑨経常外項目を除く純利益」を参照。）に相当する。

連結貸借対照表からの抜粋

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日	2014年12月31日 ⁽¹⁾
非流動資産	149,439	146,078
棚卸資産および営業債権	36,973	37,923
その他の資産	69,536	65,567
現金および現金同等物、その他の流動性の高い資産ならびにRTEおよび ジョイント・ベンチャーへの貸付金	22,993	18,361
売却目的保有資産	-	18
資産合計	278,941	267,947
自己資本（EDF持分）	34,749	35,246
自己資本（非支配持分）	5,491	5,419
特別委譲負債	45,082	44,346
引当金	75,327	73,850
借入金およびその他の金融負債	60,388	52,569
その他の負債	57,904	56,517
売却目的保有に分類された資産に関連する負債	-	-
自己資本および負債合計	278,941	267,947

(1) 2014年の比較数値は、IFRIC第21号の遡及適用に伴う影響を反映して、再表示されている。

当グループのキャッシュ・フロー

(単位：百万ユーロ)	2015年	2014年	変動	変動率(%)
当グループのキャッシュ・フロー ⁽¹⁾	△2,064	△4,007	1,943	+48.5

(1) 当グループのキャッシュ・フローはIFRSに定義された財務成績を測定するための総額ではなく、また、他社により同名で発表される指標と比較できるものではない。当グループのキャッシュ・フローは、純運転資本、純投資、フランスの一般的な電力網に関する欧州委員会の決定の影響、専用資産からの配分および引出しならびに配当後の営業キャッシュ・フローに相当する。

純負債額の詳細

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日	2014年12月31日	変動	変動率(%)
借入金および金融負債	64,183	55,652	8,531	+15.3
負債のヘッジに使用されたデリバティブ	△3,795	△3,083	△712	+23.1
現金および現金同等物	△4,182	△4,701	519	-11.0
売却可能金融資産－流動性の高い資産	△18,141	△12,990	△5,151	+39.7
RTEへの貸付金	△670	△670	-	-
純負債額⁽¹⁾	37,395	34,208	3,187	+9.3

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

(2) 経済環境

① 電力および主要なエネルギー源の市場価格の傾向

より緊密化が進んでいる欧州市場において、フランスおよび欧州のその他の国々の市場価格の分析は、重要な情報を提供する。

2015年における欧州の電力スポット価格は、2014年よりも全体的に高かった。前年に比べて第1四半期が寒く、夏季が暑かった2015年の厳しい気温は、燃料価格の下落に伴う価格の下落圧力によって相殺された。再生可能資源からのエネルギー生成の著しい増加により、ドイツのスポット価格のみが下落した。

(i) 欧州における電力スポット価格（フランスおよびドイツ：EPEXSPOTにおける当日引渡向け前日平均価格。ベルギー：Belpeexにおける当日引渡向け前日平均価格。英国：EDF Tradingにおける当日引渡向け前日平均OTC価格。イタリア：GMEにおける当日引渡向け前日平均価格）

	フランス	英国	イタリア	ドイツ	ベルギー
2015年のベースロード 平均価格（ユーロ/MWh）	38.5	55.7	52.3	31.6	44.7
2015年/2014年の ベースロード平均価格の変動率	+11.1%	+6.7%	+0.4%	-3.5%	+9.5%
2015年のピークロード 平均価格（ユーロ/MWh）	46.6	61.8	58.6	39.1	54.0
2015年/2014年の ピークロード平均価格の変動率	+6.4%	+5.3%	0.0%	-4.7%	+11.1%

以下の記載は、ベースロード価格に関するものである。

フランスでは、2015年の電力スポット価格は、2014年から3.8ユーロ/MWh増加し、平均38.5ユーロ/MWhとなった。かかる価格の増加は、主として、2014年と比較して第1四半期は1.8℃寒く、第3四半期は0.7℃高かった気温および水位の低下に起因する。

第1四半期における需要の増加は、化石燃料火力発電所のより広範囲にわたる使用により、一部満たされた。スポット価格の上昇は、高い需要にもかかわらず、ガスおよび石炭の価格の下落により抑えられた。（何日間か祝日を含む）5月および（月間の気温が平年を上回った）12月における消費水準は、前年同期と比べて低かったが、第2四半期および第3四半期のスポット価格は2014年と比較的類似していた。

2015年は、原子力発電所の安定した供給力、風力発電および太陽光発電の発電量の増加ならびに水力発電の低水準により特徴付けられた。

英国では、電力スポット価格は2014年から3.5ユーロ/MWh上昇し、平均55.7ユーロ/MWhとなった。かかる上昇は、それぞれ前年同期と比べて10.1ユーロ/MWhおよび9.0ユーロ/MWhの上昇となった第2四半期および第3四半期に生じた。

イタリアでは、平均スポット価格は、2014年から安定しており（+0.2%）、52.3ユーロ/MWhとなった。

ドイツでは、スポット価格が2014年の水準から1.1ユーロ/MWh下落し、平均31.6ユーロ/MWhとなった。これは2005年以降、最低の平均価格である。供給/需要のバランスは、前年の気温が低かったにもかかわらず、太陽光発電量が全体的に安定している中、とりわけ風力発電の供給が十分であったことに助けられ、全体的に安定していた。2015年の合計風力発電量は、2014年から2.5GW増加して、8.6GWとなった。

ベルギーでは、スポット価格は2014年よりも3.9ユーロ/MWh上昇し、平均価格は44.7ユーロ/MWhとなった。かかる増加は、著しく低かった原子力の供給容量によるものである。40年間の使用の後、耐用年数を10年間延長するための準備に向けて2015年2月に操業停止となったドゥル1発電所は、2015年12月30日に再稼働し始めたばかりである。2014年3月下旬に操業停止となった2つの原子力発電所（ドゥル3およびチアンジュ2）もまた、2015年12月に再稼働の許可を得た。

(ii) 欧州における電力先物価格（フランスおよびドイツ：1年先の平均EEX価格。ベルギーおよびイタリア：1年先の平均EDF Trading価格。英国：2015年4月から2016年4月までのICE平均年次契約価格（英国では、年次契約の引渡取引は4月1日から3月31日までの間に行われる。）

	フランス	英国	イタリア	ドイツ	ベルギー
2016年年次契約に基づく2015年ベースロード平均先物価格（ユーロ/MWh）	38.2	58.8	47.2	31.0	43.3
年次契約に基づく2015年/2014年のベースロード平均先物価格の変動率	-10.1%	-6.8%	-12.3%	-11.7%	-7.5%
2016年年次契約に基づく2015年12月28日現在のベースロード先物価格（ユーロ/MWh）	33.8	49.2	46.2	28.1	33.3
2016年年次契約に基づく2015年のピークロード平均先物価格（ユーロ/MWh）	47.0	66.5	52.7	39.1	51.9
年次契約に基づく2015年/2014年のピークロード平均先物価格の変動率	-11.5%	-6.7%	-12.2%	-12.0%	-9.3%
2016年年次契約に基づく2015年12月28日現在のピークロード先物価格（ユーロ/MWh）	42.3	56.9	52.5	34.8	42.1

欧州における年次契約に基づくベースロードおよびピークロードの電力価格は、主として燃料価格の下落により、2014年よりも平均的に低かった。

フランスの年次契約に基づくベースロード価格は、2014年から平均10.1%（-4.3ユーロ/MWh）下落した。かかる下落は、主として、石炭、石油およびガスの価格の下落によるものであったが、二酸化炭素排出権の価格の上昇およびユーロ/米ドルの為替の変動によりわずかに相殺された。オランダのフローニンゲンガスの田における生産制限が2月に発表された後の上昇および先物契約に影響を及ぼした夏季の短期的な供給/需要の緊迫したバランスにもかかわらず、電力価格は燃料価格とともに急激に下落し、かかる変動は、ベルギーのチアンジュ2およびドゥル3の原子力発電所の再稼働に関する発表により11月に顕著となった。

英国では、年度（Y）+1年の4月1日から年度（Y）+2年の3月31日までの4月先物ベースロード契約価格は、ガス価格の下落傾向と連動して、6.8%下落した。かかる下落は、英国における発電に適用される炭素税の引上げ（2015年4月1日以降、約9.0英ポンド/トンから18.08英ポンド/トンに引き上げられた。）によりわずかに相殺された。

またイタリアでは、年次契約に基づくベースロード価格は大幅な下落を記録し、2014年よりも平均6.5ユーロ/MWh下落した。この下落は、ガス価格の下落および再生可能エネルギーの設備容量の向上に起因する。

ドイツにおいても、年次契約に基づくベースロード価格が、2014年よりも平均4.1ユーロ/MWh下落した。かかる下落は、燃料価格の下落に起因するが、二酸化炭素排出権価格の上昇およびユーロ/米ドルの為替の影響とともに、ドイツの風力発電所および太陽光発電所における10GW近くの拡張により、わずかに相殺された。ドイツの価格は、4月、7月および10月を除き、年間を通じてフランスの価格に沿って変動した。

ベルギーにおける年次契約に基づくベースロード価格は、2014年よりも平均7.5%低く、43.3ユーロ/MWhとなった。かかる下落は、燃料価格の下落および11月に発表されたドゥル3およびチアンジュ2の原子炉の稼働再開により説明される。

(iii) 二酸化炭素排出権価格（フェーズIII（2013年-2020年）の年次契約に関する平均ICE価格）

2016年12月の引渡しに係る二酸化炭素排出権価格は、年末までに1.1ユーロ/トン上昇して、8.3ユーロ/トンとなった。かかる上昇は段階的であり、上昇フェーズの後、安定フェーズが続いた。二酸化炭素の価格の変動の主因は、入札を通じてアクセス可能な排出量を監視し、余剰排出権を積立枠に入れる、二酸化炭素の価格の支援システムである市場安定化準備制度（MSR）に関する投票および発表であった。MSRは、2015年7月上旬に欧州議会によって採択されたが、その適用および効力発生日（2019年または2021年）についての不確実性により、夏季まで市場活動を継続することが可能となった。

(iv) 化石燃料価格（石炭：欧州での翌年の引渡取引に関する平均ICE価格（CIF ARA）（米ドル/トン）、石油：ブレント第1基準原油バレル価格、IPE指標（期近物）（米ドル/バレル）、天然ガス：フランスで翌年の10月からの引渡取引に関する平均ICE OTC価格（PEG Nord）（ユーロ/MWhg））

	石炭 (米ドル/トン)	石油 (米ドル/バレル)	天然ガス (ユーロ/MWhg)
2015年平均価格	54.6	53.5	20.4
平均価格変動率（2015年/2014年）	-30.2%	-46.2%	-17.7%
2015年最高価格	65.3	67.8	23.6
2015年最低価格	43.7	36.1	15.6
2014年終値	65.9	57.3	21.8
2015年終値	44.0	37.3	15.8

欧州に供給される石炭先物価格は、2015年において下落し続け、供給／需要のバランスは極めて緩やかであった。かかる石炭先物価格は、年間を通じて徐々に下落し、年末には65.9米ドル／トンから44米ドル／トンとなった。中国の不活発な見通しが、9月には中国への低品質な石炭の輸入が制限されたことにより悪化したことで、需要は依然として抑えられたままである。石炭の供給は、生産の一部をアジアではなく欧州に供給したロシアおよび南アフリカの両方において、依然として豊富であった。いくつかの個別の事象（ロシアのクズバス炭鉱地域の山崩れおよびコロンビアで毎年生産される90百万トンの石炭の半分超を輸送するコロンビアの鉄道の夜間の操業に関する不確実性等）が当年度において緊張をもたらした。

2015年12月31日現在、原油価格は37.3米ドル／バレルであり、前年同期比で20米ドル／バレルの下落であった。かかる下落は、年間の対照的な変動を相殺する。2月には、供給側の緊張（リビアとイラクにおける対立、北海の石油生産の制限および米国のシェール油生産の減少）により、1バレル当たりの価格が62米ドル／バレル超の上昇を当初記録した。価格は、目前に控えたイランの原子力発電に関する合意の情報により安定し、その後4月には急上昇し、5月6日には、米国の生産量が著しく下落したことにより、67.8米ドル／バレルに達した。その後、イランの原子力発電に関する合意により市場への供給が高まるとの予想に加え、主要な石油生産国（サウジアラビア、ロシアおよび米国）から供給される比較的多量な供給量、また中国の需要が落ち込むとの予想から、価格は徐々に下落した。

フランスの年次契約に基づく天然ガス価格は、2014年から下落した。オランダのフローニンゲンのガス田における生産制限にもかかわらず、アジアの需要低下がもたらした欧州におけるLNGの供給力の拡大およびロシアとウクライナとの間の緊張が緩和したことにより、価格は下落した。また石油価格の下落は、石油関連商品価格に一部連動する長期供給契約の減少をもたらした。ロシアの欧州へのガス供給はまた、2014年から2015年までの間に増加した。

② 電力消費量（フランス：RTEが提供した気象影響について未調整および調整後のもの。英国：最初の3四半期についてはエネルギー・気候変動省からのものであり、最終四半期については現地の子会社による予測値である。イタリア：イタリア国営の送電網事業者であるTernaが提供し、Edisonが調整したデータ。）およびガス消費量（フランス：Smart GRTgazが提供した未調整データ。英国：最初の3四半期についてはエネルギー・気候変動省からのものであり、最終四半期については現地の子会社による予測値である。イタリア：経済開発省（MSE）からのものであり、Snam Rete Gasからのデータは1Bcm = 10.76TWhのベースで、Edisonが調整している。）

フランスの2015年の電力消費量は全体で、2014年と比較して、2.2%増加した。2015年度上半期の電力消費量は、主に最初の4か月の気温が低かったため、2014年同期よりも4.2%増加した。2015年の7月および8月は2014年の同月よりも暖かく、需要が増加した。しかしながら、涼しかった10月において消費量が7.8%増加したにもかかわらず、最後の四半期は、12月の1か月間で観測された前年同期からの10.6%の減少を相殺することはできなかった。

天候による影響の調整の後、フランスにおける電力消費量は、安定した3年間の後、0.5%わずかに上昇した。また、小規模企業顧客および住宅用顧客の消費量も0.6%増加した一方で、大規模企業用顧客の消費量は2014年と比較して安定（+0.2%）していた。

英国では、推定電力消費量は、主としてエネルギー効率の向上により、2014年から0.4%減少した。イタリアにおける電力消費量は、2015年度第3四半期における異常な気温の結果、1.5%増加した。

2015年のフランスにおける天然ガスの消費量は、8.1%増加した。かかる増加の主な理由は、2014年の比較的な温暖な気候および平年の気温を下回った2015年2月および10月の低気温であった。しかしながら、2015年12月の気温は季節的な標準を3.9°C上回った。これは1900年以降、フランスの観測史上最も暖かい12月であり、前年同期からガス消費量は減少した。

英国における天然ガスの推定消費量は、低い気温および高い需要により、2014年から4.1%増加した。イタリアでは、良好な気象条件の結果、天然ガスの国内需要が+9.1%上昇し、住宅用市場の消費量および火力発電量の増加をもたらした。

③ 電力および天然ガス販売料金

フランスの料金に関する最近の発展の詳細は、「第3 7 (3) ⑥ (i) (ホ) フランスの規制電力販売料金」を参照。

英国では、2015年に2つの料金改定が行われた。

2015年2月11日にガス固定料金が1.3%引き下げられた。かかる引下げは、卸売市場のガス価格の下落により説明でき、英国のその他の5大エネルギー供給業者により適用されるガス固定料金の引下げと軌を一にするものである。

2015年3月上旬、新たな、より競争力のある固定料金関連商品が、B2Cセグメントにおいて採用された。「2016年6月の青色価格保証」は、2016年6月（同月を含む。）まで年間965英ポンドの固定料金を保証し、「2017年2月の青色価格保証」は、2017年2月（同月を含む。）まで年間999英ポンドの固定料金を保証する。

④ 天候：気温および降雨量

2015年は特に温暖な年であった。フランスの平均気温は平年よりも0.3℃上昇し、1900年以降、2015年は、2014年および2011年に続き、3番目に温暖な年となった。

当年度は、非常に対照的な気温が記録された。

- ・2月の気温は平年を2℃下回り、秋季の初め（9月および10月）は比較的涼しかった。
- ・夏季（7月および8月）は2014年よりも約2℃暖かかった。
- ・12月は異常に温暖であり、平年を3.9℃上回る平均気温が観測された。

2015年は、イベリア半島から旧USSR諸国に伸びる帯状の地域にある多数の欧州諸国（したがってフランスも含まれる。）における年間降雨量の大幅な不足によって特徴付けられた。

これとは正反対の状況が、十分な降雨量のあった北欧（イギリス諸島およびスカンジナビア）ならびに南欧（南イタリア、バルカン半島諸国およびトルコ）において観測された。

フランスでは、十分な降雨量を観測したピレネーを除き、2015年度上半期の降雨量は、とりわけ南アルプスおよび中央地域において不足した。この降雨量不足は、7月の熱波により加速し、極めて低い水位をもたらしたが、その後雨の多かった8月に状況が改善した。しかし、秋には、とりわけ極めて温暖で乾燥した月であった12月にさらなる降雨量不足が生じた。

異常気象の結果、フランスの水力発電容量は、当年度の各月において標準を下回り、とりわけ下半期には、12月にその年の最低水準に達するまで徐々に不足が悪化した。2015年の累積不足量は、30年以上の間で、1989年、2005年および2011年に続き、4番目に深刻である。

(3) 2015年の重要な事象（全プレスリリースは、EDFのウェブサイト（www.edf.fr）にて入手可能である。）

① 1987年から1996年までの間に設定された一般電力網の更新についての引当金の税務上の取扱いに関する欧州委員会の決定

2015年7月22日、欧州委員会は、一般電力網の構造の更新のために1987年から1996年までの間に設定された引当金の税制措置を欧州連合規則と矛盾する政府補助金に分類する新たな決定を採択した。

かかる決定は、ある行為が政府補助金を構成するか否かを判断するために、欧州委員会は決定を行う際に個人投資家に関する原則を適用すべきであるとする、2003年12月16日の欧州委員会による最初の決定が、2012年6月に欧州連合司法裁判所によって支持された2009年12月付決定を通じて、欧州連合一般裁判所により取り消されたことに続いた。

かかる取消しの後、2009年12月30日にフランス政府はEDFに対し、2004年2月にEDFがフランス政府に支払った合計金額（ERDFおよびRTE（ERDFおよびRTEは、EDFグループと独立して運営される規制対象子会社であり、残りの本書においては、かかる情報を繰り返すことなく、単にRTEおよびERDFとして言及する。）のそれぞれの持分は、既に譲渡されている。）に相当する1,224百万ユーロを返済した。欧州委員会は、2013年5月に手続再開を決定した。

2015年7月22日付の決定において、欧州委員会は、一般市場と矛盾する政府補助金が確かに付与されたと結論を出した。かかる決定の結果、フランス政府は、請求されている補助金に相当する金額に欧州委員会が決定する方法により算出される利息を加えた金額の返済をEDFに命令した。

EDFは、かかる決定を受け、要求された合計額を返済した。しかしながら、当グループは違法な政府補助金の存在に関して異議を唱えており、2015年12月22日に欧州連合一般裁判所に対して決定の無効化を要求する訴訟を提起した。

また、この決定後、2015年10月13日にEDFは、フランス政府に対して1,383百万ユーロの支払いを行ったが、これはRTEから受領した375百万ユーロの返済によって一部相殺された。当グループの2015年12月31日現在の連結財務書類における詳しい影響については、連結財務書類の注記3.3に記載される。

② フランスにおける水力発電委託の自由化

欧州委員会（EC）の競争当局は、フランス政府に対し、欧州連合の機能に関する条約（TFEU）の第1章第106条および同条約の第102条の根拠に基づき、フランスの水力発電委託に関して法的手続を開始した。

そのため欧州委員会は、2015年10月22日にフランス政府に対して、フランスにおける水力発電委託の大部分が上記の条文中に違反してEDFに帰属し、EDFによって留保されており、これによりEDFのフランス電力小売市場における独占的地位が強化された事実を検討している旨が記載された正式な通知を送付した。

政府は、かかる通知の回答に2か月間与えられたが、これは最終的な結果に影響を与えることなく、政府とECとの間の対立関係の始まりとなった。主たる関係当事者として、EDFは、かかる通知の写しを受領した。EDFは、ECに対して、2016年1月4日の通知に対応する見解を送付し、ECの分析およびかかる分析の根拠に断固として異議を唱えている。

③ 戦略的開発

ヒンクリー・ポイントC原子力発電所の建設に関する契約

EDFおよびChina General Nuclear Power Corporation (CGN) は、2015年10月21日、ヒンクリー・ポイントCの2つの原子炉の建設に対する共同出資に関して、戦略的投資契約を締結した。

かかる契約には、サイズウェルおよびブラッドウェルにおいて新たな原子力発電所を開発するための英国との幅広いパートナーシップが含まれる。英国政府とEDFとの間の契約およびヒンクリー・ポイントCの4つの主要供給業者との契約もまた、最終決定した。

戦略的投資契約に基づくEDFのヒンクリー・ポイントCにおける持分は66.5%、CGNの持分は33.5%となる見込みである。EDFは、当初の持分を50%未満まで減らすことなく、時期にその他のプロジェクト出資者を募ることを検討している。

またEDFおよびCGNは、サフォークのサイズウェルおよびエセックスのブラッドウェルにおける新たな原子力発電所の共同開発に向けた広範なパートナーシップの主要な条件に合意した。これらの条件は、ヒンクリー・ポイントCの最終投資決定より前に最終決定される見込みである。

最終投資決定までの段階は、以下のとおりである。

- ・EDFによる出資計画の最終決定およびCGNの自身の融資への保証の付与
- ・EDFおよびCGNの取締役会による承認
- ・中国および欧州における合併管轄当局およびその他の政府当局による認可
- ・2015年10月に締結された契約に基づく契約書類の仕上げ

④ 新たな投資およびパートナーシップ

(i) EDFに関する新たな投資およびパートナーシップ

(イ) Electranovaによる8度目の新興企業に対する投資：FirstFuel

2015年5月27日、Idinvest Partnersが運営する投資ファンドのElectranova Capitalは、EDFと提携して、またAllianzおよびBPIによる支援を受けて、北米の新興企業であるFirstFuelへの8度目の投資を発表した。FirstFuelのソフトウェアのプラットフォームは、商業ビルおよびオフィスビルのエネルギー支出への理解を与え、エネルギー効率の新たな機会を広げる。2012年に商業的に設立されて以来、FirstFuelは、100万個を超える電力量計を分析し、年間400百万米ドルおよび5TWhを超える節減を実現させた。

(ロ) EDFの中国におけるパートナーとの一連の既存契約の延長

戦略的パートナーシップの一環として、EDFおよびChina General Nuclear Power Group (CGN) は、2015年1月29日、最高の安全水準を保持し、フランスおよび中国の手続および基準の一貫性を維持することを目的に、既存の原子力発電所の操業およびエンジニアリングの経験を共有するための新たな契約を締結したことを発表した。またEDFは、中国および国際レベルにおける共同プロジェクトで将来協力するための下地として、中国有数の電力公益事業者であるHuadianとの間で契約を締結した。注目されている3つの主要分野は、コンバインド・サイクル・ガス・タービン発電所、水力発電所および再生可能エネルギーである。

中国の首相は訪仏中の2015年6月30日、フランスの首相とともに、原子力エネルギーの仏中間の協力に関する共同声明を行った。両者は、グローバル市場の需要を満たす安全で競争力のある新たな第3世代の原子炉を設計するために、より密接に協力し合うように産業事業者に要求した。

その結果としてEDFおよびAREVAは、中国のパートナーであるCGNおよびCNNCとの間で、両政府が要求するアプローチに取り組むための契約を締結した。

(ハ) Snam、GICおよびEDF InvestがCrédit Agricole AssurancesとTIGFへの投資に関する契約を締結

2015年1月、Snam、GICおよびEDF Investは、Crédit Agricole Assurancesとの間で、TIGFの株式資本において10%持分を出資することについて契約を締結したことを発表した。取引は、2015年2月26日に完了した。完了の際に、Snam、GIC、EDF InvestおよびCrédit Agricole Assurancesは、TIGFの株式資本をそれぞれ40.5%、31.5%、18%および10%間接的に保有している。

(二) EDF InvestがMadrileña Red de Gasの取得を最終決定

2015年5月、EDF Investおよびその他の長期投資会社2社は、Madrileña Red de Gas（MRG）における少数株主持分を取得することを最終決定した。MRGは、Gas Natural Fenosaの資産の一部がスピノフされた後の2009年に設立され、マドリード地域に特化した規制されたガス配電網事業者である。同社は、当グループの2015年12月31日現在の連結財務書類に持分法に基づき計上されている。

(ホ) ArdianおよびEDF Investが、TotalからGéoselにおける持分の過半数を取得するための確定的な契約を締結

2015年12月、ArdianおよびEDF Investは、コンソーシアムにおける対等な株主として、Totalグループから、フランスのマノスクに拠点を置く炭化水素備蓄会社であるGéoselの50%超の投資持分の取得を完了した。

Totalグループは、少数持分を保持し、Totalグループの要求に応じてGéoselのインフラを引き続き使用し続ける予定である。

約9百万立法メートルの容量を有するGéoselは、フランスの戦略的な炭化水素貯蓄の運営のために、重要な拠点を有している。同社は、すべてフランスに位置する地下貯蔵空洞およびフォス・マルセイユの海港ターミナルに接続する関連パイプラインならびにペール湖（フォス・ラヴェーラ）における石油化学工場を所有し、運営している。

かかる投資は、EDF Investの「インフラ」財源のほか、TIGF、PortbrookおよびRTEに割り当てられた。

(ii) 当グループの子会社に関する新たな投資およびパートナーシップ

(イ) ERDF：「Linky」スマート・メーターの展開の開始

2015年を通してERDFが行ったLinkyスマート・メーター・プロジェクトの取組みは、12月1日に重要な第1段階の節目である展開開始段階まで到達した。Linkyメーターの実施は、組合交渉が完了していないパリ地域以外のフランス全土で開始された。2015年12月末までに、24,000を超えるスマート・メーターが稼働し、3,000を超えるデータ集線装置が変電所に設置された。

(ロ) Dalkia

DalkiaによるCesbron買収の最終決定

2015年3月24日、Dalkiaは、工業用冷凍および商業用冷凍ならびにHVAC（暖房、換気および空調）の専門会社であるCesbronの100%取得を完了したことを発表した。DalkiaおよびCesbronは、市場シェアを向上させるための商業的な相乗効果を創出し、エネルギー移行によって課せられる課題に積極的に対応していく。2社のより密接な関係は、省エネを模索する顧客に向けて今後統合された提供商品を開発できることを意味している。

DalkiaによるZakłady Energetyki Ciepłej Katowice SAの買収

2015年9月2日、Dalkiaは、ポーランドのカトヴィツェ地域における熱の産出および配給を基本的に専門とするZakłady Energetyki Ciepłej Katowice SA（ZEC）およびその子会社であるEC Szopieniceの100%を取得することを発表した。

探鉱ガス回収および熱ネットワークの拡大に焦点を当てた同社の開発計画は、現地の資源を最大限に活用し、より効率的な処理を導き出しながら、地域のエネルギー構成から炭素を除くよう設定されている。

ZECの買収は、EDFグループの一部となったDalkiaの最初の国際的な外部の拡大となった。かかる野心的なプロジェクトは、Dalkiaの熱ネットワークおよび企業用顧客向けのエネルギー・サービスにおける専門性を完全に活用する予定である。

(ハ) EDF Luminus

EDF LuminusとATSとの間の契約の最終決定

2015年5月27日、EDF LuminusによるATS SAの過半数持分の取得が、ベルギー競争当局から承認が下りた後に最終決定した。ATSは、電気機器のほか、電気および暖房の完全に統合されたソリューション（設計およびエンジニアリング、産業用電力網の設置および維持、オートメーション・プロジェクト、工業用冷凍、火災検知ならびに水力学）を販売している。EDF LuminusおよびATSは、エネルギー効率および消費の最適化に関するソリューション範囲を向上することにより、企業用顧客およびサービス・公共部門をさらに支援することが可能となる。

EDF Luminusの株主間契約に関する新たな合意

2015年10月26日、EDF Luminusの株主であるPublilec、Socofe、EthiasおよびNethysとEDFグループは、修正株主間契約を締結し、企業の開発を支援していく意図を再確認した。

かかる動きは、前年の5月に開始されたIPO手続に終止符を打った。

締結されたかかる修正株主間契約は、株主間契約を2025年まで延長し、所有構造の再編成を以下のとおり規定する（当グループによる支配は影響を受けない。）。

- ・ベルギーの株主4社は引き続き残る（Publilec（26.4%）、Socofe（4.7%）、Ethias（0.2%）およびNethys（0.1%））。株主間契約の下、これらの株主は、2018年末以降、EDF Luminusの資本から外れることを可能にする流動性メカニズムの恩恵を受けるが、一定の条件に服する。
- ・当グループが、PublilumおよびVEHの保有するEDF Luminusの持分を58百万ユーロで取得した結果、EDFグループの持分は、63.5%から68.6%に上昇する。

（二）EDF Énergies Nouvelles

EDF Énergies Nouvellesによる投資および売却

EDF Énergies Nouvellesは、2013年のHydro-Québec Distributionによる第3次入札要請の後、2015年2月17日付で現地子会社のEDF EN Canadaを通じて、ケベック州のニコラ・リウー風力発電プロジェクト（224.4MW）に関する契約の獲得に成功したことを発表した。建設は2016年春に着工され、発電所の稼働は2017年末に予定されている。かかるプロジェクトは50%をEDF EN Canadaが保有し、33%をÉnergie Éolienne Bas-St-Laurentが保有している。残りの17%はLa Régie Inter-Municipale de l'Énergie Gaspésie-Îles-de-la-Madeleineによって保有されている。これらの会社は共同で、Hydro-Québec Distributionと25年間の電力供給契約を結んだ。

2015年2月25日、EDF Énergies Nouvellesは、リオを拠点とする現地子会社EDF EN do Brasilの設立を発表し、ブラジル市場への参入を決定付けた。EDF EN do Brasilは、世界有数の再生可能エネルギー・ディベロッパーであるSOWITECから風力発電プロジェクトに係る800MWのポートフォリオの過半数持分を取得することにより、現地での活動を開始した。かかるポートフォリオは、EDF EN do Brasilおよび20%の少数株主持分を保有することにより、開発中のプロジェクトに引き続き携わる予定のSOWITECにより共同開発される。パイア州の最も強風である地域の1つに位置する当該ポートフォリオには、2017年末までに開始される予定の70MWの初期プロジェクトが含まれている。生産された電力は、ANEELとの間で締結された20年間の電力購入契約（PPA）に基づき販売される予定である。2015年11月26日、ブラジル政府により実施された入札の後、EDF Énergies Nouvellesは、その子会社であるEDF EN do Brasilを通じて、117MWの風力発電容量の長期PPAを勝ち取ったことを発表した。

2015年4月14日、EDF Énergies Nouvellesは、チリ市場への参入を発表した。新たな現地子会社であるEDF EN Chileは、ラベリントと呼ばれる146MWpの太陽光発電所について、融資契約およびパートナーシップ契約を締結した。チリ北部のアタカマ砂漠に位置する本プロジェクトは、EDF Énergies Nouvellesおよび丸紅株式会社により折半出資されている。EDF Énergies Nouvellesは、現地および国外の銀行からなるコンソーシアムより、プロジェクトの長期的な財源を確保した。EDF Énergies Nouvellesの現地の専門子会社は、太陽光発電所の建設、運営および維持管理を取り扱う。

2015年6月23日、EDF Énergies Nouvellesは、北米の子会社のEDF Renewable Energyを通じて、テキサス州におけるソルト・フォーク風力発電プロジェクトを取得したことを発表した。200MWの最大容量を有する当該風力発電所は、当初Cielo Wind Powerによって開発され、2016年後半に稼働開始が予定されている。ソルト・フォークで最初に発電された150MWの電力は、長期電力購入契約に基づき、Garland Power & Lightに販売される。

2015年11月12日、EDF Énergies Nouvellesは、その英国子会社であるEDF Energy Renewablesがスコットランドのドレネル風力発電プロジェクトを取得し、その設備を建設することを発表した。少なくとも177MWの容量を誇るこの大規模なプロジェクトは、最終的に当グループが英国で建設する最大の陸上風力発電所となる予定である。

2015年11月26日、EDF Énergies Nouvellesは、ムーズ県（トロワソース）およびドゥー県（ロモン）に位置する、44MWの合計容量を有する2つの風力発電所を取得することを発表した。これらは2007年および2008年以来、稼働している。フランスにおけるいくつかの風力発電所の稼働開始の後、この取得により、当グループのフランスにおける陸上風力設備容量が1GWの節目に達することとなる。

またEDF Énergies Nouvellesは、2015年に623MWの正味合計容量に相当するいくつかの発電所を売却した。売却された設備の大部分が風力発電所であった。主な売却はカナダにおいて行われ、リヴィエール・ドゥ・ムーラン発電所の42.5%（148.8MW）が対象となった。

EDF Énergies Nouvellesの運営および維持管理事業における開発

2015年3月5日、EDF Énergies Nouvellesは、専門子会社であるEDF EN Servicesを通じて、EDF EN Services Belgiumを設立し、ベルギーの再生可能エネルギー施設の運営および維持管理（O&M）サービス事業を展開することを発表した。この新たな子会社は、ベルギーにおけるEDFグループ会社の1つであるEDF Luminusと共同保有され、EDF Luminusおよび非グループ所有事業者に対してベルギーの風力発電所および太陽光発電所向けの運営サービスを提供する。

EDF Énergies NouvellesとGoogleとの間の長期電力購入契約

2015年12月3日、EDF Énergies Nouvellesは、Googleおよびその北米子会社であるEDF Renewable Energyとの間で、長期電力購入契約（PPA）を締結したことを発表した。電力は、将来的にオクラホマ州にある201MWのグレート・ウェスターン風力発電所によって発電される予定である。グレート・ウェスターン・プロジェクトは、EDF Renewable EnergyとGoogleとの間の契約において対象となっている2番目の風力発電事業である。

テキサス州における風力発電所の建設に関するEDF Énergies NouvellesとProcter & Gambleとの間の契約

2015年10月20日、EDF Énergies Nouvellesは、その子会社であるEDF Renewable Energyを通じて、洗濯用および家庭用の洗剤を製造するP&Gの北米におけるすべての工場に対して風力発電による電力を供給するために、Procter & Gamble（P&G）とパートナーシップを結んだ。長期電力購入契約に基づきP&Gに販売された電力は、テキサス州のクック郡にあり、2016年後半に稼働が開始される予定の風力発電所により生成される。

（ホ） EDF Energy：英国における風力発電所の取得

2015年4月2日、（EDF Energyにより50%保有され、EDF Énergies Nouvellesにより50%保有される）EDF Energy Renewablesは、最終的に19のタービンおよび45MWの合計設備容量を有することとなるスコットランドのコリーモーリー風力発電所の建設計画を取得することを発表した。

（ヘ） Edison：リビアにおける長期ガス供給契約に関する仲裁

2015年11月27日、国際商業会議所の仲裁裁判所は、リビアにおける長期ガス契約の価格の仲裁に関する決定について、EdisonおよびENIに対して通知を行った。かかる決定は、当グループの2015年における減価償却費および償却費控除前営業利益に対して、855百万ユーロのプラスの影響をもたらした。

（ト） Budapesti Erőmű Zrt（BE Zrt）およびEnergie Steiermark Holding AG（Estag）の売却に係る最終決定 BE Zrtの売却

2015年12月10日、EDFグループは、EP Energyに対して、ハンガリーの会社であるBudapesti Erőmű Zrt（BE Zrt）における95.6%の過半数持分を売却することを最終決定した。

Estagの売却

2015年12月21日にEDFグループは、Macquarie Infrastructure and Real Assetsとの間で2015年7月10日付で契約に調印した後、Energie Steiermark Holding AG（Estag）における少数持分25%の売却を完了した。

これらの2件の売却の当グループの連結財務書類に対する影響は、重要なものではない。

⑤ 投資事業

（イ） フランス

（イ） フラマンビルのEPR

2015年4月7日、AREVAおよびEDFは、原子力安全当局（ASN）に対して、フラマンビルEPR原子炉の上蓋および下端部の基準を満たすための新たな一連の検査の実施を開始する旨を告知したことを発表した。かかる一連の検査は、原子炉容器の上蓋および下端部の代表的な部品に対して行われた科学的および機械的な検査の後に行われ、その結果、基準の1つが満たされていなかった。フラマンビル3の原子炉容器に用いられた製造工程は、フランスの原子炉プログラムにおいて導入され、認証された技術上の要件に準拠している。これらの工程の頑強性は、1,700炉年にわたって安全に稼動することを通じて証明されている。しかしながらASNは、2005年の原子力圧力機器に関する指針（ESPN指針）の発表以来、フラマンビル3に設置される予定の機器を新たな技術的仕様に適合させるよう求めている。EDFおよびAREVAのチームは、ASNによる検査条件の承認を経て、可及的速やかに追加の検査を完了するよう努めており、対象となる機器の安全性および品質を保証するために必要とされるすべての情報を、ASNに対して提供する予定である。

2015年12月12日、ASNは、フラマンビル3EPRの原子炉圧力容器（RPV）の上蓋および下端部の機械的性質を実証するために使用される、AREVAにより提案された方法に関する意見書を発表した。観測および要求を考慮に入れることを条件に、ASNは、AREVAにより提案された方法は基本的に容認可能であると考えており、新たなテスト・プログラムを開始することに異議を申し立てない。

2015年6月12日付の書簡において、ASNの長官は、2015年3月19日にEDFが提出したフラマンビル3の稼働開始に係る申請書の受領を確認し、さらなる情報を要求している。

2015年9月3日、EDFは、稼働が開始するまでの建設現場の工業管理を改善するために、フラマンビルEPRプロジェクトの新たな組織構造を提示した。新たな構造には、以下が含まれる。

- ・新規原子力発電所およびエンジニアリング担当の当グループ上級執行副社長のグザヴィエ・ウルサ氏およびEDFの会長兼CEOであるジャン・ベルナル・レヴィ氏が直接監督する、合理化された管理を中心に構成されるプロジェクトの組織および作業方法の全体的な再検討
- ・緊密なリーダーシップを発揮し、プロジェクトの調整および監視を提供するための、EDFとそのパートナーが関与する新しい組織の導入
- ・建設段階の終了が近づき、試運転の準備が進行している際の現場での説明責任の強化および管理者としての存在感の強化
- ・主要な供給業者との新たな契約上の枠組み
- ・とりわけ原子力圧力機器に関する新たな規制についてのASNとの対話の強化

建設現場では、最近大幅な進行が見られた。土木工事の98%が完了しており、60%の電気機械アセンブリが完了した。原子炉建屋内の格納容器のプレストレス工事が実施され、制御室の利用が開始された。

EDFおよびそのパートナー会社が尽力した新たなロードマップは、プロジェクト管理の最適化を目標としている。新たな日程計画には、3つの重要な節目が設定された。

- ・2016年度第1四半期に完了する予定の一次回路の機器の組立て
- ・2017年度第1四半期に完了する予定の電子機器の組立ておよび同四半期に開始する予定のシステム動作の検証
- ・2018年度第4四半期に予定されている燃料の最初の搭載および原子炉の稼働開始

この新たな始動日に応じて、2015年10月9日にEDFは、エコロジー・持続可能開発・エネルギー担当大臣に対し、許認可命令に基づき当初2017年4月に設定されていた新たな原子炉の稼働開始日の最終期限を変更するよう要請を出している。

すべての産業上および財務上のパラメーターの評価の後、プロジェクトに係る費用は、10.5十億ユーロに修正された。

(ロ) 子会社のEDF Production Électrique Insulaire (EDF PEI) による新たな施設の稼働開始

コルシカおよびフランスの海外領土において保証された発電施設を導入する目的に沿って、子会社であるEDF PEI（PEIは島部発電（*Production Électrique Insulaire*）の意味）は、2015年度上半期中にグアドループのボワント・ジャリー発電所において最後の5つのディーゼル発電機の稼働を開始した。年末までにEDF PEIの4つすべての原子力発電所が稼働し、合計発電容量は750MW近くとなった。

(ハ) フランスにおける既存の原子力発電施設に対する投資事業

2015年1月22日、EDFの取締役会は、フランスの原子力発電所を改装し、原子炉の安全性を強化し、また状況次第ではその耐用年数を延長することを目的とした大規模な総点検プログラム（グラン・カレナージュ）の指針を承認した。また取締役会は、投資プログラムが最も厳密な基準に基づき実施、監視および統制されるべきとの意向を示した。

かかる投資プログラムに係る費用は、現在稼働中の58基の原子炉について、2025年までに最大55十億ユーロ（2013年）になると予想されている。この予想値は、プログラム実施に向けた解決策の最適化、さらなる審査業務およびグリーン成長に向けたエネルギー移行法に規定される複数年にわたるエネルギー計画（*Programmations Pluriannuelles de l'Énergie*またはPPEおよび戦略的計画）の検討が行われた後、段階的に確定されるものである。

かかる産業プログラムは、かかる法律、複数年にわたるエネルギー計画、原子力安全当局（ASN）の意見および命令ならびに原子炉が40年を超えて稼働するために必要な許認可手続に従い、段階的に実施される予定である。

(ii) その他事業

(イ) 稼働開始した主要な風力発電所および太陽光発電所

EDF Énergies Nouvellesは、2015年中に北米において、複数の風力発電所を稼働させた。当グループは現在、テキサス州における新たなロングホーン施設（200MW）およびスピニング・シュプール3施設（194MW）、ニューメキシコ州におけるローズヴェルト風力発電所（250MW）、イリノイ州におけるパイロット・ヒル発電所（175MW）ならびにカンザス州におけるスレート・クリーク（150MW）において、再生可能エネルギーの3GW超の総設備容量を有している。カナダでは、リヴィエール・ドゥ・ムーラン（200MW）風力発電所およびモン・ロザリー（74MW）風力発電所の第2トランシェにより、EDF Énergies Nouvellesは合計1.4GWの再生可能エネルギーを達成した。

EDF Énergies Nouvellesはまた、欧州（とりわけソマ風力発電所（100MW）の第3セクションの稼働が開始されたトルコおよび58MWの設備容量を有するジェピン風力発電所のあるポーランド）において、発展を継続している。

年初に南アフリカで始動して以来、当グループは100MW超の合計設備容量を有する3つの風力発電所（グラスリッジ、チャバおよびワアイネク）の建設を行った。

太陽光発電では、当グループは、インドの州であるラージャスターンおよびオリッサにおいて、合計150MWpの設備容量を有する2つの太陽光発電所の稼働を開始した。

(ロ) グリーン・ボンド：発行および割当

2015年10月、EDFは、事業会社による最大規模の米ドル建グリーン・ボンドの発行を成功させた。かかる新規グリーン・ボンドは、満期が10年、総額が1.25十億米ドル、年間固定利率が3.625%であり、当グループの再生可能エネルギーへのさらなる投資を支援する。2015年12月31日までに、500百万米ドルが3つの風力発電所の建設のために割り当てられた。

当グループは、2013年11月に初のユーロ建グリーン・ボンドの発行を成功させ、EDF Énergies Nouvellesの再生可能エネルギー・プロジェクトの融資のために1.4十億ユーロを調達した。合計1.4十億ユーロは、2015年6月30日までに割り当てられた。

これらの2つの発行により調達された資金は、フランスおよび北米に位置し、EDF Énergies Nouvellesにより開発された15の再生可能エネルギー・プロジェクト（風力発電所、太陽光発電所およびバイオメタン発電所）の融資に充てられた。これらのプロジェクトは、約2.1GW近くの合計容量を占める。

⑥ 規制環境

(i) フランス

(イ) グリーン成長に向けたエネルギー移行法

最終読会の後の2015年7月22日、フランス国民議会は、グリーン成長に向けたエネルギー移行法を採択し、長期に及んだ立法手続に終止符が打たれた。その結果制定されたグリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律第2015-992号は、2015年8月13日に憲法院により決定された後、2015年8月18日に官報において公布された。

(ロ) NOME法およびARENH制度

原子力発電電力の供給への規制されたアクセスに関するARENH制度に基づくEDFの競合他社に対する電力供給は、2015年度上半期において12.3TWhの容量であった。かかる容量は、2015年度下半期に3.8TWhへと大幅に減少した。かかる減少は主に、より魅力的なエネルギー供給源となっている卸売市場価格の急激な下落および複数の供給業者との包括協定の終了に起因する。2016年度上半期の供給に関して、2015年末にARENHの適用は行われなかった。

ARENHの価格は、2012年1月1日以降42ユーロ/MWhに設定されており、既存の原子力発電所による発電の経済環境を反映することを意図している。ARENH価格のコストの評価方法を定義する命令の草案は、フランス高等エネルギー理事会（CSE）により2014年6月19日に検討され、またフランスの競争当局およびエネルギー規制委員会（CRE）によっても検討された。未だに欧州委員会により検討されており、かかる委員会が価格の算出方法を承認しなければならない。フランス政府は、新たな命令が適用される日を欧州委員会との協議結果が出るまでに延期した。

(ハ) CSPE

公共電力サービス拠出金（*Contribution au Service Public de l'Électricité*またはCSPE）は、特にEDFに割り当てられた特定の公共サービス費用を補償するために存在する（*地方配電会社およびÉlectricité de Mayotteもまた、同制度に少額の拠出を行っている。*）。CSPEは最終顧客から直接徴収される。

CSPE制度は、2015年12月30日に官報に公布された2015年の修正予算法により修正された。公共エネルギー・サービス（電気およびガス）の費用は、2016年のフランスの国家予算に組み込まれることとなった。予算法は、4.4十億ユーロの特別「エネルギー移行」予算項目を採用し、消費電力に課されるTICFE税（*Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité*）から2十億ユーロ控除され、ガス消費量に課されるTICGN税（*Taxe Intérieure de Consommation sur le Gaz Naturel*）の2.16%が加算されて得られる当該予算は、2016年から調達される。かかる予算は、義務を負う供給業者が被る費用（再生可能エネルギーおよびバイガスの購入義務を規定する契約に伴う追加費用、予想費用と実際の費用との差額、EDFに起因する累積不足分の返済に充てられる年間拠出額（その計画は正式な決定により定められる。）ならびに2016年以前は適用対象外であった産業事業者のCSPEの前払金の返済等）に充てられる。連帯料金、再生可能エネルギーを除く購入義務およびフランス本土のネットワークに接続されていない地域に標準的な全国料金を適用する費用は、2十億ユーロの「公共エネルギー・サービス」予算項目を通じて、国家予算により賄われる。

またかかる法律はエネルギー税に変更をもたらし、2016年および2017年におけるTICGN税および石炭税を引き上げ、TICFE税を新たなCSPEに置き換える。CSPE比率は、2016年については22.5ユーロ/MWh、電力集約型利用者については付加価値の1ユーロ当たりキロワット時の基準に応じて2ユーロ/MWh、5ユーロ/MWhまたは7.5ユーロ/MWh、超電力集約型利用者については0.5ユーロ/MWhと定められている。

「CSPE」命令の草案は、2015年12月21日にフランス高等エネルギー理事会（*Conseil supérieur de l'énergie*またはCSE）に提示された。かかる命令案に基づき、公的金融機関であるフランス預金供託公庫（*Caisse des Dépôts et Consignations*）（CDC）は、義務のある供給業者（うちの1社がEDF）に対して支払いを行い、「公共エネルギー・サービス」および「エネルギー移行」に係る勘定を保持することが要求される。CREは、公共エネルギー・サービスに係る金額（実際金額および予想金額）を決定することが要求される。またこれらの費用について義務のある供給業者を補償する手続についても、かかる命令案に盛り込まれている。

2015年に補償される予想費用は6.3十億ユーロであり、2014年を7%上回った。かかる増加は主として、CSPEにより補償される購入義務によって補填されるエネルギーの余剰費用を増加させる市場価格の下落、ならびに太陽光発電施設および風力発電施設の発電量の増加により説明できる。2015年に受領した金額は、2014年から17.6%増加して、合計6.1十億ユーロとなった。かかる増加は、主として、2015年1月1日から適用されるCSPEの増加（2014年から3ユーロ/MWh増加し、2015年のCSPEは19.5ユーロ/MWhとなった。）によるものである。

2013年初めにEDFとフランス当局との間で締結された、2018年12月31日までのEDFに対して2012年12月31日現在のCSPEの不足額で構成される債権およびかかる不足額に関する当グループの負担費用を段階的に返済することを規定する契約は、2016年1月26日に受領した大臣からの書簡により、2015年後半に更新された。政府は、2013年と2015年の間に生じたさらなる不足額および関連する利息（合計644百万ユーロの予想）を認識し、EDFが2016年にこの債権を専用資産に割り当てることを承認する。EDFに支払われるべき債権金額は、2015年12月31日現在5.9十億ユーロ（2015年12月31日現在の連結財務書類の注記36.3を参照。）となった。返済計画は、2020年までにかかる債権が全額返済されるように調整された。かかる調整は、省令において規定される。

（二） TURPE 4 電力網使用料金

2015年5月28日、フランスのエネルギー規制委員会（*Commission de Régulation de l'Énergie*—CRE）は、2015年8月1日からTURPE配電料金を0.4%引き上げる決議を行ったことを公表した。この引上げは、収益費用調整勘定（CRCP）（*実際の数値と料金の基となる予想値との間の差違を調整するメカニズム*）の清算に関する係数の固定化およびインフレの0.4%の上昇を反映している。

またTURPE送電料金は、再びCRCPの清算の2%の上昇およびインフレの0.4%の上昇に応じて、2015年8月1日から2.4%引き上げられた。

また2014年5月7日、CREは、大口の電力顧客である工業用地の送電請求に対し、異例の50%の引下げを適用する決定を行った。この措置は、当初2014年8月1日から2015年7月31日まで適用される予定であった。TURPE送電料金の変更を定めた2015年6月11日付決定において、CREは、この電力集約型利用者向けの50%の引下げの実施を2015年12月31日まで延長した。かかる引下げの実施については、現在、エネルギー移行法第157条により採択されたエネルギー法第L.341-4-2条において規定され、90%まで引き上げることが可能である。RTEの収益の喪失は、CRCPのメカニズムにより、将来の料金改定を通じて補填されることとなる。

またCREは2015年中、将来的な公共送配電網使用料金体系（「TURPE 5」料金）を検討し始めた。2015年7月22日にCREは、協議プロセスのために、TURPE 5料金体系に関する予備的な分析を提示した。2015年9月25日までに提出された回答は、とりわけ料金体系（すわなち、ネットワーク費用が主に抽出、投入、計測および管理等の料金の構成要素を通じて、異なるタイプの利用者間でどのように割り当てられるか）に関連している。料金基準そのものに関するさらなる協議が今後行われる。

（ホ） フランスの規制電力販売料金

2015年7月15日にCREは、2015年のフランスの規制電力販売料金に関する報告書を公表し、補償されていない前回の不足分に加えて、2014年における922百万ユーロの料金不足分を報告した。

2015年7月30日付決定により規制販売料金が設定され、2015年8月1日からその効力が生じた。平均引上げ率は、「青色」住宅用顧客については2.5%、「黄色」料金については0.9%、「緑色」料金については4%であった一方で、非住宅用顧客の「青色」料金については変動がなかった。

2015年12月31日には、「黄色」および「緑色」の規制料金が終了した。2016年1月1日までに、約4分の3の対象施設が、選択した供給業者との間で市場価格に基づく契約を締結した。供給業者との契約を未だにしていない残りの4分の1の対象施設は、最大6か月間有効な移行契約に基づき、従前の供給業者から電力を受けている。

（ヘ） Cigéo貯蔵プロジェクトの費用に関する省令

2016年1月15日にエコロジー・持続可能開発・エネルギー担当大臣は、Cigéo貯蔵プロジェクトに基づく長寿命中高レベル放射性廃棄物の長期的な管理ソリューションの実施に伴う費用を、2011年の経済情勢に基づき25十億ユーロに設定する命令を出した。かかる費用の評価は、フランス・エネルギー法第L.542-12条により要求されている。

命令において定められる費用は、原子力安全当局（ASN）により設定される安全性基準に準拠し、原子力施設の事業者との密接な協力とともにフランス放射性廃棄物管理庁（ANDRA）が満たすべき目標に相当する。かかる命令が適用された場合、Cigéoプロジェクトの費用は、ASNの意見に従い、少なくともプロジェクトの進行における主要な節目ごと（施設の設置許可、試運転、「試験的な産業段階」の終了および安全性の検討）に定期的に更新される予定である。

省令により定められるCigéoプロジェクトの費用は、2011年の経済情勢に基づき25十億ユーロである。かかる数値は、EDFグループが2014年12月31日現在および2015年6月30日現在の連結財務書類において使用する20.8十億ユーロの予想ベンチマーク費用を置き換えるものである。

2015年12月31日現在における新たな費用額は、Cigéo深地下層貯蔵プロジェクトに関する将来の費用を補うために設定された放射性廃棄物長期管理引当金の約820百万ユーロの増加をもたらした。

かかる引当金の増加は、2015年のEDFの純利益において、509百万ユーロ（税引後）のマイナス影響となった。

(ト) 2015年10月30日付のAGIRC-ARRCO契約

2015年10月30日、ソーシャル・パートナーは、AGIRC-ARRCO公的補足年金制度の勘定の調整を目的とした契約を結んだ。

かかる契約には、複数の措置が含まれ、その一部（2016年から2018年までの年金の微調整、年金調整日を4月1日から11月1日へ変更すること、年金資産の利回りの引下げ、AGFFの拠出基準をAGIRC計画のトランシェCへ拡大することおよびその他年金および関連する制度の管理を改善することを目的とした措置）は2016年1月1日から適用される。

フランスの電力分野およびガス分野の特別年金制度は、2005年以降、AGIRC-ARRCOの全国標準制度に加わった。新たな契約は、IEG受益者の年金の受給権を変更しないため、かかる加入によりもたらされる義務の増加（1十億ユーロ）は、保険数理上の調整において計上される。

(ii) 英国

2014年3月19日、英国政府は、供給量市場を創設することを確認した。EDF Energyは、2019年10月に契約が開始され、2015年12月に行われた第2回目の供給量に関する入札に参加し、その供給量94.6%または8.8GWが適格とされた。

2011年、気候変動と闘う目的において、英国政府は、二酸化炭素排出権の価格に税金を足した価格で構成される、炭素の最低価格を保証するための炭素価格支持メカニズムを導入した。かかるメカニズムの目的は、2020年における全体的な炭素価格（排出権および税金）を、二酸化炭素価格が約15英ポンド／トンとなった場合の目標値である30英ポンド／トンとすることである。2014年3月、市場の二酸化炭素価格の大幅な下落を背景に、英国政府は、2016年4月から2020年まで、炭素税の上限を18英ポンド／トンとすることを決定した。

2015年7月6日の週に、英国の競争市場当局（CMA）は、「英国におけるエネルギーの供給および取得」に対する予備調査中に特定された、暫定的な調査結果および実行可能な是正策の提案を公表した。

この暫定的な調査結果により、発電ならびに発電および供給源の共有（垂直的な統合）に関して大きな影響がないこと、ならびに電力卸売市場およびガス卸売市場の効率性が確認された。しかしながら、CMAは、住宅用顧客および零細企業用顧客の両方による「弱い顧客反応」が供給業者に対して消極的な顧客に対する競争上の優位性を与え、供給業者が価格政策を通じてその優位性を利用することができるとの結論に暫定的に達した。

そのためCMAは、現段階ではその多くが一般論としてのみ規定されている18の解決策を提案し、これらは今後の利害関係者との協議の基礎となる。これらの将来的な解決策の大部分は、販売および予想される規制上の枠組み、とりわけ顧客による関与を改善することのできる措置に重点を置いている。当年度の後半において、CMAは、適用を推奨するすべての解決策を網羅する暫定的な決定書面を公表する予定である。その後、さらなる協議期間が続く予定である。

2015年9月下旬、当初2015年12月25日に設定されていたCMAの最終報告書の規制上の公表期日が、2016年6月25日に延期された。かかる延長により、CMAは消費者協会および産業事業者の見解を考慮に入れることができる。

(iii) ベルギー

原子力発電所

原子力エネルギーから撤退する時期に関する2003年法を改正する2013年12月18日付法律は、Electrabel、EDFおよびベルギー政府の3当事者間の契約の原則を定め、（EDF Belgiumが直接50%持分を保有する）チアンジュ1の耐用年数を2025年まで延長するための条件、とりわけ政府関係者が負担すべき手数料を定めている。かかる契約は、2014年3月12日に締結され、かかる延長の運営上、財務上および法律上の条件を定めている。

2015年6月、ベルギーの連邦議会は、ベルギーにおける最も古い原子炉の耐用年数を延長させるための（第1次法案として知られる）法律を承認した。2015年11月30日にベルギーの首相官邸は、Electrabelと連邦政府との間で、Electrabelにより完全保有されるドゥル1およびドゥル2の耐用年数を2025年まで延長することに合意したことを発表した。かかる延長に反対す

る組合は、この法律を取り消すための訴訟を憲法裁判所に提起した。国務院は、この法案に関する意見として、欧州の法律との適合性について疑念を表明している。

ドゥル1およびドゥル2の操業期間を延長する決定と並行して、原子力に関連する年金について合意に達し、これはチアンジュ2、ドゥル3およびドゥル4の発電所に関してEDF Luminusに影響を与える。かかる合意では、原子力税が標準の金額（2015年は200百万ユーロおよび2016年は130百万ユーロ）である2015年から2016年については移行期間が設定され、その後の2017年から2026年までは、原子力事業から生じた38%の利鞘（スライド性前）により構成される原子力事業者の変動拠出額（2017年から2019年までの3年間は政府による150百万ユーロの最低保証付き）が設定される。

火力発電所

ベルギー政府は、冬季における国のエネルギー供給を確保するために、一時的または永久的に閉鎖されることが発表されている火力発電所に対する入札を通して、戦略的な備蓄を準備した。2014年、EDF Luminusが完全保有するセランCCGT発電所は、2014年冬季からの3年間をその閉鎖の対象に選ばれ、2013年3月に発表していた発電所の一時的な閉鎖に向けた準備が終了した。またEDF Luminusにより完全保有されるイゼゲムおよびアングル3のオープン・サイクル発電所は、2015年の入札募集において2015年冬季からの1年間を対象に選ばれた。選ばれた3つの発電所は2015年11月1日以降、冬季の間にエネルギー不足のリスク事象が生じた際にはいつでもベルギーのネットワーク事業者であるEliaにより稼働可能となる。

洋上風力発電所

ベルギー政府は、洋上風力発電所への助成金に関する新たな制度について、合意に達した。企業が受け取る助成金は少なくなる。洋上風力発電所への助成金を削減した目的は、消費者の電力に係る費用のさらなる上昇を避けることである。

⑦ その他の重要な事象

ベルギーの原子力発電所

2012年夏季に微小の亀裂が発見された、ドゥル3およびチアンジュ2の原子力発電所（EDF Luminusが10.2%の引出権を保有する。）が原子炉容器の検査のために10か月間供給停止となった後、連邦原子力検査庁（AFCN）は、2013年5月17日に両原子力発電所の運転再開を許可した。事業者であるElectrabelは、原子炉容器の長期的な動作を評価するためのAFCNによる一連の追加テストを受けることに合意した。実施されたテストの1つが専門家の予想する結果とならなかったため、Electrabelは、2014年3月25日、さらなるテスト結果が入手可能となるまで、予防措置として両発電所の操業を一時的に停止するイニシアチブをとった。2015年5月13日にElectrabelは、AFCNに追加的な分析を行わせるために、ドゥル3およびチアンジュ2の操業停止期間を2015年11月1日まで延長する声明を発表した。

2015年11月17日、AFCNは、ドゥル3およびチアンジュ2の操業再開許可を、それぞれ最終的な閉鎖日として指定されている2022年および2023年まで付与したことを発表した。2016年9月および2017年2月に予定されている次の原子炉の供給停止時に、さらなる試験が行われる予定である。両発電所は、2016年1月時点で稼働している。

⑧ ガバナンスー取締役会

フランス政府保有株式委員であるマルタン・ヴィアル氏は、2015年9月9日以降、EDFの取締役会におけるフランス政府の代表者であるレジス・チュリニ氏の後任となった。

（４） 2014年および2015年の事業および連結損益計算書の分析

2014年および2015年の連結損益計算書における売上高およびEBITDAの表示および分析は、2つのレベルによって表示されている。まずは当グループに焦点を当て、次に異なる事業セグメント（フランス、英国、イタリア、その他国外およびその他事業）に焦点を当てる。EBIT（営業利益）および純利益はさらに一般的な観点から分析される。

(単位：百万ユーロ)	2015年	2014年 ⁽¹⁾
売上高	75,006	73,383
購入燃料およびエネルギー費用	△38,775	△37,213
その他の対外費用	△9,526	△9,181
人件費	△12,529	△11,785
法人所得税以外の税金	△3,641	△3,593
その他の営業収益および営業費用	7,066	5,668
減価償却費および償却費控除前営業利益 (EBITDA)	17,601	17,279

トレーディング業務以外のエネルギーおよび コモディティ・デリバティブの公正価値の 純変動額	175	203
減価償却費および償却費（純額）	△9,009	△7,940
委譲運営有形固定資産更新引当金の純増加額	△102	△157
(減損)／戻入	△3,500	△1,189
その他の収益および費用	△885	△212
営業利益 (EBIT)	4,280	7,984
総金融負債に係る費用	△1,994	△2,243
割引の影響	△2,812	△2,996
その他の金融収益および費用	2,218	2,688
金融損益	△2,588	△2,551
連結会社の税引前利益	1,692	5,433
法人所得税	△483	△1,839
関連会社およびジョイント・ベンチャーの 純利益に対する持分	192	179
グループの純利益	1,401	3,773
EDFの純利益	1,187	3,701
非支配持分に帰属する純利益	214	72
1株当たり利益 (EDF持分) (単位：ユーロ)		
1株当たり利益	0.32	1.78
希薄化後1株当たり利益	0.32	1.78

(1) 2014年12月31日現在の正味ショート・ポジションを示す、電力卸売市場におけるEDF Energyの取引（トレーディング業務を除く。）については、509百万ユーロが購入エネルギー費用から売上高に再分類されている。

① 売上高

連結売上高は2.2%増加した一方、本業は1.8%のマイナス成長を示した。

(i) グループ売上高の増減

(単位：百万ユーロ)	2015年	2014年 ⁽¹⁾	変動	変動率(%)	本業の成長率(%)
売上高	75,006	73,383	1,623	+2.2	-1.8

(1) 2014年12月31日現在の正味ショート・ポジションを示す、電力卸売市場におけるEDF Energyの取引（トレーディング業務を除く。）については、509百万ユーロが購入エネルギー費用から売上高に再分類されている。

売上高は、2014年より1,623百万ユーロ（+2.2%）増加し、2015年には75,006百万ユーロとなった。ユーロに対する英ポンドの上昇を主とする外国為替の影響（+1,216百万ユーロ）および2014年7月25日のフランスにおけるDalkiaの買収に関連して生じた連結範囲の変更（+1,727百万ユーロ）を除いて、売上高における本業の成長率は、1.8%の下落となった。2014年に認識された2012年から2013年の規制料金の遡及的修正の921百万ユーロの影響の排除後、グループ売上高は0.6%となった。

(ii) セグメントごとの売上高の増減

(単位：百万ユーロ)	2015年	2014年	変動	変動率(%)	本業の成長率(%)
フランス	39,619	39,910	△291	-0.7	-0.3
英国 ⁽¹⁾	11,618	10,669	949	+8.9	-1.7
イタリア	11,677	12,687	△1,010	-8.0	-8.1
その他国外	5,634	5,603	31	+0.6	-0.3
その他事業	6,458	4,514	1,944	+43.1	+0.4
フランスを除く 地域の合計	35,387	33,473	1,914	+5.7	-3.6

グループ売上高	75,006	73,383	1,623	+2.2	-1.8

(1) 2014年12月31日現在の正味ショート・ポジションを示す、電力卸売市場におけるEDF Energyの取引（トレーディング業務を除く。）については、509百万ユーロが購入エネルギー費用から売上高に再分類されている。

フランスセグメント以外の売上高は、2014年は連結売上高合計の45.6%であったのに対して、2015年には47.2%となった。

(イ) フランス

フランスセグメントにおける売上高の増減

フランスのグループ売上高に対する貢献は、合計39,619百万ユーロとなり、これは2014年と比べ115百万ユーロ（－0.3%）の本業のマイナス成長であった。2014年に認識された2012年から2013年の規制料金の遡及的修正の908百万ユーロの影響を除いて、売上高の本業の成長率は2.0%（793百万ユーロ）となった。この売上高の増加は、562百万ユーロの影響をもたらした天候による影響に主に起因し、売上高の増加（＋7.7TWh）につながった。売上高は料金の引上げにより好影響（724百万ユーロ）を受けたが、市場価格の下落により悪影響を受けたことによるARENH制度に基づく販売量の減少（－55TWh）および市場価格での販売量に同等の増加があった。

最終顧客へのガスの販売量は、主に天候の影響（＋0.6TWh）により、99百万ユーロ増加した。

2015年12月31日現在、EDFの全最終顧客に対する電力売上高の市場シェアは、77.4%であり、2014年12月31日から1.4ポイント下落した。EDFの天然ガス市場シェアは5.0%であり、前年同期比で0.3ポイント上昇した。

フランスセグメントの発電業務および供給業務（非規制）（フランス本土における発電、供給および最適化ならびにエンジニアリングおよびコンサルティングサービスの販売）、電力網業務（2010年12月31日から送電業務において持分法を適用したことにより、電力網業務は配電のみを指す。フランス本土において、電力網業務は、TURPE（公共送配電網使用料金）を介して規制されている。規制業務の売上高は、統合料金に含まれる配電費用を含む。）および島部業務（EDFの島部エネルギー・システム（IESおよびPEI）における発電および配電事業）の売上高の内訳

(単位：百万ユーロ)	2015年	2014年	変動	変動率(%)	本業の成長率(%)
発電業務および供給業務 (非規制)	37,088	37,678	△590	-1.6	-1.1
電力網業務	13,544	13,276	268	+2.0	+2.0
島部業務	1,083	1,071	12	+1.1	+1.1
消去	△12,096	△12,115	19		
フランスセグメントの 売上高	39,619	39,910	△291	-0.7	-0.3

非規制業務の売上高における本業の成長率は、－1.1%を記録した。2014年に認識された2012年から2013年の規制料金の遡及的修正の881百万ユーロの影響を除いて、2014年に比べて寒冷だった当年前半の気候により売上高の本業の成長率は1.3%（467百万ユーロ）であった。また、この成長率には、2014年11月1日および2015年8月1日の規制販売料金でのエネルギー費用の増加も反映している。

電力網業務の売上高は、2014年と比較して寒冷であった2015年初頭の天候による送電量の増加により、2.0%増加した。

発電

原子力発電量は、2014年において415.9TWhであったのに対し、2015年は416.8TWhとなり、+0.9TWh増加した。かかる値は、市場に発表された2015年の目標値である410TWhから415TWhを上回った。かかる改善は、計画的な供給停止期間の管理が改善されたことで達成された。

水力発電量は、2014年から水利条件が悪化し（「第3 7（2）④天候：気温および降雨量」を参照。）、2014年から5.4TWh減少して、32.1TWhとなった。

化石燃料火力発電量は、2014年から0.1TWh減少し、合計6.8TWhとなった。

最終顧客（地方配電会社を含む市場セグメント）への販売量は、1.2TWh増加し、このうち7.9TWhは気温差に起因する。顧客離れの影響は-7.8TWhとなり、「黄色」および「緑色」規制料金を支払う顧客の減少分-5.4TWhを含む。

2012年に開始されたVPP（仮想発電所供給量入札システム（数か月から3年にわたる期間の配電につき発電を行う。））制度の終了の影響により、販売量は2014年に比べて2.7TWh減少した。ARENH制度の下で供給された電力は、16.2TWhとなり、2014年に比べて55.1TWh減少した。

EDFは、卸売市場において82.7TWhに及ぶ純売手となった。2014年と比較して55.8TWh増加した市場売上高は、54.5TWhの「構造的な需要」（ARENH供給）減少に起因している。

（ロ） 英国

英国の売上高は、2015年には11,618百万ユーロとなり、外国為替による影響（1,129百万ユーロ）を含む、949百万ユーロの増加である。本業の成長率は2014年と比べて-1.7%であった。

売上高の減少は、主として、激しい競争による顧客数の減少を反映した、最終顧客への販売電力の減少および低額のガス料金に起因する。

（ハ） イタリア

イタリアの連結売上高に対する貢献は、2014年と比較して8.0%減少（本業においては-8.1%）し、11,677百万ユーロとなった。

基本的にはEdisonに関連するこの減少は、市場状況に起因し、電力およびガス市場におけるブレントの石油価格の急降下および平均販売額の低下によるものである。

電力事業の売上高は、販売価格の低下に主に起因するが、さらに販売量の減少により18%減少した。対照的に、炭化水素事業の売上高は、住宅用顧客への販売量および火力発電所に大きな影響を及ぼした、2014年に経験した天候からの悪影響の後の需要が回復し、9%上昇した。卸売市場における販売量の大幅な増加に加えてこの傾向は、ガス価格およびブレント石油価格の下落を相殺してなお有り余るものであった。

Feniceは、387百万ユーロの売上高を記録し、これは2014年から-9百万ユーロの本業のマイナス成長であった。

（二） その他国外

その他国外セグメントは、主に英国およびイタリアを除く欧州における事業ならびに米国、ブラジルおよびアジア（中国、ベトナムおよびラオス）における事業を対象としている。

その他国外セグメントは、2014年と比べ31百万ユーロまたは+0.6%増加し、2015年においては、グループ売上高に5,634百万ユーロ貢献した。外国為替の影響（-3百万ユーロ）および連結範囲の変更（+52百万ユーロ）を除き、本業において売上高は2014年から0.3%減少した。

かかる減少は、主に以下の要因によって説明される。

- ・アジアでは、2015年9月初頭におけるFiglecの委譲により売上高が減少した（本業において-74百万ユーロ）。
- ・ブラジルでは、スポット市場価格の低下により、本業において9百万ユーロ減少した。
- ・ハンガリーにおける売上高（本業において-23百万ユーロの減少）は、2014年後半に導入された電力価格および暖房費に係る規制料金の引下げ、ならびに低下するガス価格に伴う電力の市場価格の低下により影響を受けた。

しかし、ベルギーにおいては、本業において62百万ユーロの成長を記録した。天候による特別な好影響にともないガスの販売量が増えたことと、補助サービス事業の成長により、電力およびガスの卸売市場価格の下落を大幅に相殺した。

ポーランドにおいては、電量価格および暖房料金の高水準により、売上高が本業において26百万ユーロ成長した。

（ホ） その他事業

その他事業は、EDF Énergies Nouvelles、EDF Trading、Électricité de StrasbourgおよびDalkia等で構成される。

2015年におけるグループ売上高に対するその他事業セグメントの貢献は、2014年から1,944百万ユーロ（43.1%）増加して6,458百万ユーロとなり、これは19百万ユーロ（+0.4%）の本業の成長に相当する。連結範囲の変更による影響は、+1,833百万ユーロであり、これは主に、2014年7月以降のフランスにおけるDalkiaの事業の買収を反映している。

グループ売上高に対するEDF Énergies Nouvellesの貢献は、2014年から14百万ユーロ（+1.7%）の本業の成長を記録した。2015年においてもEDF Énergies Nouvellesはその操業活動および維持活動をさらに発展させた。

EDF Tradingの売上高も、2014年の北米における事業の好調な業績からの落ち込みと、特に欧州における厳しい市場状況により、2014年から210百万ユーロ（-24.5%）の本業のマイナスの成長率を示した。

Électricité de Strasbourgの売上高は、2014年から33百万ユーロ（+4.3%）の本業成長率を示し、合計で802百万ユーロであった。この成長は主に2014年に比べて2015年初頭の天候がより良好であったことによる電力およびガス販売量の増加に起因するものである。

ガス事業の売上高は、2014年の191百万ユーロに比べ、2015年は594百万ユーロであった。これらの事業は、2014年前半はフランスセグメントに計上されていた。227百万ユーロの本業の成長は、天候の好影響および貯蔵事業の最適化に起因する、販売量の増加によるものである。

グループ売上高に対するDalkiaの貢献は2,878百万ユーロとなり、2014年7月25日以降のDalkiaの買収による影響を反映している。70百万ユーロ（-5.3%）の本業のマイナス成長（2015年前半におけるDalkiaの貢献は本業に該当しない。）は、商業開発の好影響をもっても相殺されなかった、エネルギー価格および産業関連事業の下落に起因している。

② 減価償却費および償却費控除前営業利益（EBITDA）

EBITDAは1.9%増加し、0.6%の本業のマイナス成長となった。2014年に認識された、2012年から2013年の規制料金の遡及的修正の影響を除いた場合、本業の成長は、3.9%となった。

(単位：百万ユーロ)	2015年	2014年 ⁽¹⁾	変動	変動率(%)	本業の成長率(%)
売上高	75,006	73,383	1,623	+2.2	-1.8
購入燃料およびエネルギー費用	△38,775	△37,213	△1,562	+4.2	+1.1
その他の対外費用	△9,526	△9,181	△345	+3.8	-5.1
人件費	△12,529	△11,785	△744	+6.3	+1.4
法人所得税以外の税金	△3,641	△3,593	△48	+1.3	+0.6
その他の営業収益および営業費用	7,066	5,668	1,398	+24.7	+23.9
EBITDA	17,601	17,279	322	+1.9	-0.6

(1) 2014年12月31日現在の正味ショート・ポジションを示す、電力卸売市場におけるEDF Energyの取引（トレーディング業務を除く。）については、509百万ユーロが購入エネルギー費用から売上高に再分類されている。

(i) 連結EBITDAの増減および分析

2015年の連結EBITDAは、2014年から1.9%増加して17,601百万ユーロとなった。主に2014年7月のDalkiaのフランス事業の買収に関連する連結範囲の変更による155百万ユーロのプラスの影響および主としてユーロに対する英ポンドの上昇による外国為替による271百万ユーロの好影響の調整後、本業の成長率は-0.6%であった。

2015年の当グループの購入燃料およびエネルギー費用は、38,775百万ユーロとなり、2014年と比較して1,562百万ユーロ（+4.2%）の増加、または、本業における415百万ユーロ（+1.1%）の増加であった。フランスでは、1,144百万ユーロ（+7.6%）の本業のプラス成長となり、これは主に再生可能エネルギー、核燃料費用およびERDFネットワークへのアクセス費用の買取義務に起因する。イタリアでは、主に価格の下落およびリビアにおけるガス契約の仲裁裁定により、燃料およびエネルギーの購入量の増加を相殺し、本業は793百万ユーロ（-7.4%）の減少を記録した。英国における本業のマイナス成長（173百万ユーロまたは-2.8%）は、売上高の下落に関連するものである。

その他の対外費用は、2014年から345百万ユーロ（+3.8%）増加して、2015年は9,526百万ユーロとなったが、同時に464百万ユーロ（-5.1%）の本業の下落もあった。英国における156百万ユーロ（-12.9%）の本業の減少は、EDFがその費用、ECOエネルギー効率プログラムに関する前年同期比の料金の低下、また2015年には同様の影響はなかった2014年中の蒸気発生器の点検および修理に関連する費用のそれぞれを管理する効果を反映している。イタリアの112百万ユーロの本業のマイナス成長は、業務コスト削減措置に主に起因する。フランスでの81百万ユーロ（-1.5%）の減少は、主に火力発電および商業的事業においてコスト削減を図った結果を反映している。

当グループの人件費は、2014年から744百万ユーロ（本業においては166百万ユーロまたは+1.4%の成長）増加して12,529百万ユーロとなった。フランスでは、人件費が、本業において2014年と比較して138百万ユーロ（+1.5%）増加して、9,209百万

ユーロとなり、かかる増加は主として、特に2014年中の原子力事業における従業員数の増加を反映したものである。Linkyプロジェクトを除き、火力発電、商業機能および総務部門における尽力により従業員数は2014年に比べ0.5%低かった。

2015年における法人所得税を除く税金は、2014年から48百万ユーロまたは+1.3%（本業の成長率は+0.6%）増加して3,641百万ユーロとなった。

その他の営業収益および営業費用は、2015年においては7,066百万ユーロの純利益があり、2014年から1,398百万ユーロ増加した（1,355百万ユーロまたは+23.9%の本業の成長）。フランスにおいては、主にCSPEの増加により、610百万ユーロの本業の成長を記録した。イタリアでは、2015年中のリビアとの長期ガス契約に関連する仲裁の影響および支払滞納分の回復措置に続く不良債権の効果的な削減により588百万ユーロの本業の成長となった。その他事業部門は、主に不動産の売却により、278百万ユーロの本業の成長があった。

(ii) 連結EBITDAの増減およびセグメントごとの分析

(単位：百万ユーロ)	2015年	2014年	変動	変動率(%)	本業の成長率(%)
フランス	11,517	12,198	△681	-5.6	-6.0
英国	2,242	1,941	301	+15.5	+4.9
イタリア	1,345	886	459	+51.8	+51.5
その他国外	609	632	△23	-3.6	-3.5
その他事業	1,888	1,622	266	+16.4	+6.2
フランスを除く地域の合計	6,084	5,081	1,003	+19.7	+12.4
グループEBITDA	17,601	17,279	322	+1.9	-0.6

(イ) フランス

フランスセグメントのEBITDAの変動

フランスにおける2015年の連結EBITDAに対する貢献は、2014年から5.6%減少し、11,517百万ユーロ（本業の成長率は-6.0%）となった。2014年中731百万ユーロが計上された、国務院の2014年4月11日付決定に続く、2012年7月23日から2013年7月31日間に関する規制料金の遡及的修正の影響を控除したのち、EBITDAは安定的であった。

フランスセグメントの貢献は、2014年に70.6%であったのに対して、2015年は65.4%となった。

EBITDAのフランスセグメントにおける発電業務および供給業務（非規制）、電力網業務および島部業務の内訳（この内訳の詳細は「第3 7（4）①（ii）（イ）フランス」に記載されている。）

(単位：百万ユーロ)	2015年	2014年	変動	変動率(%)	本業の成長率(%)
発電および供給 (非規制業務)	6,936	7,929	△993	-12.5	-13.2
電力網業務	3,834	3,558	276	+7.8	+7.8
島部業務	747	711	36	+5.1	+5.1
フランスセグメントの EBITDA	11,517	12,198	△681	-5.6	-6.0

発電業務および供給業務（非規制）のEBITDAは12.5%減少した。2014年に認識された2012年から2013年の規制販売料金の遡及的修正による731百万ユーロの影響および上流ガスポートフォリオ運用事業の「その他事業」セグメントへの振替えに関連する連結範囲の変更による53百万ユーロの調整後、EBITDAは317百万ユーロまたは4.4%減少した。

原子力発電の好調な業績（+0.9TWh）および良好な天候（+7.9TWh）により41百万ユーロのプラス効果があった。対照的に、水力発電量は5.4TWh（-207百万ユーロ）下がった。

2015年中は市場状況が悪化し、-437百万ユーロの影響があった。「黄色」および「緑色」の規制販売料金の廃止に伴い、顧客離れ（-7.9TWh）により-149百万ユーロのマイナスの影響があった。市場価格の下落がARENH制度に基づく販売量の減少に通じたが、市場価格での販売量に同等の増加があった。ARENH制度の申込みの低迷の影響は、2015年中約-230百万ユーロとなった。

これらの影響により2014年11月1日および2015年8月1日の規制販売料金の引上げ（EBITDAに+800百万ユーロの寄与）を相殺した。

その他の対外購入および人件費は管理されていた（+0.1%）。特に火力発電部門および商業機能ならびに総務部門においてコスト調整キャンペーンが始動されている。

非規制業務におけるEBITDA低下の決定的要因は、核燃料の処理を含む、経常外の規定の変更であった。

電力網業務のEBITDAは7.8%増加した。この増加は2014年に比べて2015年初頭における悪天候の影響（+122百万ユーロ）、電力市場価格の下落によるネットワーク損失の補填のための購入費用の縮小、ならびに規定および経常外費用における有利な変動により、説明される。

島部業務のEBITDAは主に、子会社EDF Production Éroductive Insulaire (EDF PEI) が稼働させた新たな発電所により、36百万ユーロ（+5.1%）増加した。

(ロ) 英国

英国における当グループの2015年のEBITDAに対する貢献は、2014年から15.5%増加し、2,242百万ユーロであり、これは4.9%の本業の成長率に相当する。2014年に比べて英ポンドに対するユーロ価格の下落により、205百万ユーロの好影響があった。

2015年の原子力発電量は、2014年から+4.4TWh増加し、60.6TWhであった。かかる増加は、主にヘイシャム1およびハートルプール発電所における蒸気発生器の点検および修繕作業の完了に起因する。3つの原子炉は2014年後半に、4つめが2015年初頭に操業が再開された。残りの原子力発電所による発電は、非常に良いパフォーマンスを記録した。

EDF Energyは全業務を対象にコスト削減計画を始動し、2015年中のECOエネルギー効率プログラムに基づく費用削減に成功した。

(ハ) イタリア

イタリアセグメントにおける当グループの連結EBITDAに対する貢献は、2014年から51.8%の増加、または、本業における51.5%の成長により、1,345百万ユーロとなった。

かかる変動は、主にEdisonに関連しており、リビアにおける長期ガス供給契約価格改定をめぐるEdisonおよびENIの紛争に関連する国際仲裁裁判所の決定による855百万ユーロの好影響を含む。

これらEBITDAに対する貢献は、様々な業務を通じて対照的な状況を網羅している。

電力事業のEBITDAは、火力発電における利幅の縮小、比較的良好な天候に恵まれた2014年と比べて水力発電の条件が悪化したこと、および平均販売価格の不利な傾向をそれぞれ反映している。

逆に炭化水素事業のEBITDAは、749百万ユーロの増加を記録した。仲裁決定の有利な影響は、ブレント石油価格の下落により探鉱および生産事業が悪影響を受け、一部相殺された。

新しい市場状況に適應するため、年初よりコスト削減計画が導入されている。

2014年のロシアの契約価格および2015年のリビアの契約価格の改定の影響を除いて、炭化水素事業におけるEBITDAの増加は294百万ユーロであった。イタリアセグメント全体のEBITDAは、不利な価格環境にもかかわらず安定的であった。

Feniceにおける2015年のグループEBITDAに対する貢献は、為替による悪影響の結果、2014年から1.2%減少し、85百万ユーロとなったが、本業は1.2%の成長となった。

(ニ) その他国外

2015年におけるその他国外セグメントのEBITDAは、2014年から3.6%減少し、609百万ユーロとなり、3.5%の本業のマイナス成長となった。

かかる変動は主に、2015年9月初頭にFiglecへの委託が終了したアジアおよび、2014年には同様の影響のなかった2015年の維持管理プログラムに主に関連する26百万ユーロのEBITDAの本業のマイナス成長のあったブラジルに起因する。スポット市場における電力価格の下落の影響は、ガスの購入価格の低下により相殺された。

しかし、ベルギーのEBITDAは、新規施設の稼働開始に続く風力発電量の向上（2014年12月31日の既存風力発電容量の+37%）および補助サービス事業の増加による44百万ユーロの本業の成長があった。EBITDAは、2014年3月25日以降のドゥル3およびチアンジュ2の操業停止の影響を受けた。それらは2015年12月に再稼働が許可されたばかりである。

ポーランドのEBITDAは、高い価格および営業コストの管理による好ましい利幅につき、37百万ユーロの本業の成長を達成した。

(ホ) その他事業

その他事業のグループEBITDAに対する貢献は、2015年において1,888百万ユーロとなり、2014年から6.2%の本業の成長となった。

2015年のEDF Énergies Nouvellesの連結EBITDAに対する貢献は、合計818百万ユーロであった。前年同期比69百万ユーロ（＋10.0%）の本業の成長は、主に、2015年中の新規施設の稼働による発電量の増加、欧州における良好な天候条件、ならびに活発であったストラクチャード・アセット開発および販売事業により促進された。

EDF TradingのEBITDAは、2014年から本業において139百万ユーロ（－22.0%）のマイナス成長を記し、2015年は495百万ユーロとなった。かかる減少は、2015年中の売却益により一部相殺された、売上高に観察された取引マージンの悪化に直接関連している（「第3 7（4）①（ii）（ホ）その他事業」）を参照。）。

DalkiaのグループEBITDAに対する貢献は、特に運用効率計画および商業開発計画を通じて達成した、2014年と比較して38百万ユーロ（2015年度上半期におけるDalkiaの貢献は本業に該当しない。）の本業の成長があり、217百万ユーロとなった。

2015年中の不動産建物の売却も、グループEBITDAの本業の成長に寄与した。

③ 営業利益 (EBIT)

EBITは46.4%減少した。

(単位：百万ユーロ)	2015年	2014年	変動	変動率(%)
EBITDA	17,601	17,279	322	+1.9
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	175	203	△28	-13.8
減価償却費および償却費（純額）	△9,009	△7,940	△1,069	+13.5
委譲運営有形固定資産更新引当金の純増加額	△102	△157	55	-35.0
(減損)／戻入	△3,500	△1,189	△2,311	+194.4
その他の収益および費用	△885	△212	△673	+317.5
営業利益 (EBIT)	4,280	7,984	△3,704	-46.4

2015年における当グループの連結EBITは、2014年に比べて3,704百万ユーロ減少し、合計4,280百万ユーロとなった。かかる減少は、主として、特にフランスおよび英国における減価償却費および償却費（純額）の増加ならびに減損の増加により説明される。

(i) トレーディング業務以外のエネルギーおよびコモディティ・デリバティブの公正価値の純変動額

トレーディング業務以外のエネルギーおよびコモディティ・デリバティブの公正価値の純変動額は、2014年の+203百万ユーロから減少し、2015年には+175百万ユーロとなった。かかる変動は主に工業用ガスポートフォリオの経済的ヘッジに関連して主にイタリアにおいて生じたものである。それらが主に反映しているのは、2014年には良好な業績に一役買っていた経済的ヘッジ商品の償還に伴う受渡しおよび2015年以降のガス・ポジションをヘッジするヘッジ商品の公正価値に係るプラスの変動である。

(ii) 減価償却費および償却費（純額）

減価償却費および償却費（純額）は、2014年から1,069百万ユーロ増加した。

フランスにおいては、発電所（稼動開始した新規産業施設および原子力発電所の維持管理）および配電資産への投資により説明される、減価償却費および償却費（純額）において347百万ユーロの増加を記録した。

英国の減価償却費および償却費（純額）は409百万ユーロ（本業においては303百万ユーロ）増加し、かかる増加は、主として石油燃料火力発電所および原子力発電所の維持管理に係る投資の増加に起因するものである。

イタリアにおける減価償却費および償却費は、探鉱費用の増加により142百万ユーロ増加した。

その他事業セグメントにおけるEBITDAの95百万ユーロの増加は、主に2014年7月からの連結によってDalkiaを組み込んだことに関連するものである。

(iii) 委譲運営有形固定資産更新引当金の純増加額

2014年と比較した2015年の委譲運営有形固定資産更新引当金の純増加額における55百万ユーロの減少は、主としてERDFに起因している。

(iv) 減損／戻入

2015年の減損は、3,500百万ユーロとなり、これは主に以下に関連する。

- ・英国（1,096百万ユーロ）。発電容量プレミアム・メカニズムにより発生した低い追加収入、先物および長期スプレッドの縮小、ならびに2015年に発表した特定の資産の運転時間の短縮に対する市場の反応が芳しくなかったことの以上を考慮して、811百万ユーロの減損がコッタム石油燃料火力発電所およびウェスト・バートンA石油燃料火力発電所、ならびに程度は小さいものの2013年に稼動開始したウェスト・バートンBガス火力発電所に関して計上された。最後に、ボラティリティ低水準がガス保管ドームの柔軟性への予想利益に影響し、ガス保管試算に対する285百万ユーロの減損の認識につながった。
- ・Edison（1,419百万ユーロ）。市況悪化による資産ポートフォリオの最適化のオプションの著しい縮小、需要の低迷、発電容量プレミアムの下方修正により、主に火力発電所、水力発電所および風力発電所に関連して868百万ユーロの減損を認識した。市場展望期間にわたるブレント原油価格およびガス価格の長期的低迷を考慮して、Edisonの探鉱・生産事業に551百万ユーロの減損が記録された。

- ・ポーランド（206百万ユーロ）。排出権価格を差し引いたダークスプレッドの悪化が、特定のポーランドの化石燃料火力発電所（とりわけ市場価格の完全対象となる発電所）のパフォーマンスに悪影響を与えた。
その他減損についての詳細は、2015年度連結財務書類の注記13「減損/戻入」を参照。
2014年の減損は、1,189百万ユーロとなり、これは主に以下に関連する。
- ・ベルギー：市場価格に関する長期予想の悪化によるEDF Luminusの子会社に関する586百万ユーロ
- ・英国：ガスの市場価格の減少によるウェスト・バートンBのコンバインド・サイクル・ガス・タービン発電所ならびに現場の安全性および不利な市場環境を理由として、開発される貯蔵ドームの縮小を受けた後のチェシャー州におけるHill Top Farmガス貯蔵空洞に関する169百万ユーロ
- ・Edison：主に、市場価格の下落により影響を受けた水力発電資産および風力発電資産に関する167百万ユーロ

(v) その他の収益および費用

- その他の収益および費用は、2014年は212百万ユーロに対し、2015年には885百万ユーロの純費用であった。
2015年、その他の収益および費用は主として以下のものから構成された。
- ・Cigéo貯蔵プロジェクトに基づき長寿命中高レベル放射性廃棄物に関する長期管理ソリューションの設定費用に関する、2016年1月15日付の決定を受けて、引当金を820百万ユーロ増額した（「第3 7（3）⑥（i）（へ）Cigéo貯蔵プロジェクトの費用に関する省令」を参照。）。
 - ・産業シナリオの更新および永久的に操業停止になった原子力発電所の廃炉にかかる請負業者の見積り更新にかかる590百万ユーロの引当金の増額から、当該シナリオ更新の結果としての放射性廃棄物長期管理引当金332百万ユーロの戻入を差し引いて、正味の影響は258百万ユーロであった。
 - ・エネルギー現物給付である従業員給付のための報酬制度についてEDFとEngieの間で取り交わされた2015年6月30日付契約書に関連する287百万ユーロの収益。本契約によって当グループの受益者数の契約上の変動があった。
EDF Energyの確定年金給付制度の変更に係る154百万ユーロの収益があった。
2014年のその他の収益および費用には以下が含まれていた。
 - ・当グループのDalkiaへの投資に関連した217百万ユーロの営業売却益。
 - ・永久的に操業停止となったフランスの原子力発電所（UNGG発電所、クレイ・マルヴィル、ブレンニリスおよびショーA）の廃炉に関連する388百万ユーロの費用。

④ 金融損益

(単位：百万ユーロ)	2015年	2014年	変動	変動率(%)
総金融負債に係る費用	△1,994	△2,243	249	-11.1
割引の影響	△2,812	△2,996	184	-6.1
その他の金融収益および費用	2,218	2,688	△470	-17.5
金融損益	△2,588	△2,551	△37	+1.5

- 2015年の金融損益は、2014年から37百万ユーロ増加して2,588百万ユーロの金融費用となった。これは主に以下に起因する。
- ・主に負債の多様性の好影響による、純負債における減少。
 - ・2014年からの割引費用の184百万ユーロの減少。これは特に、従業員給付引当金に起因する。
 - ・その他の金融収益および費用における470百万ユーロの減少。これは、主として、専用資産の売却からの利益の増加を、2015年7月22日付の欧州委員会の決定（「第3 7（3）①1987年から1996年までの間に設定された一般電力網の更新についての引当金の税務上の取扱いに関する欧州委員会の決定」を参照。）に関連した経済的利益360百万ユーロが大幅に上回ったことに関連している。

⑤ 法人所得税

2015年の法人所得税は、483百万ユーロとなり、実効税率は、28.5%となった。2014年の実効税率は、33.8%であった。

実効税率は、減損により押し上げられ、かかる要因を消去するための調整後、その値は、2014年に32.2%であったのに対し、2015年は24.3%であった。

2015年の実効税率が2014年から減少した要因は、主に、低い法人所得税率およびイタリアにおける「ロビン・フッド税」の廃止、ならびに英国における低い法人所得税率によるものである。

⑥ 関連会社およびジョイント・ベンチャーの純利益に対する持分

当グループの関連会社およびジョイント・ベンチャーの純利益に対する持分は、2014年は179百万ユーロであったのに対し、2015年は192百万ユーロであった。かかる増加は、主として、2014年と比較してRTEの前年同期比の純利益が改善したことによる。

2015年における関連会社の純利益に対する持分には、合計549百万ユーロの減損が含まれており、これには、以下の要因を含む。

- ・ Alpiq (196百万ユーロ)。卸売市場の継続的な低迷を受け、当グループは、2015年6月30日現在の公表されたAlpiqの財務書類に計上された減損のうち、当グループに対応する分をAlpiqのスイスにおける資産に関連して減損を計上した。

Alpiqグループが2015年連結財務書類において追加の減損を認識する義務があると判断した場合、EDFグループは、2016年6月30日現在の半期財務書類にその旨反映する義務がある。

- ・ CENG (271百万ユーロ)。ガス価格の長期低迷に起因する、先物価格および長期電力価格の低迷を考慮して当該減損が計上された。

2014年において、425百万ユーロの減損が計上され、それにはAlpiqに関する206百万ユーロ、CENGに関する122百万ユーロおよび共同支配企業Estag（オーストリア）への83百万ユーロの投資が含まれる。

⑦ 非支配持分に帰属する純利益

非支配持分に帰属する純利益は、2014年から142百万ユーロ増加し、2015年において、214百万ユーロとなった。かかる変動は、主に、Centricaの原子力発電事業からの収益が増加したことにより説明される。

⑧ EDFの純利益

EDFの純利益は、2014年と比較して2,514百万ユーロ（-67.9%）減少し、2015年は合計1,187百万ユーロであった。

⑨ 経常外項目を除く純利益

当グループの経常外項目を除く純利益*は、2014年から0.6%減少して、2015年においては4,822百万ユーロであった。

* 経常外項目ならびにトレーディング業務以外のエネルギーおよびコモディティ・デリバティブの公正価値の純変動額（税引後）を除く当グループの純利益。

税引後の経常外項目ならびにトレーディング業務以外のエネルギーおよびコモディティ・デリバティブの公正価値の純変動額は、以下のとおりである。

- ・ その他リスクおよび減損は、2014年の-1,290百万ユーロと比較して、2015年は-3,759百万ユーロであった。

- ・ 税引後のトレーディング業務以外のエネルギーおよびコモディティ・デリバティブの公正価値の純変動額は、2014年の+139百万ユーロと比較して、2015年は+124百万ユーロであった。

(5) キャッシュ・フローおよび純負債額

① キャッシュ・フロー

(単位：百万ユーロ)	2015年	2014年	変動	変動率(%)
営業活動によるキャッシュ・フロー (純額)	12,730	10,625	2,105	+19.8
投資活動によるキャッシュ・フロー (純額)	△18,839	△12,393	△6,446	+52.0
財務活動によるキャッシュ・フロー (純額)	5,574	1,223	4,351	n.a.
現金および現金同等物の純増加/(減少)額	△535	△545	△10	-1.8
現金および現金同等物の期首残高	4,701	5,096	△395	-7.8
現金および現金同等物の純増加/(減少)額	△535	△545	10	-1.8
為替変動の影響	△36	113	△149	n.a.
現金および現金同等物に係る金融収益	13	17	△4	-23.5
組替えの影響	39	20	19	+95.0
現金および現金同等物の期末残高	4,182	4,701	△519	-11.0

n.a. = 該当なし。

(i) 営業活動によるキャッシュ・フロー (純額)

(単位：百万ユーロ)	2015年	2014年	変動	変動率(%)
連結会社の税引前利益	1,692	5,433	△3,741	-68.9
(減損)/戻入	3,500	1,189	2,311	n.a.
減価償却および償却費、引当金繰入額ならびに 公正価値の変動	11,392	8,981	2,411	+26.8
金融収益および費用	951	1,068	△117	-11.0
関連会社からの受取配当金	322	672	△350	-52.1
資産譲渡損益	△1,593	△1,311	△282	+21.5
運転資本の変動	132	△1,041	1,173	-112.7
営業によるキャッシュ・フロー (純額)	16,396	14,991	1,405	+9.4
金融費用支出 (純額)	△1,252	△1,752	500	-28.5
法人所得税支払額	△1,508	△2,614	1,106	-42.3
欧州委員会の決定 ⁽¹⁾	△906	-	△906	n.a.
営業活動によるキャッシュ・フロー (純額)	12,730	10,625	2,105	+19.8

n.a. = 該当なし。

(1) 2015年7月22日、欧州委員会は、一般電力網設備の更新のために1987年から1996年の間に設定された引当金の租税措置を欧州連合規則と矛盾する政府補助金に分類する決定を下した（「第3 7 (3) ①1987年から1996年までの間に設定された一般電力網の更新についての引当金の税務上の取扱いに関する欧州委員会の決定」を参照のこと。）。

2015年、営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）は、2014年から2,105百万ユーロ増加して、12,730百万ユーロとなった。

かかる変動は主として以下の結果として生じた営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）における1,405百万ユーロの増加を反映している。

- ・2015年は2014年の15,603百万ユーロと比較して16,584百万ユーロ（2014年と比較して+981百万ユーロ）であった連結会社の減損、減価償却および公正価値の変動調整後の税引前利益。
- ・運転資本の改善（2014年と比較して+1,173百万ユーロ）。

これらの影響は関連会社およびジョイント・ベンチャー企業からの受取配当金の減少（2014年においてCENGから受け取った特別配当金に対応する-290百万ユーロ（2015年には同様の影響はなかった。）を含む-350百万ユーロ）および資産譲渡益の増加（-282百万ユーロ）により一部相殺された。

また、営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）の変動は、法人所得税支払額の減少（+1,106百万ユーロ）および2015年7月22日の欧州委員会の決定による不利な影響（-906百万ユーロ）を反映している。

(ii) 投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）

2015年、投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）は、2014年の12,393百万ユーロと比較して、18,839百万ユーロとなった。以下の表は、有形固定資産および無形資産の取得および売却、企業の取得および売却（取得／譲渡現金控除後）ならびに金融資産の増減に基づく、投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）の概要を示している。

(単位：百万ユーロ)	2015年	2014年	変動	変動率(%)
無形資産および有形固定資産への投資	△14,789	△13,721	△1,068	+7.8
無形資産および有形固定資産の売却による収入（純額）	964	314	650	n.a.
資本支出（純額）	△13,825	△13,407	△418	+3.1
持分投資の取得/処分、取得/譲渡現金控除後	586	1,308	△722	-55.2
金融資産の変動	△5,600	△294	△5,306	n.a.
投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）	△18,839	△12,393	△6,446	+52.0

n.a. = 該当なし。

資本支出（純額）

2015年、資本支出（純額）は、2014年より418百万ユーロ増加して（+3.1%）、13,825百万ユーロとなった。同期間中における当グループの資本支出（純額）の推移は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2015年	2014年	変動	変動率(%)
発電および供給（非規制業務）	5,688	5,579	109	+2.0
電力網業務	3,154	2,974	180	+6.1
島部業務	437	446	△9	-2.0
フランス	9,279	8,999	280	+3.1
英国	1,821	1,585	236	+14.9
イタリア	586	403	183	+45.4
その他国外	693	508	185	+36.4
国外合計	3,100	2,496	604	+24.2
その他事業合計	1,446	1,912	△466	-24.4
資本支出(純額)	13,825	13,407	418	+3.1

資本支出は純投資の要素のうちの1つであり、その詳細は「第3 7（5）②純負債額」に記載される。

持分投資の取得／処分、取得／譲渡現金控除後

2015年においては、株式投資（純額）は722百万ユーロ減少し、586百万ユーロとなった。かかる増加は、主に、当グループのBE ZrtおよびEstagに対する投資の売却に関係している。

2014年において、株式投資（純額）は主に、Dalkiaに関連する事業の完了およびサウスストリームのガスパイプラインに対する当グループの投資の売却に関係している。

金融資産の変動

2015年における金融資産の全体的な変動は、－5,600百万ユーロであり、これは主に流動資産の取得を反映している。

2014年における－294百万ユーロの金融資産の変動は、サウスストリームのガスパイプラインの建設（既に売却済み。）および中国の福州における超々臨界圧石炭火力発電所に対する当グループの投資を反映したものである。

(iii) 財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）

(単位：百万ユーロ)	2015年	2014年	変動	変動率(%)
非支配株主との取引 ⁽¹⁾	64	355	△291	-82.0
親会社の支払配当金	△1,420	△2,327	907	-39.0
非支配株主に対する支払配当金	△326	△229	△97	+42.4
自己株式の買入/売却	△14	2	△16	n.a.
株主とのキャッシュ・フロー	△1,696	△2,199	503	-22.9
借入債務の発行	9,422	6,894	2,528	+36.7
借入債務の返済	△2,336	△7,470	5,134	-68.7
永久劣後債の発行	-	3,970	△3,970	n.a.
永久劣後債の持参人に対する支払額	△591	△388	△203	+52.3
委譲運営資産に対する受取拠出金	152	177	△25	-14.1
投資補助金	623	239	384	n.a.
財務活動によるその他のキャッシュ・フロー	7,270	3,422	3,848	n.a.
財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）	5,574	1,223	4,351	n.a.

n.a. = 該当なし。

(1) 非支配会社の増資および持分の追加取得によるものである。

2015年、財務活動に関連するキャッシュ・フローは、2014年から4,351百万ユーロ増加して、5,574百万ユーロに及ぶ純インフローをもたらした。かかる変動は、主に以下を反映したものである。

- ・借入債務の発行（償還の純額）における7,662百万ユーロの増加。
- ・2014年における永久劣後債の発行（2015年には発行はなかった。）。
- ・2014年と比較した2015年におけるEDFによる現金支払配当金の減少。

② 純負債額

純負債額は、現金および現金同等物ならびに流動性の高い資産を控除した後の借入金ならびに金融負債の合計からなる。流動性の高い資産とは、当初の満期が3か月超で、容易に換金でき、流動性重視の方針に従って運用されるファンドまたは証券からなる金融資産である。これは、RTEへの当グループの貸付金を含有する。

当グループの負債額は、2014年12月31日現在の34,208百万ユーロと比較して2015年12月31日現在は、37,395百万ユーロであった。

当グループの純負債額の変動は、以下のとおりであった。

(単位：百万ユーロ)	2015年	2014年 (再表示後) ⁽¹⁾	変動	変動率(%)
減価償却費および償却費控除前営業利益 (EBITDA)	17,601	17,279	322	+1.9
EBITDAに含まれる非貨幣項目の消去	△1,610	△1,901	291	
金融費用支出（純額）	△1,252	△1,752	500	
法人所得税支払額	△1,508	△2,614	1,106	
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。）	271	679	△408	
営業キャッシュ・フロー⁽²⁾	13,502	11,691	1,811	+15.5
運転資本の変動	132	△1,041	1,173	
純投資 ⁽³⁾	△12,672	△11,887	△785	
純投資後のキャッシュ・フロー	962	△1,237	2,199	
欧州委員会の決定 ⁽⁴⁾	△906	-	△906	
専用資産	217	174	43	
配当前キャッシュ・フロー⁽⁵⁾	273	△1,063	1,336	
現金支払配当金	△2,337	△2,944	607	
当グループのキャッシュ・フロー	△2,064	△4,007	1,943	
永久劣後債の発行	-	3,970	△3,970	
その他貨幣的変動	△278	△44	△234	
純負債額の(増加)/減少（為替レート 変動による影響を除く。）	△2,342	△81	△2,261	
為替レート変動による影響	△951	△990	39	
その他非貨幣的変動による影響	106	296	△190	
純負債額の(増加)/減少	△3,187	△775	△2,412	
期首における純負債額	34,208	33,433		
期末における純負債額	37,395	34,208		

(1) 2014年の数値は、戦略的事業における投資が純投資へ再分類されたことに伴い再表示されている。

(2) 営業キャッシュ・フローはIFRSに定義された財務成績を測定するための総額ではなく、また、他社により同名で発表される指標とは直接比較できないものである。営業活動による資金（FF0）とも認識されているかかる指標は、金融費用支出（純額）および法人所得税支払額を控除後の、経常外効果の影響と関連する調整をした運転資本の変動を除く営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）に相当する。

(3) 純投資は、成長のための営業投資および金融投資の純処分額である。また、純投資には、証券の取得時または処分時に取得もしくは譲渡された純負債、投資補助金受取額、非グループパートナー投資ならびにLinkyプロジェクトおよびそれらの融資のための資産の売却を含む新規開発も含まれる。

(4) 2015年7月22日、欧州委員会は、一般電力網設備の更新のために1987年から1996年の間に設定された引当金の租税措置を欧州連合規則と矛盾する政府補助金に分類する決定を下した（「第3 7（3）①1987年から1996年までの間に設定された一般電力網の更新についての引当金の税務上の取扱いに関する欧州委員会の決定」を参照のこと。）。

(5) 配当前キャッシュ・フローは、IFRSに定義された財務成績を測定するための総額ではなく、また他社により同名で発表される指標と比較できるものではない。この値は、運転資本の変動、純投資（注記(3)）、欧州委員会のフランス一般電力網に関する決定ならびに専用資産への配当純額を控除した後の注記(2)で定義される営業キャッシュ・フローに等しい。

(i) 営業キャッシュ・フロー

2015年の営業キャッシュ・フローは、2014年の11,691百万ユーロと比較して1,811百万ユーロ増加して（+15.5%）、13,502百万ユーロとなった。

かかる変動は、主に以下を反映したものである。

- EBITDAの増加（+322百万ユーロ）および特に2014年度の後半に記録したトレーディング業務に係る有利なポジションの相殺による、EBITDAに含まれる非貨幣項目の消去の減少（2014年の-1,901百万ユーロと比較して2015年は-1,610百万ユーロ）。
- とりわけ2014年1月から6月にかけての借入金の変動金利による2015年通期の影響により説明される金融費用支出（純額）の減少（2014年の1,752百万ユーロと比較して2015年は1,252百万ユーロ）。

- ・主としてフランスにおいて過年度に支払われるべき法人所得税の残高に差異が生じたことに起因する法人所得税の減少（2014年の－2,614百万ユーロと比較して2015年は－1,508百万ユーロ）および課税所得が減少したことに起因する2015年のフランスにおける法人所得税の分割納付前払金の減少。
- これらの増加は、受取配当金の額の減少（－350百万ユーロ）により一部相殺された。これは主として2014年においてCENGから受領した特別配当金（2015年に同様の影響はなかった。）により説明される。

(ii) 運転資本の変動

- 2015年中、運転資本における変動は＋132百万ユーロ増加したが、これは主として以下により説明される。
- ・2012年から2013年の規制販売料金に関連する営業債権の回収（＋775百万ユーロの増加）。
- ・主として棚卸資産および営業債権に係る運転資本改善計画により生じる増加（約＋700百万ユーロ）。
- ・不利な外国為替ならびにフランスおよび英国におけるウランの価格の影響（約－400百万ユーロ）。
- ・CSPEに係る営業債権の増加（－230百万ユーロ）。
- ・フランスの天候の影響（2015年に重大な影響はなかった。）。
- ・その他の営業に係る影響（約－300百万ユーロ）。
- 2015年から2014年の間の運転資本の変動の差異（＋1,173百万ユーロ）は、主として2012年から2013年の規制販売料金に関連する好影響（約＋1.8十億ユーロ）、運転資本改善計画により生じる増加（約－350百万ユーロ）ならびにフランスおよび英国における核燃料の棚卸在庫に係る2015年の不利な価格および不利な外国為替の影響（約－200百万ユーロ）により生じたものである。

(iii) 純投資

純投資は、2014年の11,887百万ユーロから785百万ユーロ増加して（＋6.6%）、2015年は12,672百万ユーロとなった。かかる詳細は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2015年	2014年 ⁽¹⁾	変動	変動率(%)
発電および供給（非規制）業務	5,684	5,574	110	+2.0
電力網業務	2,885	2,722	163	+6.0
島部業務	430	438	△8	-1.8
フランス	8,999	8,734	265	+3.0
英国	1,111	977	134	+13.7
イタリア	585	78	507	n.a.
その他国外	922	488	434	+88.9
国外	2,618	1,543	1,075	+69.7
その他事業	825	1,198	△373	-31.1
新規開発および資産の売却を除く純投資	12,442	11,475	967	+8.4
資産の売却に係る新規開発（純額）	230	412	△182	-44.2
純投資	12,672	11,887	785	+6.6

n.a. = 該当事項なし。

(1) 2014年の数値は、主に英国における原子力施設の新規建設プログラムへの純投資を除き再表示されているが、これらの純投資は現在、新規開発に含まれている。

- フランスにおいて、純投資は、＋265百万ユーロ（＋3%）増加した。
- ・発電および供給（非規制）業務においては、主に原子力発電所の維持管理業務により純投資が増加した（＋110百万ユーロ）。
- ・電力網業務においては、主に2014年後半に開始された投資に対して2015年中に支払いが行われたことにより、純投資が増加した（＋163百万ユーロ）。顧客の接続に関する投資の減少は、電力網のサービス領域における質の改善および電力網強化のための投資が増加したことにより相殺された。
- 国外セグメントにおいて、純投資は、1,075百万ユーロ増加（＋69.7%）した。
- ・英国において、134百万ユーロ、すなわち＋13.7%の増加は、主として不利な外国為替の影響によって説明される。
- ・イタリアにおいて、507百万ユーロの増加は、主として既に開始されている採鉱および生産に係るプロジェクトの進展および2014年における資産の売却（2015年には同様の影響はなかった。）によるものであった。

- ・その他国外セグメントの純投資の増加（＋434百万ユーロ）は、主としてポーランドの石炭燃料発電所およびコジェネレーション発電所を最新の基準に合わせるための投資ならびにEDF Luminusの株式保有の構成の再編に関連するベルギーへの投資によって説明される。

その他事業セグメントにおいては、純投資は373百万ユーロ、すなわち－31.1%減少した。この減少は主として、発電容量の拡大が継続中のEDF Énergies Nouvellesが、特に米国における風力発電所プロジェクトのために多額の投資を必要としていたが、2015年において受取補助金の増加による恩恵を受けたことに起因する。

新規開発および資産の売却は、当グループの新規開発プロジェクトおよびそれらの資金調達を行うための資産の売却に対応していた。これらには、Linky関連の投資も含まれている。2015年および2014年におけるこれらの新規開発は、主として英国の新規原子力発電所への投資ならびにLinkyメーターおよび洋上風力発電所における投資の縮小に関連するものであった。資産の売却は、特に不動産、EDF Tradingによる資産の売却ならびに当グループのEstagおよびBE Zrtに対する投資の売却に関連するものであった。

(iv) フランス一般電力網

2015年7月22日付の欧州委員会による、一般電力網設備の更新のために1987年から1996年の間に設定された引当金に係る租税取扱いを、欧州連合規則と矛盾する政府補助金に分類する旨の決定に従い、EDFは、要求された合計額（委員会により設定された条件に基づき計算された政府補助金の額（889百万ユーロ）およびその利息（494百万ユーロ）を足した額）を返還した。

フランス一般電力網に関連する影響は、合計906百万ユーロであり、以下により構成される。

- ・政府に対する支払いである1,383百万ユーロ。かかる支払いは、RTEから受け取った375百万ユーロの払戻しにより一部相殺された。
- ・課税所得の減少に伴う102百万ユーロの節税額。

(v) 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日付フランス法律第2006-739号に準拠して、EDFは、その長期原子力債務に対応する資金調達を確実に行うため、専用資産のポートフォリオを作成し、その額は2015年12月31日現在合計23,480百万ユーロとなった。

専用資産の変動は、全体的に以下の項目からなる。

- ・債務を完全に填補するための配分。
- ・これらの資産から生じた金融収益（配当および利息）の再投資。
- ・2006年6月28日付法律の適用範囲内である長期原子力債務の適用により当該期間において発生した費用に対応する資産からの引出し。
- ・ポートフォリオの価値が、賄われるべき責任の額を超過した際に、専用資産を管理するガバナンス機関へ提案された、例外的な引出し（かかる引出しは、その組織により認可されなければならない。）。

2015年における217百万ユーロの純変動は、上記の2番目および3番目の項目に対応している。

(vi) 配当前キャッシュ・フロー

2015年の配当前キャッシュ・フローは+273百万ユーロ（2014年は-1,063百万ユーロ）となった。これは主に以下の要因により説明される。

- ・+13,502百万ユーロの営業キャッシュ・フロー。
- ・-12,672百万ユーロの純投資。
- ・-906百万ユーロの影響（純額）のフランス一般電力網に関連する支払い。

2014年からの+1,336百万ユーロの増加は、営業キャッシュ・フローの1,811百万ユーロの増加に主に起因する。しかしながら、かかる影響は2015年におけるフランス一般電力網に関連する支払い（-906百万ユーロ）により減少した。

(vii) 現金支払配当金

2015年の現金支払配当金（-2,337百万ユーロ）は、以下により構成される。

- ・2014年の配当金残高（1,268百万ユーロ）。
- ・2015年の中間配当（152百万ユーロ）。これは、取締役会により2015年11月4日に決定され、2015年12月18日に1株当たり0.57ユーロで支払われた。
- ・2013年1月および2014年1月に行われた「ハイブリッド」債の発行のための永久劣後債の持参人に対する2015年の支払い（591百万ユーロ）。
- ・当グループの子会社による少数株主に対する支払配当金（326百万ユーロ）。

2014年と比較した607百万ユーロの好ましい差額は、主に株主の85.63%に対して株式配当の形で行われた2015年における中間配当の支払いによるものである。

(viii) 当グループのキャッシュ・フロー

配当後キャッシュ・フローは、2014年の-4,007百万ユーロと比較して-2,064百万ユーロとなった。1,943百万ユーロの増加は、主に1,336百万ユーロの配当前キャッシュ・フローの変動および607百万ユーロの現金支払配当金の減少を反映している。

(ix) 為替レートの変動による影響

2015年12月31日現在、外国為替の影響（英ポンドおよび米ドルの対ユーロにおける上昇（2014年12月31日の1.284ユーロ／英ポンドから、2015年12月31日には1.362ユーロ／英ポンドとなり、英ポンドはユーロに対して6.1%上昇した。2014年12月31日の0.824ユーロ／米ドルから、2015年12月31日には0.919ユーロ／米ドルとなり、米ドルはユーロに対して11.5%上昇した。））は、総合的に、-951百万ユーロの不利な影響を当グループの純負債額に与えた。

(6) 市場リスクの管理および統制

① 金融リスクの管理および統制

本項では、戦略的財務管理フレームワークにおいて規定されている当グループの金融リスク（流動性リスク、金利リスク、為替リスクおよび株式リスク）の管理に関する方針および指針ならびにEDFグループによって導入された当グループのカウンターパーティー・リスク管理方針について記載している。これらの指針はEDFおよび事業上の被支配子会社またはERDFのような法律によって独立経営の特別保証を受けていない子会社にのみ適用される。IFRS第7号に従い、以下の段落は、感応度および信用（カウンターパーティー）リスクの分析に基づいた、金融商品から生じるリスクの性質について記載している。

2002年以降、専門組織である、金融リスク管理・投資部門（*Département Contrôle des Risques Financiers et Investissements*またはCRFI）は、戦略的財務管理フレームワーク（2015年7月）の指針の適切な適用を期することによって当グループ・レベルで金融リスク管理を担当している。この部門は、2008年以降、当グループのリスク部門に報告を行っている独立したユニットであり、EDFの事業体および運営上の支配の及ぶグループ子会社（ERDFは除く。）の二次チェック（手順面および組織面）ならびに親会社レベルにおける金融取引担当部署の活動を含む資金調達活動の一次チェックを行うという職務も担っている。

CRFI部門は、EDFの金融取引担当部署の活動に関連するリスク指標に関して日次監視報告書を公表している。

管理が実際に実施されていること、また、その効果を徹底するため、定期的な内部監査が行われている。

(i) 流動性ポジションおよび流動性リスクの管理

(イ) 流動性ポジション

2015年12月31日現在、流動性の高い資産、現金および現金同等物により構成される当グループの流動資産は総額22,323百万ユーロとなり、利用可能な与信枠は11,380百万ユーロであった。

2016年において予定されている当グループの債務返済額（元本および利息）は、社債（ハイブリッド債を除く。）に係る3,751百万ユーロも含めて、2015年12月31日現在、総額12,799百万ユーロとなる見込みである。

2015年12月31日現在、当グループの企業で、借入れについて債務不履行に陥っている企業はなかった。

（ロ）流動性リスクの管理

1996年4月18日、EDFはユーロ・ミディアム・ターム・ノート（「EMTN」プログラム）による債券を発行するためのプログラムを開始した。かかるプログラムは、EDFのEMTNによる債券発行のためのフランス法に準拠したEMTNプログラムが設定された当時から、2009年5月まで定期的に更新された。また、新たなプログラムは定期的に更新されており、かかるプログラムに基づく現在の発行の上限額は45十億ユーロである。

2015年9月25日、台湾市場において、EDFは、総額1,500百万米ドルの30年満期で利率が4.75%固定の優先「フォルモサ債」の発行を行った。

EDFはまた、2015年10月8日に、以下の5つのトランシェによる4,750百万米ドルの優先債の発行を行った。

- ・2.35%固定金利、5年満期、1,500百万米ドル
- ・3.625%固定金利、10年満期、1,250百万米ドル
- ・4.75%固定金利、20年満期、500百万米ドル
- ・4.95%固定金利、30年満期、1,150百万米ドル
- ・5.25%固定金利、40年満期、350百万米ドル

3.625%固定金利、10年満期、1.25十億米ドルのグリーン・ボンドの発行により、EDFは再生可能エネルギーの発展のための投資を継続することができた。かかる運用は、市場のベンチマークである2013年11月のEDFの債券発行構造に基づいており、またグリーン・ボンド原則に沿ったグリーン・ボンド市場の発展およびその成功事例の支援に対するEDFの継続的な取り組みを示している（2015年3月に更新されたグリーン・ボンド原則は、グリーン・ボンド発行のための任意のガイドラインである。かかる原則では、グリーン・ボンド市場の発展および統合促進を目的として、透明性および開示を推奨している。詳細については、<http://www.icmagroup.org/Regulatory-Policy-and-Market-Practice/green-bond-principles>を参照のこと。）。

- ・グリーン・ボンドにより調達された資金は、EDF Énergies Nouvellesにより開発されている再生可能エネルギープロジェクトへの融資のために専ら使用されている。
- ・融資を受けるプロジェクトは、外部の格付機関であるVigeoに承認されたESG基準に基づき、文書化された厳重な手続により選定される（ESG（環境、社会、ガバナンス）基準は、プロジェクトの受入国における人権およびガバナンス、環境に対する影響の管理、従業員の健康および安全の保護、サプライヤーとの信頼関係の強化ならびに現地のステークホルダーとの対話という5つの分野をカバーする。）。
- ・調達された資金は、EDFの現金の受領から適格なグリーン・プロジェクトへの割当てまで、厳格な分離原則の下で管理および監督される。

EDFは、グリーン・ボンドから配分された金額、融資を受けたプロジェクトのポートフォリオおよび関連する環境保全上の利点について定期的に報告する予定である。EDFのコミットメントについてのDeloitte & Associésの声明は、2015年Reference Document (<https://www.edf.fr/en/the-edf-group/dedicated-sections/finance/financial-information/regulated-information/reference-documents>で入手可能)に含まれる。

これらの運用は、当グループの投資戦略に貢献しており、債券の平均満期を延長する方針の一環である。

当グループの借入債務の詳細については、2015年連結財務書類の注記38.2を参照のこと。

当グループの負債の平均満期は、2014年12月31日現在における13.2年に対し、2015年12月31日現在においては13年であった。EDF SAの負債の平均満期は、2014年12月31日現在における14.4年に対し、2015年12月31日現在においては13.9年となった。

2015年12月31日現在、金融負債（利息の支払いを含む。）の残存満期は、IAS第39号に基づいた場合、下記のとおりとなる（値は、2015年12月31日現在の為替レートおよび金利に基づく。）。

2015年12月31日 (単位：百万ユーロ)	負債	ヘッジ手段 ⁽¹⁾		社債に 対する 保証
		金利スワップ	通貨スワップ	
2015年	12,799	△554	11	407
2016年から2019年	23,024	△1,916	38	497
2020年以降	64,176	△3,093	△32	146
合計	99,999	△5,563	17	1,050
債務返済	62,882			

支払利息	37,117

(1) ヘッジ商品のデータは、資産および負債の両方を含む。

EDFグループは保守的な流動性管理によりその資金調達上の要請に対応することができ、満足のいく条件で資金調達を行うことができている。

幅のある特有益な手段が、当グループの流動性リスクを管理するために用いられている。

- ・被支配子会社の現金管理を集中化する当グループのキャッシュ・プーリング・システム。当グループの現金管理の最適化のため、また市場における資金調達条件と同等の条件が保証されるシステムを子会社に提供するため、子会社の現金残高は、利息と引換えにEDF SAが利用できるようにされている。
- ・被支配子会社の資金調達を当グループの現金管理部門レベルで集中化。かかる部門は、子会社に供給するスタンバイ・クレジット・ラインの形で、当グループからもリボルビング・クレジットを付与される可能性のある子会社の運転資本の変動を供給している。EDF SAおよびNatixis Belgique Investissements銀行と共同で設立された投資子会社であるEDF Investissements Groupe (EDF IG) も、EDFグループのフランス国外の事業に対してEDF SAおよびEDF IGが完全に単独で中期および長期的な融資を提供する。各企業は、アームズレングスの市場取引においてかかる子会社が設定されるであろう条件と同等の条件を自らにも設定している。
- ・当グループが利用する資金調達源の積極的な管理および分散化。当グループは、フランスのコマーシャル・ペーパー(*billets de trésorerie*)、米国のコマーシャル・ペーパーおよびユーロ市場のコマーシャル・ペーパーのためのプログラムを通じて、さまざまな市場において短期資金を調達することができる。EDFの場合、これらのプログラムの上限は、フランスのコマーシャル・ペーパーについては6十億ユーロ、米国のコマーシャル・ペーパーについては10十億米ドル、そしてユーロ市場のコマーシャル・ペーパーについては1.5十億ユーロである。

2015年12月31日現在、発行済みのフランスのコマーシャル・ペーパーは3,744百万ユーロで米国のコマーシャル・ペーパーについては3,232百万米ドルであった。ユーロ市場のコマーシャル・ペーパーは発行されていない。EDFは、世界の主要な債券市場に参入している。ユーロ市場（特にユーロ債および英ポンド債）については、現在上限が45十億ユーロのEMTNプログラムで参入しており、フランス国内市場では米ドル建て（144A債券）、円建て（サムライ債）およびスイス・フラン建てのスタンダードアロン発行で参入している。

以下の表は、2015年12月31日現在において、種類別および満期別に650百万ユーロ超または外国通貨で連結財務諸表において報告された発行と同等額となる当グループの借入を記載している。

借入の種類

(各通貨の単位：百万)	発行体	発行日 ⁽¹⁾	満期	額面金額	通貨	利率
ユーロMTN	EDF	2001年10月	2016年10月	1,100	ユーロ	5.50%
債権	EDF	2014年1月	2017年1月	1,000	米ドル	1.15%
ユーロMTN	EDF	2008年2月	2018年2月	1,500	ユーロ	5.00%
債権	EDF	2009年1月	2019年1月	2,000	米ドル	6.50%
債権	EDF	2014年1月	2019年1月	1,250	米ドル	2.15%
債権	EDF	2010年1月	2020年1月	1,400	米ドル	4.60%
債権	EDF	2015年10月	2020年10月	1,500	米ドル	2.35%
ユーロMTN	EDF	2008年5月	2020年5月	1,200	ユーロ	5.38%
ユーロMTN	EDF	2009年1月	2021年1月	2,000	ユーロ	6.25%
ユーロMTN						
(グリーン・ボンド)	EDF	2013年11月	2021年4月	1,400	ユーロ	2.25%
ユーロMTN	EDF	2012年1月	2022年1月	2,000	ユーロ	3.88%
ユーロMTN	EDF	2012年9月	2023年3月	2,000	ユーロ	2.75%
ユーロMTN	EDF	2009年9月	2024年9月	2,500	ユーロ	4.63%
ユーロMTN	EDF	2010年11月	2025年11月	750	ユーロ	4.00%
債権						
(グリーン・ボンド)	EDF	2015年10月	2025年10月	1,250	米ドル	3.63%
ユーロMTN	EDF	2012年3月	2027年3月	1,000	ユーロ	4.13%
ユーロMTN	EDF	2010年4月	2030年4月	1,500	ユーロ	4.63%
ユーロMTN	EDF	2001年7月	2031年7月	650	英ポンド	5.88%
ユーロMTN	EDF	2003年2月	2033年2月	850	ユーロ	5.63%
ユーロMTN	EDF	2009年6月	2034年6月	1,500	英ポンド	6.13%
債権	EDF	2009年1月	2039年1月	1,750	米ドル	6.95%
ユーロMTN	EDF	2010年11月	2040年11月	750	ユーロ	4.50%
ユーロMTN	EDF	2011年10月	2041年10月	1,250	英ポンド	5.50%
債権	EDF	2014年1月	2044年1月	1,000	米ドル	4.88%
債権	EDF	2015年10月	2045年10月	1,500	米ドル	4.75%
債権	EDF	2015年10月	2045年10月	1,150	米ドル	4.95%
ユーロMTN	EDF	2010年9月	2050年9月	1,000	英ポンド	5.13%
債権	EDF	2014年1月	2114年1月	1,350	英ポンド	6.00%

(1) 資金を受領した日。

EDFは、総額9,906百万ユーロの利用可能な与信枠（シンジケート・ローンおよび相対与信限度）を有する。

シンジケート与信枠は、2020年11月までの満期の延長に伴い、4十億ユーロとなった。2015年12月31日現在、シンジケート与信枠からの融資は行われていない。

与信限度額は、利用可能額5,906百万ユーロに相当し、その満期日は2019年11月までに延長された。これらの与信枠のレベルは、当グループが十分な予備の与信枠を確実に有することができるように、定期的に審査される。

2015年12月31日現在、EDFとEuropean Investment Bankとの間の500百万ユーロの与信枠は完全に引き出され、EDFとEuropean Investment Bankとの間の200百万ユーロのその他の与信枠は、同日現在、70百万ユーロが引き出された。

EDF Energyは、完全に引き出された500百万英ポンドの外部与信枠を有している。

2015年12月以降、EDF IGは、新たに1,000百万ユーロのシンジケート与信枠（2020年9月に満期を迎える）を有している。2015年12月31日現在、これらの与信枠からの引出しは、合計488百万ユーロとなった。

2014年11月に、Edisonは複数の銀行に500百万ユーロの融資枠を申し込んだ（満期は2016年11月）。2015年12月31日現在、かかる与信枠からの引出しは行われていない。Edisonはまた、140百万ユーロの外部与信枠を有しており、かかる与信枠からは5百万ユーロが引き出された。

(ii) 格付

2015年12月31日現在、財務格付機関であるスタンダード・アンド・プアーズ、ムーディーズおよびフィッチ・レーティングスは、EDFグループに以下の長期格付および短期格付を割り当てた。

会社	格付機関	長期格付 (LT)		短期格付 (ST)
EDF	スタンダード・アンド・プアーズ	A+	ネガティブな見通し	A-1
	ムーディーズ	A1	ネガティブな見通し	P-1
	フィッチ・レーティングス	A	安定した見通し	F1
EDF Trading	ムーディーズ	Baa1	ネガティブな見通し	n.a.
EDF Energy	スタンダード・アンド・プアーズ	A-	ネガティブな見通し	A-1
Edison	スタンダード・アンド・プアーズ	BBB+	ネガティブな見通し	A-2
	ムーディーズ	Baa3	安定した見通し	n.a.

n.a. = 該当事項なし。

(iii) 為替リスク管理

当グループは、事業および事業地域の多様化により、貸借対照表項目、当グループの金融費用ならびに自己資本および純利益に係る換算差額に影響を与える可能性がある為替レートの変動リスクに晒されている。

当グループは、為替リスクに対するエクスポージャーを制限するために、以下の管理指針を導入した。

- ・現地通貨での資金調達：各事業体は、現地の金融市場の機能に照らして可能な限り、事業資金をその現地の会計通貨で調達する。資金がその他の通貨で調達されるべく契約された場合、為替リスクを制限するためにデリバティブが使用される場合がある。
- ・資産および負債のマッチング：当グループは、ユーロ圏外に所在する子会社の純資産により、為替リスクに晒される。連結貸借対照表において、為替リスクは、取得と負債とを同一の通貨で一致させるか、金融デリバティブを用いて市場でヘッジするかいずれかの方法で管理される。外国通貨建ての純資産のヘッジは、通貨によって（BRLおよびCNYを除いて）ヘッジ比率が41%から73%の範囲にあるリスク／リターン指標に従う。ヘッジ手段がない場合またはヘッジ費用が高額な場合、為替持高のオープン・ポジションに関するリスクは、感応度分析により監視される。
- ・外国通貨建の営業キャッシュ・フローのヘッジ：一般的に、EDFおよびその子会社の営業キャッシュ・フローは、現地通貨建てである。ただし、（主に米ドル建てで行われる）燃料購入に関するキャッシュ・フローおよびさほど多額ではない設備購入に関する特定のキャッシュ・フローはこの限りではない。戦略的財務管理フレームワークの方針の下、EDFおよび為替リスクの影響を受ける主要子会社（EDF Energy、EDF Trading、Edison、EDF Énergies Nouvelles）は、将来におけるこれらの営業キャッシュ・フローに関連して確実に生じるまたは高い可能性で生じるであろうコミットメントをヘッジすることが要求される。

資金調達および為替リスクのヘッジ方針の結果として、2015年12月31日現在の当グループの総負債の通貨別の内訳（ヘッジ後）は、以下のとおりである。

現在の総負債の通貨別構成（ヘッジ前およびヘッジ後）

2015年12月31日 (単位：百万ユーロ)	当初の負債構造	ヘッジ手段の影響 ⁽¹⁾	ヘッジ手段の 影響を反映後の負債 構造	負債の割合(%)
ユーロ	31,731	16,731	48,462	76
米ドル	19,137	△17,250	1,887	3
英ポンド	11,677	382	12,059	19
その他通貨	1,638	137	1,775	3
負債合計	64,183	-	64,183	100

(1) 外国子会社の負債および純資産のヘッジ。

以下の表は、2015年12月31日現在、当グループの総負債における為替レートの変動が与える影響を示している。

当グループの総負債の為替リスク感応度

2015年12月31日 (単位：百万ユーロ)	ユーロ換算された ヘッジ後の負債	為替レートの 不利な変動10%の影響	為替レートの 不利な変動10%後の負債
ユーロ	48,462	-	48,462
米ドル	1,887	188	2,075
英ポンド	12,059	1,206	13,265
その他通貨	1,775	176	1,951
負債合計	64,183	1,570	65,753

当グループの負債に対する為替リスクヘッジの方針により、当グループの支配する会社の損益計算書は、為替リスクにわずかに晒される。

以下の表は、当グループの子会社の外貨建純資産に関する為替持高を示している。

純資産ポジション

2015年12月31日 ⁽¹⁾ (各通貨の単位：百万)	純資産	社債	デリバティブ	管理後の純持高
米ドル	5,268	3,200	△848	2,916
スイス・フラン (スイス)	681	600	△100	181
ハンガリー・フォリント (ハンガリー)	105,289	-	43,000	62,289
ポーランド・ズロチ (ポーランド)	2,892	-	2,085	807
英ポンド (英国)	14,994	5,435	2,158	7,401
ブラジル・レアル (ブラジル)	1,065	-	-	1,065
人民元 (中国)	9,770	-	-	9,770

(1) 最終四半期に行われた重大な調整を含む、2015年12月31日現在の純資産。2015年12月31日現在のデリバティブおよび社債。示された純資産ポジションからは、一定の重要ではないエクスポージャーが除外された。

上記の表は、当グループの外国子会社の外貨建資産であり、資本に計上されたキャッシュ・フロー・ヘッジおよび売却可能金融資産の公正価値の変動ならびに収益に計上された金融商品の公正価値の変動について調整されている。

以下の表は、2015年12月31日現在、当グループの主要子会社の外貨建純資産において、資本に外国為替差損が生じるリスクを示している。これは、ユーロに対する均一為替レートの変動が10%であるという不利な条件を仮定している。純資産は、終値で換算され、その影響は絶対値で報告される。

純資産の為替リスク感応度

(各通貨の単位：百万)	2015年12月31日 ⁽¹⁾			2014年12月31日		
	通貨別の管理 後の純資産	ユーロ換算さ れた管理後の 純資産	為替レート変 動10%の影響	通貨別の管理 後の純資産	ユーロ換算さ れた管理後の 純資産	為替レート変 動10%の影響
米ドル	2,916	2,678	268	2,241	1,845	185
スイス・フラン (スイス)	181	167	17	420	349	35
ハンガリー・フォリント (ハンガリー)	62,289	197	20	7,480	24	2
ポーランド・ズロチ (ポーランド)	807	189	19	1,967	460	46
英ポンド (英国)	7,401	10,084	1,008	6,390	8,204	820
ブラジル・リアル (ブラジル)	1,065	247	25	833	259	3
人民元 (中国)	9,770	1,384	138	8,007	1,063	106

(1) 2015年9月30日現在の純資産。

売却可能有価証券に関する為替リスクは、主にEDFの専用資産ポートフォリオに集中している（「第3 7（6）①（vi）EDFの専用資産ポートフォリオに対する金融リスクの管理」を参照。）。

外貨建ての短期投資および営業負債に関する為替リスクは、2015年12月31日現在、当グループに依然として限定的なものであった。

(iv) 金利リスクの管理

金利の変動に対する当グループの純負債額のエクスポージャーとして、2種類のリスクがある。1つは、変動金利金融資産および負債の純金融費用が変動するリスクであり、もう1つは、固定金利で投資された金融資産の価値が変動するリスクである。これらのリスクは、純負債額の変動金利部分の監督により管理され、金利の期待変動を考慮し、純金融支出に対するリスク／リターンを参照して定義される。

一部の負債は変動的であり、当グループは、ヘッジ目的で金利デリバティブを使用することができる。固定金利および変動金利のエクスポージャーの分配は、測定される。

2015年12月31日現在、当グループの負債の内訳（ヘッジ手段の後）は、54.09%が固定金利で、45.91%が変動金利であった。

2015年12月31日現在、ヘッジされた変動金利の総負債を基準とすると、金利が年間一律1%上昇することにより、金融費用が約296百万ユーロ増加すると予測される。

2015年末の当グループの負債の平均費用（残高の加重金利）は、2.92%であった。

以下の表は、2015年12月31日現在、当グループの負債の内訳および金利の1%変動の影響を示している。金利変動の影響は、2014年と比較して、73百万ユーロ増加した。

当グループの負債の内訳および金利感応度

2015年12月31日 (単位：百万ユーロ)	当初の負債構造	ヘッジ手段の影響	ヘッジ手段の 影響を反映後の負債構造	金利変動1%の 利益への影響
固定金利	56,840	△22,261	34,579	-
変動金利	7,343	22,261	29,604	296
合計	64,183	-	64,183	296

固定金利負債の金利変動は、会計に影響を及ぼすものではない。

金融資産に関して、以下の表は、EDFが保有する変動金利債券および変動金利譲渡可能債券の金利リスクならびに金利リスクへの感応度（純利益への影響）を示している。

変動利付債券の金利リスク感応度

2015年12月31日 (単位：百万ユーロ)	価値	金利変動1%の利益への影響	金利変動1%後の価値
変動金利債券	1,824	△18	1,806

(v) 株式リスク管理

株式リスクは、以下の分野に集中している。

EDFの原子力債務の填補

株式リスクの分析は、「第3 7 (6) ① (vi) EDFの専用資産ポートフォリオに対する金融リスクの管理」に記載されている。

EDF SA、EDF EnergyおよびBritish Energyの従業員給付義務の履行

EDFの従業員給付引当金に充てられた資産の一部は、国際株式市場および欧州株式市場において投資されている。したがって、市場動向がこれらの資産の価値に影響を与え、株価が下落することにより、貸借対照表上の引当金が増加する。

2015年12月31日現在、EDFの従業員給付引当金に充てられた資金の29.5%（株式の3.1十億ユーロ）が、株式に投資された。

2015年12月31日現在、EDF Energyが設立した2つの年金ファンド（EDF Energy Pension SchemeおよびEDF Energy Group Electricity Supply Pension Scheme）が、36.2%を上限として株式および株式ファンドに投資された。これは、438百万英ポンド分の株式に相当する。

2015年12月31日現在、British Energyの年金ファンドは、33.9%を上限として株式および株式ファンドに投資された。これは、1,707百万英ポンド分の株式に相当する。

CENGファンド

CENGは、原子力発電所の廃炉および従業員給付引当金のために設定されたファンドの管理において、自己資本のリスクに晒されている。

EDFの長期現金管理

EDFは、その長期現金管理方針の一環として、株式に相関性のある投資の割合を減少させる戦略を、引き続き行っており、その結果、2015年12月31日現在、同投資の割合は、1百万ユーロを優に下回る重要ではないポジションとなった。

直接投資

2015年12月31日現在、AREVAに対するEDFの投資額は46.5百万ユーロとなり、そのボラティリティは36.0%（3年間で観測された月次利益の年間ボラティリティ）と見積られた。

(vi) EDFの専用資産ポートフォリオに対する金融リスクの管理

EDFは、長期的な原子力費用の財源確保のため、1999年以来、漸次、専用資産を形成してきた。2006年6月28日付法律およびその施行規則により運転サイクルに関連しない引当金が定義され、したがって、かかる引当金は専用資産により賄われなければならない（2015年12月31日現在の連結財務書類の注記47「EDFの専用資産」に記載される。）。

かかる専用資産ポートフォリオについては、取締役会ならびにその助言委員会（原子力監視委員会および監査委員会）の監視の下、運用されている。

原子力監視委員会（CSEN）は、2007年にEDFの取締役会により設立された専門委員会である。

原子力財務専門委員会（CEFEN）は、資産および負債のマッチングならびに資産運用に関する問題について、当社およびその経営陣を補佐することを目的としている。この委員会の委員は、EDFからは独立した立場にある。かかる委員には、特に、資産および負債の管理、金融経済研究および資産運用の分野において、技能と幅広い経験を有する人材が選定されている。

ガバナンスおよび管理原則

EDFの取締役会によりその正当性が立証されるガバナンスの指針は、専用資産に関する構造、意思決定および運営の管理過程について規定している。また、かかる方針は資産ポートフォリオの仕組み、財務管理者の選定ならびにファンドの法制、会計制度および税制についての原則についても定めている。

戦略的資産配分は、長期原子力費用の資金調達に最も適しているターゲット・ポートフォリオを特定するために行われる資産および負債の精査に基づいている。戦略的配分は、EDFの取締役会により承認され、必要がない限り、原則として3年ごとに見直される。2013年以降、対象の配分は金融ポートフォリオおよび非上場資産の約4分の1で構成される。非上場資産はEDF Invest（2013年7月24日付命令に従い2013年7月に設立された。）により管理され、インフラ、不動産および投資ファンドにより構成される。

金融ポートフォリオには、主に2つのサブポートフォリオ、すなわち「株式」および「債券」が含まれており、さらにこれらのサブポートフォリオはそれぞれ特定の市場に対応する「2次資産区分」または「独立区分」に分類される。金融ポートフォリオの戦略的配分は、その49%が外国株式、51%が債券であった。実績の監視および金融ポートフォリオのリスク管理のために、ベンチマーク指標が設定されている。かかるベンチマーク指標は、株式サブポートフォリオについてはユーロ換算でヘッジ後の50% MSCI World AC DN(新興国の通貨を除く。)、債券サブポートフォリオに対しては、Citigroup EGBI（60%）およびCitigroup EuroBIG（社債）（40%）である。

3つ目の「現金」サブポートフォリオは、填補する資産の目的に関連する支出の填補を確保するために存在し、特に、慎重なアプローチを要する市場危機の際に戦略的に強化することができる。

2013年2月13日に、CSPE債権は専用資産へ配分された。

金融ポートフォリオの戦術的管理は、以下の複数の分野に焦点をあてている。

- ・「株式」および「債券」のサブポートフォリオの間で生じるエクスポージャーの監視。
- ・各サブポートフォリオ内における「2次資産区分」による割当て。
- ・多様化を目的とする投資ファンドの選定。
 - －種類別（成長株、非上場有価証券およびハイリターン株）
 - －資本別（主要株、中型株および小型株）
 - －投資プロセス別（マクロ経済および分野別アプローチならびに「株式数」ベースでの株式の選定等）
 - －投資媒体別（投資比率の上限に従う）
- ・債券については、選定された証券を直接保有、仲介業者を通じての保有または多様化を考慮した投資ファンドを通じての保有。
 - －発行の種類別（確定利付債、インデックス型債券）
 - －証券の種類別（国債または国債機関債、担保付社債および類似の社債）
 - －発行者別および満期日別

金融ポートフォリオのための配分方針は、各々の市場および地域に関する経済および財政的な見通し、異なる市場および市場セグメントにおける市場評価の見直し、ならびにCRFI部門により作成されたリスク分析に基づき、運用管理委員会（専用資産の運用に関して査定、協議および運用上の意思決定を行う常設の内部委員会）により構築された。

規則の変更

2015年3月24日付決定には専用資産について2つの新たな方法が含まれている。

- ・実現可能価額が関連する引当金の額の110%を下回っている限り、専用資産への年間の引当金および引当金に対する純増は正またはゼロでなければならない。
- ・一定の条件に従って、原子力施設の事業者が所有する不動産は当該引当金の補填に割り当てることができる。

2015年におけるポートフォリオの変動

2015年、EDF Investは、他の長期インフラ投資家2社は、マドリード地域の規制ガス配電事業者である、Madrileña Red de Gas (MRG) における少数株主持分の取得を完了した。

また、EDF InvestおよびArdianは、同等の株式を有するコンソーシアムを通じて、Totalグループから、フランスのマノスクに拠点を置く炭化水素備蓄会社であるGéoselの投資の50%超を取得した。

かかる両投資(「第3 7 (3) ④ (i) (ii) EDF InvestがMadrileña Red de Gasの取得を最終決定」および「第3 7 (3) ④ (i) (ホ) ArdianおよびEDF Investが、TotalからGéoselにおける持分の過半数を取得するための確定的な契約を締結」を参照のこと。)は、RTE、TIGF、PorterbrookとともにEDF Investmentの「インフラ」ポケットに配分される。

EDF Investはまた、一年を通して不動産および投資ファンドポートフォリオの強化を継続している。

AmundiおよびEDF Investのイニシアチブにより2014年後半に創設された非排他的な不動産投資ファンドは、2015年中、ドイツにおける2番目の不動産投資を行った。

EDF Investはまた、2015年9月においてNexityと、Smart Side officeおよび「cumpus」サービスのオフプラン購入のための契約を締結した。かかる開発は、パリの端に所在するサントゥアンおよびクリシーに拠点を置く予定であり、またパリ第17区向けの開発となる予定である。

金融ポートフォリオにおける変動は、以下の「EDFの専用資産ポートフォリオの内容および実績」において記載される。CSPE債権は、(1.72%の金利が生じる)金融債権である。かかる債権は、2020年末までに延長された改訂版のスケジュールの下で返済される予定であり、これは2016年1月26日付の政府書簡に記載された決定において述べられている。また、かかる書簡において、政府は推定644百万ユーロと推定され、改訂版の返済スケジュールに含まれる2013年から2015年の間に生じた不足額を認め、専用資産への配分を承認した。

2015年における専用資産への配分は、38百万ユーロであり、かかる配分は主として下半期中にEDF SAにより所有された株式への配分により生じたものであった(2014年においては専用資産への配分は行われていない。)。2015年3月24日付命令に従い、専用資産への配分により相殺されなければならない引当金が増加したため(2015年中は1,010百万ユーロに達した。)、2015年12月31日現在、972百万ユーロの専用資産への配分はまだ行われていない。これらの配分は、かかる日付から最大で3年以内に行われなければならない。

2015年に発生した廃炉費用に関連する支出は、専用資産ポートフォリオにより賄われ、その額は2014年の403百万ユーロと比較して、378百万ユーロとなった。

EDFの専用資産ポートフォリオの内容および実績

ポートフォリオの内訳

	2015年12月31日	2014年12月31日
株式サブポートフォリオ	31.1%	32.9%
債券サブポートフォリオ	28.5%	27.9%
現金サブポートフォリオ	1.2%	2.8%
資金調達後のCSPE	22.3%	22.3%
非上場資産 (EDF Invest)	16.9%	14.2%
合計	100%	100%

2015年12月31日現在、ポートフォリオの価値の総額は、2014年の23,033百万ユーロに対し、23,480百万ユーロとなった。
また、金融ポートフォリオの内容については、2015年の連結財務書類の注記47においても詳述されている。

2007年2月23日付命令第2007-243号の第4条の分類に基づくポートフォリオの内容

種類 (単位:百万ユーロ)	2015年12月31日		2014年12月31日	
	帳簿価額	実現可能価額	帳簿価額	実現可能価額
OECD加盟国の国債およびその類似債券	3,486	3,784	3,332	3,627
OECD加盟国の企業(非政府)債	595	630	901	968
上記2つの項目に投資を行うファンド	2,701	2,840	2,300	2,483
認可を受けた市場において取引される株式	-	-	-	-
OECD加盟国が発行した債券以外にも投資を行うファンド	5,643	7,019	5,891	7,578
貸付金、預金およびその類似債権物	7	7	△23	△23
金融商品ポートフォリオ合計	12,432	14,280	12,401	14,633
RTE (当グループの投資の50%)	2,015	2,580	2,015	2,555
その他非上場有価証券および不動産資産	1,249	1,395	604	709
EDF INVEST合計	3,264	3,975	2,619	3,264
資金調達後のCSPE	5,225	5,225	5,136	5,136
専用資産合計	20,921	23,480	20,156	23,033

EDFの専用資産ポートフォリオの実績

下記の表は、2015年12月31日現在および2014年12月31日現在のポートフォリオによる実績を示している。

(単位:百万ユーロ)	2015年12月31日 株式市場価額 または 実現可能価額	2015年の実績		2014年12月31日 株式市場価額 または 実現可能価額	2014年の実績	
		ポートフォリオ	ベンチマーク 指標 ⁽¹⁾		ポートフォリオ	ベンチマーク 指標 ⁽¹⁾
株式サブポートフォリオ	7,304	6.1%	4.9%	7,574	11.8%	14.1%
債券サブポートフォリオ	6,694	1.3%	0.8%	6,419	9.9%	11.2%
金融ポートフォリオ合計	13,998	3.5%	3.0%	13,993	10.7%	12.6%
現金サブポートフォリオ	282	0.4%	-0.1%	640	0.7%	0.1%
金融および現金ポートフォリオ合計	14,280	3.5%	3.0%	14,633	10.3%	12.6%
資金調達後のCSPE	5,225	1.7%	-	5,136	1.7%	-
EDF INVEST⁽²⁾	3,975	5.3%	-	3,264	8.4%	-
RTE株式を含む	2,580	4.6%	-	2,555	4.4%	-
専用資産合計	23,480	3.5%	-	23,033	7.9%	-

(1) ベンチマーク指標: 株式サブポートフォリオについてはユーロ換算で50%ヘッジ後のMSCI World AC DN (新興国の通貨を除く。)、債券サブポートフォリオについてはCitigroup EGBI (60%) およびCitigroup EuroBIG (社債) (40%) の指標により構成され、現金サブポートフォリオについてはEonia Capitalisé、金融ポートフォリオ全体については株価指数の49%および債券指数の+51%の合計を採用している。

(2) 年度初め現在の保有資産に関するパフォーマンス。RTE株式は、連結財務書類上は自己資本価額として含まれている(専用資産ポートフォリオの配当の範囲内。)。すなわち、RTE株式は公正価値に評価の調整がなされていない。長期の原子力引当金以上でなければならない専用資産の規制実現可能価額の計算に関し、命令第2007-243号第16条に従い、特定の投資価額を制限することにより、当該規制実現可能価額は、EDF Investの資産に関しては3,887百万ユーロ、すべての専用資産に関しては合計23,392百万ユーロまで減少した。

2015年において、石油価格の継続的な下落(かかる下落は年末にさらに加速した。)、先進国と新興国の間における二分の拡大および主要国における金融政策の多様な発展という3つの大きな出来事があった。

上半期に約30%回復した後に、石油価格は再び劇的に下落し、1バレル当たりの価格は半減した。これにより、消費者へのポジティブな影響についてはさらなる拡大が維持された一方で、コモディティを生産する新興国に対しては大きな影響が生じた。成長率については、欧州および新興国を含めて十分なものであったが、かかる「石油」価格パターンは先進国との経済格差の増大に確実に寄与した。かかる状況は、ブラジルおよびロシアにおいて特に懸念されたが、中国において特に生じ、中国人民銀行による人民元ドル為替の変動幅を拡大する決定は、株式市場における夏季の株価の著しい反落の主な要因となった。当該年度末現在、下落を続ける石油価格および中国の政策に対する不安は再び市場に影響を及ぼしている。連邦準備金の金利のここ10年超の間における初の増加が、激しく不安定な情勢にさらに影響を与え、投資家は、これらの懸念を払拭するのに十分なECBによるさらなる金融緩和政策を考慮しなかった。フランスにおけるテロリストの襲撃、中東における連携が不十分な国際的介入、イランとサウジアラビアの対立などに伴い、地政学的な環境は、不安定さの別の要因となった。

ユーロ圏においては、ギリシャにおける夏季の重大な危機の後には、緊張が緩和し始めたように思われる。イベリア半島における脆弱な政治的状況は依然として市場に注視されているが、とりわけ、ECBによる量的緩和政策の採用は、周辺スプレッドを低い水準で安定させることを強く支えた。

これらの出来事は、慎重だが適度な米ドルに対するユーロの切下げという結果を導いた。

かかる背景に反して、比較的不安定な年の後、株式市場は1年を通して上昇した。世界的な株式市場（新興国の通貨を除く、ユーロ換算で50%ヘッジ後のMSCI World AC DN指数）は、4.9%上昇した。欧州債券指数（Citigroup EGBI（60%）ならびにCitigroup EuroBIG（社債）（40%））は、0.8%上昇した。かかる増加は、利率が最終的に全体でわずかに動いたため、債権の利率と近いものとなった。年度初めの著しい減少および第2四半期の力強い回復の後、下半期において、利率はその当初の水準に近い値で安定した。

かかる市場環境において、金融ポートフォリオのパフォーマンスは好調で、+3.5%となり、+3.0%の上昇となった複合ベンチマークと比較されるべきである。夏季から継続している見通しの不透明さを前提として、下半期において債権／株式の配分はニュートラルを維持した。しかしながら、北米および新興国よりも欧州および日本を特に優先する地理的な配分は継続した。+50ベース・ポイントの差異は、主として欧州および北米の好調かつ積極的な管理業績ならびに外国為替エクスポージャー（すなわち、年初におけるスイス・フランおよび英ポンドに対するオーバーウェイトならびに年末の日本円に対するオーバーウェイト）により説明される。債権においては、感応度管理および与信管理により利益が生じる結果となった。

2015年に、専用資産の税引き後の全体パフォーマンス（引当金および純利益に対する影響。）は、+516百万ユーロとなった。かかる内訳は、金融ポートフォリオおよび現金が+309百万ユーロ（税引前は+506百万ユーロ）、資金調達後のCSPE債権が+53百万ユーロ（税引前は+86百万ユーロ）、EDF Investが+153百万ユーロが専用資産であった（専用資産に割り当てられる+113百万ユーロのRTE株式を含む。）。

専用資産のリスクへのエクスポージャー

EDFは、専用資産ポートフォリオを通じて、株式リスク、金利リスクおよび為替リスクに晒されている。

2015年12月31日現在、EDFの専用資産ポートフォリオにおける株式サブポートフォリオの市場価額は、7,304百万ユーロとなった。株式サブポートフォリオのボラティリティは、ベンチマーク指標のボラティリティ（2015年12月31日現在、52週間分の実績に基づき、15.5%であり、2014年12月31日現在は12.4%であった。）を通じて試算することができる。かかるボラティリティを同日における株式の市場価額に適用した場合、当グループは、専用資産の株式部分の年間ボラティリティが1,132百万ユーロになると推定している。当該ボラティリティは、往々にして当グループの株式に影響を与える。

2015年12月31日現在、債券サブポートフォリオ（6,694百万ユーロ）の感応度は、5.52となり、利率が一貫して100ベース・ポイント上昇した場合、連結自己資本に計上される市場価額が369百万ユーロ減少することとなった。2014年末現在の感応度は、5.38であった。債券サブポートフォリオの感応度は、2014年より高かったが、ベンチマーク指標（6.19）の感応度を下回ったままであった。

(vii) カウンターパーティー／信用リスクの管理

カウンターパーティー・リスクとは、契約相手方が債務不履行に陥り、約定債務の履行を怠った場合に、EDFグループがその事業および市場取引において負うこととなる損失の合計額を意味する。

当グループは、カウンターパーティー・リスク管理方針を掲げており、それは親会社および運営上の支配の及ぶすべての子会社に適用される。かかる方針は、2014年9月に更新されかかる種類のリスクの監視とともに、その管理ならびにカウンターパーティー・リスク管理の構成および監視（制限およびグループ指標の策定を含む。）を開始した。かかる方針は、毎月更新される金融およびエネルギー事業における当グループのエクスポージャーが連結され、その他の事業については四半期ごとに連結される。また、CRFI部門は、当グループのカウンターパーティーに対する監視（日々の警戒態勢の見直し、特定の契約相手方に対する特別警戒基準の策定）を厳重にする。

下記の表は、格付により、EDFグループのカウンターパーティー・リスクへの連結エクスポージャーを示している。2015年9月30日現在、当グループのエクスポージャーの86%が「投資適格」カウンターパーティーに関連するものであった。これは主に短期投資の大部分が低リスク資産に分類されるとともに、現金および資産管理事業により生じたエクスポージャーが優勢であったことに起因する。

	AAA	AA	A	BBB	BB	B	CCC/C	格付なし	合計
2015年3月31日	2%	20%	41%	22%	4%	1%	0%	10%	100%
2015年9月30日	2%	19%	37%	21%	11%	1%	0%	9%	100%

事業の性質によるカウンターパーティー・リスクへのエクスポージャーは、以下のとおり分布している。

	購入	保険	配電および販売	現金および資産管理	燃料購入および電力取引	合計
2015年3月31日	6%	1%	8%	74%	11%	100%
2015年9月30日	11%	1%	8%	70%	10%	100%

電力取引事業におけるエクスポージャーは、EDF Tradingレベルに集中しており、各契約相手方には、その財政上の頑強さに応じた限度が指定されている。一連の手法（主にポジション・ネットリング契約、現金担保契約および銀行または関連会社の保証の導入）は、EDF Tradingにおけるカウンターパーティー・リスクを軽減するために使われる。

EDFの金融取引担当部署の契約相手方に対して、CRFI部門は、契約相手方の承認手続を明確にする枠組みおよび割当制限の計算に対する方法論を策定した。エクスポージャーのレベルは、随時助言を受け、日々体系的に監視される。制限の適切性については、契約相手方に影響する警告または不利な展開が生じた場合には遅滞なく再検討される。

ユーロ圏の状況が依然として不安定であることから、EDFは周縁国における現金投資に関して、慎重な投資方針を引き続き適用している。専用資産を除き、ソブリン債の購入は、最大満期が3年であるイタリアおよびスペインの債券に限定（ポルトガル、ギリシャ、キプロス等の債券保有はなし）されている。「投資適格」銀行の取引の相手方の債券のみが一定限度の額および満期の限度で、保有が認められている。

② エネルギー市場リスクの管理および統制**(i) エネルギー市場リスクの管理および統制の枠組み**

最終顧客市場の開放ならびに卸売市場および国際的場面における発展の維持において、また国際的に、EDFグループは、財務実績に重大な影響を与える可能性のあるエネルギー市場において価格変動のリスクに晒されている。

したがって、当グループは、EDFおよびEDFの運営上の支配の及ぶ事業体に適用されるすべてのエネルギー商品に対する「エネルギー市場」リスク方針を設定している。

この方針は、以下を目的としている。

- ・当グループの様々な事業体のそれぞれの資産ポートフォリオの管理事業（発電、最適化および売却、ならびにEDF Tradingとの取引）およびエネルギー市場におけるリスクの管理について一般的な枠組みを規定すること
- ・資産管理者およびトレーダーの責任ならびに活動の管理に関する様々なレベルを規定すること
- ・当グループの財政的責任と一貫した、調和のとれたグループ全体のヘッジ方針を実施すること
- ・構造的エネルギー関連市場において、EDFが支配する様々な事業体のエクスポージャーを経営上で集約すること

Dalkia、EDF Énergies NouvellesおよびEdisonにおいて、エネルギー市場リスク方針の原則の適用の展開が継続されている。これらの事業体は、当グループの執行委員会（Comex）およびそれぞれの取締役会により承認されたリスク管理の枠組みの下で管理されている。

EDFの運営上の支配が及ばない事業体のリスク管理の枠組みは、統治機関によりレビューされる。

(ii) リスク統制の構成

当グループの運営上の支配が及ぶ事業体のエネルギー市場リスクの統制は、以下の手続に基づいている。

- ・管理責任とリスク統制責任とを明確に分離するガバナンスおよび市場リスク・エクスポージャー測定システム
- ・ヘッジ戦略の策定および関連するリスク限度の設定により、各事業体に明白に委任。これにより、Comexは、財務目的に沿った当グループの年間のリスクのプロファイルの設定および監視を行うことができ、市場展望（通常は3年）において、エネルギー市場リスクの運営管理を指示することができる。

発電事業、供給事業およびトレーディング業務内で行われた決定の強力な相互作用を前提として、このプロセスは、当グループの経営陣が関与し、また、リスク限度を超えた場合の警告通知手続を組み込んだリスク指標および測定システムに基づいている。

運営上の支配の及ぶ事業体を通じて、当グループのエネルギー市場リスクに対するエクスポージャーは、四半期ごとにComexに報告される。統制プロセスは、定期的に再評価され、監査される。

(iii) エネルギー市場リスクの運営管理および統制の運営原則

エネルギー市場リスクの運営管理および統制の方針は、運営上の支配の及ぶ当グループの事業体のエネルギー市場リスクの管理責任の明確化ならびに資産（発電および供給）管理および取引の識別に基づく。

発電資産および供給資産の管理者は、財務実績の変動性に対するエネルギー市場リスクの影響を最少化するリスク管理戦略の実施の責任を有する（これらのヘッジの会計分類は2015年の連結財務書類の注記41に詳述されている。）。しかしながら、流動性もしくは市場の厚みの欠如または供給量の不安定性といった要因により市場でヘッジできないリスクは引き続き残されている。

当グループの運営上の支配の及ぶ事業体のエネルギー市場におけるポジションは、主には、当グループの商事会社であるEDF Tradingにより取られており、同社は、その他の当グループの事業体のためおよび当グループの産業資産に関連する自己の取引事業目的のため、市場で事業を行っている。その結果、EDF Tradingは、特に商事会社の欧州規則における厳格なガバナンスおよび統制の枠組みに服する。

EDF Tradingは、規制市場またはOTC市場で、先物、先渡、スワップおよびオプション（当グループのレベルで適用される会計分類とは無関係である。）等のデリバティブを取引する。エネルギー市場におけるそのエクスポージャーは、子会社の経営陣およびグループ・レベルでエネルギー市場リスク管理を担当する部門による日々の上限管理により監視されて、厳しく統制されている。また、自動的警告通知手続が、リスク制限（バリュア・アット・リスク制限）または損失制限（ストップ・ロス制限）に違反したことを、EDF Tradingの取締役会の構成員に通知するために存在する。バリュア・アット・リスク（VaR）は、所与の期間および所与の信頼期間における市場の不利な動向に際するポートフォリオに関する潜在的な市場価値の最大損失を統計的に測定する指標である（EDF Tradingは、「モンテカルロ手法」によりVaRを評価し、かかる手法は、直近の40取引日にわたって観測された市場価額に使用して測定されたボラティリティおよび過去の相互関係を参照する。VaR制限は、EDF Tradingのポートフォリオの合計に適用される。）ストップ・ロス制限は、3か月間にわたる損失の最大レベルを設定することにより、取引事業の許容可能なリスクを規定する。かかる制限を超過する場合、EDF Tradingの取締役会は、一定の相殺取引を含む適切な措置を講じる。

2015年、市場におけるEDF Tradingのコミットメントは、1日当たり36百万ユーロのVaR制限（1日当たりの信頼区間は97.5%）および180百万ユーロ（VaRの5倍、すなわち180百万ユーロ）のストップ・ロス制限に服するというものであった。VaRおよびストップ・ロス制限は、2015年において超過されたことはなく、EDF Tradingのリスクは、終始EDFからの指示の範囲内に留まっていた。ストップ・ロスは、その導入以来、一度も超過されたことはない。

Edisonでは、事業上の目的から、資産および契約のポートフォリオ（産業ポートフォリオ）全体および当社独自の目的に係る取引事業に関連する資産および契約（取引ポートフォリオ）に基づいて正味エクスポージャー（正味エクスポージャーは、様々な技術を垂直的および水平的に統合したあらゆる自然なヘッジ・オプション使用後の未解決のエクスポージャーである。）を計算する。プロフィット・アット・リスク（PaR）（プロフィット・アット・リスクまたはPaRは、所与の期間および所与の信頼区間の割当量と比較した、市場の不利な動向に関連する、差異の潜在的な最大減少額を統計的に測定する指標である。）として示される市場における経済資本のレベルは、この正味エクスポージャーを使って決定される。

当グループのコモディティの公正価値ヘッジの分析は、2015年の連結財務書類の注記41.5を参照。当グループがヘッジとして分類していないコモディティ・デリバティブの詳細は、同連結財務書類の注記42.3を参照。

③ 保険により管理可能なリスクの管理

EDFグループは、広範囲に及ぶ保険プログラムを有しており、EDF SAおよび編入されることにより支配の及ぶ子会社に適用されている。補償範囲、除外事項、控除免責金額、制限は、各事業およびこれらの子会社の特異性に適合している。

主な保険プログラムの補償範囲は以下のとおりである。

- ・当グループの財産への従来型の損害：EDFは、エネルギー事業者向けの国際相互保会社であるOIL (*Oil Insurance Limited*) のメンバーである。追加保険は、EDFの専属保険子会社のWagram Insurance Company Ltd. (EDFの完全子会社であるアイルランドの保険会社)、その他の保険会社および再保険会社から提供される。
- ・EDFグループの原子力施設に対する損害：OILのメンバーとしてEDFが享受する補償範囲に加え、フランスにおけるEDFの原子力施設および英国におけるEDF Energyの原子力施設への外的損害（原子力事故に付随するものを含む。）ならびに汚染浄化費用は、フランスの原子力共同基金（Assuratome）、英国の原子力基金であるNational Risk Insurers (NRI)、European Mutual Association for Nuclear Insurance (EMANI) および保険会社のNorthcourtを含む保険契約により補償される。CENGの米国における事業の運営に関連して、EDF Inc.はNEIL (*Nuclear Electric Insurance Limited*) のメンバーである。
- ・輸送された商品に対する損害
- ・原子力事業者の民事責任：EDFは、現在、1968年10月31日付法律第68-943号（1990年6月16日付法律第90-488号により改正。）に従って保険契約に加入している。かかる法律は、パリ条約によって原子力発電事業者に課された民事責任に関する義務を解釈したものである。かかる義務により要求される財源の利用可能性を保証するために、EDFは保険会社であるAGCS（旧社名はAllianz）および相互保険会社であるEuropean Liability Insurance for the Nuclear Industry (ELINI) と保険契約を締結した。

現場事故については、補償総額は原子力事故1件につき91.5百万ユーロであり、3年間で各現場において最大2回まで利用できる。適用ある法令に従い、保険契約には、超過分は含まれていない。しかしながら、Océane Re（当グループの再保険会社）は、上記の会社と締結した再保険契約によりこのリスクを分担している。

責任の範囲を拡大することなく、原子力事故が発生した際の補償額の上限を引き上げる旨（施設における事故に対して700百万ユーロ、リスクの低い施設における事故に対して70百万ユーロおよび輸送中の事故に対して80百万ユーロの引上げ。）のグリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律に従い、91.5百万ユーロの補償額は、2016年2月18日から700百万ユーロに引き上げられた。

その結果、EDFは適切な補償の設定および関連するクレーム管理を行うため、2015年8月に入札を募った。

EDF Energyが原子力発電所を操業している英国では、原子力施設の事業者に対して適用される責任制度がフランスの制度と類似している。EDF Energyは、140百万英ポンドを上限額とした保険に加入しており、かかる金額は、英国における原子力発電所の事業者に適用される民事責任限度額である。2014年1月1日以降、かかる保険は欧州の相互保険会社であるELINIおよびWagram Insurance Company Ltd.により提供されている。Océane Reは、Wagram Insurance Company Ltd.の利益のために発行される再保険契約を通して、このリスクに関係している。

米国では、プライス・アンダーソン法で定められた特別な制度が、主要な原子力事故が生じた場合に適用される（300百万米ドル超）。

- ・一般の民事責任：このプログラムは、第三者に生じたEDFグループの事業特有のリスク（原子力によるものを除く。）により起こり得る財務上の損害に対して当グループを保険の対象とする。
- ・取締役および執行役員に対する民事責任：EDFの保険契約は、当グループのマネージャーおよび主要な執行役員が個人または共同のいずれかによる、職務過程において証明されたまたは申し立てられた違法行為に対して、第三者の請求により生じた訴訟費用およびその他の財務的な影響を保険の対象とする。
- ・建設リスク：建設リスクについては、EDFは特定の労働現場のリスク（一般の労働現場リスクおよび一般の組立リスク）を補償する保険契約に加入している。これらの保険契約は、当グループのプログラムの一環ではないが、フラマンビルEPR、コンバインド・サイクル発電所、ダム、燃焼タービン等の建設のような主要なプロジェクトに関してはその都度加入している。かかる補償額は、EDFの財務書類では投資として計上されている。
- ・探鉱および生産：Edisonは、2.2十億ユーロに相当する、陸上および洋上の損害および民事責任に対する保険を提供する特定の保険方針を有していた。EDFのOILのメンバーとしての利益を最大限活用することで、Edisonは2013年1月1日以降、新しく具体的な「探鉱および生産」プログラムを構築することができた。
- ・ERDFの空中送配電網：2011年8月11日、ERDFは、その空中送配電網を対象に、暴風雨および強風等の例外的事象による影響に対して補償し、2016年5月5日まで継続する保険契約をNatixis/Swiss Reとの間で締結した。この「キャットボンド」の給付の最高限度額は150百万ユーロで、風速に基づくパラメトリック指数を基に補償額を支払う。かかる補償額は、Pylon II

Capital Ltd Catastrophe債の発行に係る契約に規定されたERDFのトリガー水準の条件に従って、2015年9月15日に早期償還された。

ERDFは、冬季5回分に継続するパラメトリック型保険により暴風雨のリスクの新たな補償を設定することを目的として、手配、再編および設置を行う会社を選定するための入札に係るヨーロッパアンコールの募集を行った。

その間にも、ERDFは、2015年9月25日から2016年4月30日の期間で、かかる期間中の非常に強い強風および暴風雨にする電力網への補償がなされるよう、2015年9月25日にPylon IIと同等の「ブリッジ・ポリシー」を締結した。

原契約のPylon IIは、40百万ユーロをカバーしており、かかる契約は、2011年11月16日に締結され、2015年12月27日に終了した。かかる暴風雨補償が更新されるまで、ERDFは2015年12月28日から2016年4月30日までの期間に原契約のPylon IIと同等の補償を提供する「ブリッジ・カバー」契約を2015年12月14日に締結した。これにより、当該期間中の暴風雨および大風のリスクに対する電力網の保険は強化された。

EDFの保険プログラムが提供するすべての種類の保険およびEDF Assurancesが管理する当グループのプログラムの2015年の保険料の合計は、人的保険を除き154.3百万ユーロであり、ERDFの空中配電網の補償は、17.5百万ユーロであった。

[次へ](#)

(7) フランス商法第L.441-6-1号に基づく情報

2008年12月1日以降、EDFは2008年8月4日付法律第2008-776号（経済の近代化に関するフランス法）を適用し、請求日から60日以内に供給業者に対して入金している。

売掛金を除くEDF SAの営業債権は、2014年12月31日現在は2,540百万ユーロであったのに対し、2015年12月31日現在は2,560百万ユーロであり、その内訳は以下のとおりである。

	2015年12月31日		2014年12月31日	
	(百万ユーロ)	(%)	(百万ユーロ)	(%)
支払日	6	0.2	23	0.9
支払日から60日以内	2,554	99.8	2,497	98.3
支払日から60日後	-	-	20 ⁽¹⁾	0.8

(1) 支払日から60日後の供給業者からの請求の大半は、主に2009年1月1日前に交渉が行われた原子力事業の契約に関連するものであり、かかる再交渉は2015年からのみ効力が発生する予定である。

(8) 後発事象

本項は、2016年2月15日（取締役会が財務書類作成を完了した日）から2016年4月29日現在までに発生した重要な事象について記載している（2015年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記50を参照。）。

フラマンビルEPR：一次回路の機器の組立ての完了とともに最初の節目に到達

2016年3月24日、EDFグループは、大きな部品（4つの蒸気発生器、原子炉容器、加圧器および原子炉の冷却ポンプ）が設置され、組み立てられたことに伴い、フラマンビルEPRの主要な一次回路（一次回路とは、加圧水が含まれる閉ループ回路である。この水は、燃料集合体と接触した際に原子炉容器内で加熱される。発生した熱は、蒸気を生成してタービン発電機を稼働させるために蒸気発生器の二次冷却材へと運搬される。）の機器の組立てが完了したことを発表した。

かかる段階は、2015年夏季に更新された計画に従って、2016年度第1四半期においてEDFグループが設定した最初の主要な節目が達成されたことを示す。

実施された品質検査により、すべての組立作業が求められている要件を満たしていることが示された。一次回路で検査が実施された32の接合部のうちの1つのみ、遵法性を確保するために補修が必要となる。

2015年末に主要な建造物が完成し、一次回路の機器の組立てが完了した後、フラマンビルEPRの建設は、機器の組立作業が進行し、発電所のシステムのテスト段階が（システムごとに）が開始されるとともに、第2の節目に向けて持続的なペースで進行し続けている。これらの業務は、2017年に予定されているシステム性能試験に備えるために、供給業者および原子炉の操業担当チームと協力して、当年度の下半期において強化される予定である。

パリュエル発電所における操作事故

2016年3月31日木曜日、2015年5月から操業停止しており、そのタンクの燃料が完全に抜かれていたユニット2の原子炉建屋において、操作事故が発生した。

交換作業の一環として実施された使用済みの蒸気発生器の取扱作業中に、蒸気発生器が落下した。

EDFの技術チームが実施する最初の制御対応により、蒸気発生器の一部は原子炉建屋のコンクリート部分に配置され、一部は原子炉建屋のプール（一部損傷している。）の保護プレートに配置されている。

この事故による参加者の健康または発電所の安全性もしくは環境への影響はなかった。

ASNは、事象の発生について知らされ、現場を訪れた。事象の原因がまだ進行中であることを専門家は理解する必要があり、蒸気発生器の操作の再開に向けた条件を導き出し、規定する取組みを評価するために点検計画が実施された。

原子炉は、数か月間、停止したままとなる。

フラマンビルEPR：原子炉容器の試験プログラムの推進

2016年4月13日、AREVAはEDFとともに、原子力安全当局（ASN）に対して、2015年末に決定されたとおり、フラマンビル3のEPR原子炉の上蓋および下鏡の試験プログラムを導入することを推奨した。

2つの部分について行われた（フラマンビル3において行われたものと類似する）初期分析により、そのうちの1つで厚みの中間部を超える炭素偏析の現象が確認された。

ASNにより承認された当初の戦略において規定されたとおり、対象部品の厚みの4分の3部分までサンプリングおよび試験が進められる予定である。

またこれらの初期分析の目的は、異なる部分ごとの主要な製造パラメーターのばらつきをさらに明確することである。そのためAREVAおよびEDFは、検証の頑健性を強化するために、試験プログラムに第3の部分を含めるよう拡大することを提案した。

これらの試験プログラムへの適応により、分析されるサンプル数が2倍となる。試験対象となった3つの鍛造部品の（炭素含有量および必要な機械特性の両方における）代表的な性質を強固にするために、合計1,200個の物質サンプルが採取された。

ASNは、この追加的な試験プログラムを承認し、当該プログラムは最終報告書が提出される2016年末まで継続される予定である。

EDFおよびAREVAは、2018年度の最終四半期に予定されているフラマンビル3の原子炉の稼働開始に向けた原子炉容器の品質および安全性を実証できたことを再確認した。組立ておよび試験作業は、発表された計画に沿って、建設現場で進められている。

EDF、CEAおよびAREVAによるフランス原子力プラットフォームの設立

2016年3月31日、EDF、CEAおよびAREVAは、フランスの原子力部門が直面する主な課題に対して統一的なポジションを確保し、適切な判断を下す準備を行うために、フランス国内外の原子力部門における横断的な主要トピックを協議するための三者組織であるフランス原子力プラットフォーム（*Plateforme France Nucléaire*—PFN）を創設することを決定した。

かかる組織は、四半期ごとに、3つの事業体から6名の主要幹部（CEA、EDFおよびAREVAの議長を含む。）を参集する。議長職は交代制で決定され、議長の任期は1年間である。初代議長は、AREVAの議長に委任される。

PFNの目的は、とりわけ部門における中長期的な目標の共通ビジョンを策定するために、3つの事業体が共有する有効性を改善することであり、これはフランス原子力政策審議会（*Conseil de Politique Nucléaire*）が採用した決定に向けて準備を行い、かかる決定を実行に移すことに寄与する。

PFNは、2016年末までに、現在の優先トピック（フランスのエネルギー移行法に従った原子力部門の見直し、フランスの外務・国際開発省およびその他の関係省の協力の下で策定された原子力部門の国際的な戦略、EPR NMの技術的オプションの見直し、フランス産業戦略委員会（*Comité Stratégique de Filière Nucléaire*）の協力に基づく部門の中小企業との関係の確立ならびにとりわけ安全性に係る要件および目標に関する規制上の変更におけるポジションの調整）を網羅する業務上の議題を策定する予定である。またPFNは、フランス国内外のクローズド燃料サイクルの将来展望、CIGEOの深層廃棄物処理プロジェクトの最適化、解体技術の開発および第4世代原子炉の研究開発プログラムについて、協同して取り組む予定である。

競争の激しい原子力における現在進行中の重要な変化に最良の方法で取り組むために、EDF、CEAおよびAREVAにとって諮問機関を設けることは必要不可欠であった。

EDFとSTUDSVIKとの間で締結された廃炉および放射性廃棄物管理の業務に関する契約

2016年4月20日、EDFはスウェーデンを拠点に置くStudsvikとの間で、廃炉および放射性廃棄物管理の業務に関する契約を締結した。そのためEDFは、フランスの子会社であるSocodeiの既存容量を増強することにより、低レベル放射性廃棄物処理業務を完了させる。

かかる契約に従い、EDF SAの100%子会社であるEDF Development Environnement SAは、スウェーデンおよび英国におけるStudsvikの廃棄物処理に係る事業および施設を取得する。かかる取引の範囲には、Studsvikの金属リサイクルのための廃棄物処理の資産および施設、スウェーデンのニュヒェーピング近くにあるStudsvikの工場で行われる焼却および熱分解（熱分解とは、有機材料の昇温過程における熱化学分解である。）ならびに英国のワーキントン近くの金属リサイクル施設（MRF）が含まれる。

またEDFおよびStudsvikは、取引の一環として、原子炉の廃炉および廃棄物管理の分野に関して協力契約を締結した。かかる契約により、両社は当該分野のベンチマーク的事業者となるために、それぞれの専門的知見を蓄積し、業務を成長させることができる。

Studsvikの廃棄物処理事業の取得は、EDFの工業力を大幅に引き上げ、EDFの廃棄物管理および廃炉に係る業務の開発によって大きな節目となる。

EDFは、取得予定の廃棄物処理事業の関連当局からすべての必要な許認可が下り次第、取引の完了時に事業を承継する予定である。取引の完了は2016年度第3四半期に予定されている。

2016年4月22日に開催された取締役会の会合

2016年4月22日に開催された会合において、EDFの取締役会は、新たに生じた不利な市場価格の状況下における当グループの長期的な財務上の軌道を検討した。

低炭素による成長を推進する責任ある効率的な発電事業者であるEDFグループの目標は、CAP2030戦略の優先事項と一致する。

- ・顧客および地方共同体に近いこと
- ・原子力エネルギーおよび再生可能エネルギーのバランスのとれた構成に基づく低炭素による発電
- ・国際的な拡大

取締役会に提示された行動計画には、以下が含まれる。

- ・2015年と比較して、2018年には純投資を20億ユーロ近く最適化すること（Linkyおよび新たな開発を除く。）。純投資は、2018年において10.5十億ユーロに達する見込みである。
- ・2015年と比較して、2019年には営業上の支出を10億ユーロ以上削減すること。
- ・2020年までに10十億ユーロの資産を売却する計画

これらの対策は、毎年12月に取締役会に対して提示される当グループの中期計画に盛り込まれる予定である。

取締役会は、当社の株式資本を増資する必要性を検証した。

- ・EDFは、2016事業年度および2017事業年度に係る配当金を株式で支払うオプションを提案し、また2016年の決算日までに、市場状況に応じて、約40億ユーロに相当する市場取引を通じた増資計画を取締役会に対して提示する意思があることを共有した。
- ・フランス政府は、かかる事項についてのフランス政府のポジションを取締役会に知らせ、これは別個に開示された。

卸売電力価格（2016年初め以降、25ユーロ/MWhから28ユーロ/MWhで推移）は、常時低かった。この低価格は今後2年から3年の間、フランスおよび欧州において維持される可能性がある。フランスでは、産業用の規制料金が2015年末に終了したことにより、EDFの卸売市場価格へのエクスポージャーが増加した。現在、フランスにおけるEDFの発電容量の約65%が市場価格で卸販売されている。

その結果としてEDFは、この不利な市場状況にもかかわらず、同社がCAP2030の枠組みにおいて戦略的開発を継続できるように行動計画（これらの数値には、予定されているAREVA NPにおける支配持分の取得は含まれない。）を発表した。

1. CAP2030の戦略に従った投資の最適化および選択性

既存の範囲内の投資は、2015年から2018年までの間に20億ユーロ近く減少する予定であり、それまでに10.5十億ユーロに達することを目標としている。

年間20億ユーロ近くを占める既存の範囲外の投資は、規制業務（既に展開し始めているLinkyメーター、再生可能エネルギー源による新たな発電ユニットの建設およびヒンクリー・ポイントCプロジェクト）において、2018年まで計画されている。

当グループの合計投資額は、今後3年間で、年間12.5十億ユーロから13.5十億ユーロの間で推移する見込みである。

2. 営業上の支出の削減

当グループは、2015年において、2014年から約300百万ユーロの費用を既に削減しており、2016年2月16日の年間業績の発表時に、2018年には2015年から700百万ユーロの費用を削減する目標を掲げている。

費用削減は、強化され、推し進められている。削減目標は、2019年には2015年から10億ユーロ以上となるよう強化される。

3. 当グループの新たな開発に融資するための資産売却計画

新たな開発に係る投資資金の調達に寄与するために2015年に始動した売却計画が強化された。当グループは、2015年から2020年までの時間軸に約10十億ユーロの資産売却（RTEの株式資本、フランス国外の火力発電資産および少数持分を含む。）を行う目標を設定した。

(9) 見通し

2016年の目標

2016年2月16日、当グループは、2016年における以下の財務目標を発表した。

- ・当グループのEBITDAを16.3十億ユーロから16.8十億ユーロにすること
- ・純負債／EBITDA倍率を2倍から2.5倍の間にすること
- ・配当性向を、ハイブリッド調整後経常外項目を除く純利益（自己資本として計上されたハイブリッド債からの報酬調整後の経常外項目を除く純利益）に基づき、55%から65%にすること

フランスにおける事業に関して、当グループは、6回の10年点検、原子炉2基の蒸気発生器の交換、福島原子力発電所事故後の作業の一環としてのバックアップ・ディーゼル発電機の段階的な配備により、2016年において予定されている供給停止容量が2015年に比べて増加することを見込んでいる。EDFが目標とする原子力発電容量は、410TWhから415TWhの間である。

また英国では、EDF Energyは2015年と同等の原子力発電容量に達することを予定している。

2018年の見通し

当グループは、2014年2月、2018年に配当実施後のキャッシュ・フロー（Linkyを除く。）の黒字化を達成させる目標を発表した。この目標は、2016年2月16日の年間業績の発表時に確認された。純投資の推移（売却処分控除後のリンクリー・ポイントCまたはLinky等の新たな開発を除く。）に関して、当グループは、2018年には投資額を最大で10.5十億ユーロに到達させる目標を確認している。売却計画は、新たな開発の資金調達に寄与するために実施される。

さらにかかる行動計画は、標準化された基準に従って2018年に1.8十億ユーロのキャッシュ・フローを最適化するという目標とともに、必要運転資本の改善を追求することに依拠している。2015年末現在、かかる計画により、2015年の必要運転資本について、0.7十億ユーロの最適化が既に行われた。

最後に、かかる計画は当グループの営業コストの減少に依拠しており、2018年におけるかかる営業コストは2015年のコスト基準を700百万ユーロ下回る見込みである。

かかる目標および見通しは、合理的な数値、仮定および予想に基づくものである。その要因は、経済、財政、競争、規制および気候環境に起因する不確定性により変化または修正される可能性がある。さらに、本書「第3 4事業等のリスク」に記載された特定リスクが現実化した場合、当グループの事業およびその目標を達成する能力に影響を与える可能性がある。また、かかる目標および展望の達成は、本書「第2 3（1）当グループの戦略」に記載の戦略の実施が成功することを前提としている。したがって、EDFは、かかる目標の達成について、約束または保証はしないものとし、本項における当グループの財務に関する見通しについての展望の情報を将来の業績予想に用いるべきではない。

(10) 後発事象

① EDFの信用格付（2016年6月5日現在）

2015年12月31日現在、財務格付機関であるスタンダード・アンド・プアーズ、ムーディーズおよびフィッチ・レーティングスは、EDFグループに以下の長期格付および短期格付を付与した。

会社	格付機関	長期格付 (LT)		短期格付 (ST)
EDF	スタンダード・アンド・プアーズ	A+	ネガティブな見通し	A-1
	ムーディーズ	A1	ネガティブな見通し	P-1
	フィッチ・レーティングス	A	安定した見通し	F1
EDF Trading	ムーディーズ	Baa1	ネガティブな見通し	n.a.
EDF Energy	スタンダード・アンド・プアーズ	A-	ネガティブな見通し	A-1
Edison	スタンダード・アンド・プアーズ	BBB+	ネガティブな見通し	A-2
	ムーディーズ	Baa3	安定した見通し	n.a.

n.a. = 該当事項なし。

ムーディーズ、スタンダード・アンド・プアーズおよびフィッチ・レーティングスは、それぞれ2016年5月12日、2016年5月13日および2016年6月7日にプレスリリースを公表し、EDFの長期格付はムーディーズによりA1からA2に、スタンダード・アンド・プアーズによりA+からAに、またフィッチ・レーティングスによりAからA-に格下げされた。ムーディーズおよびスタンダード・アンド・プアーズの格付の見通しは、いずれもネガティブである。フィッチ・レーティングスの格付の見通しは、安定した見通しである。短期格付は、ムーディーズがP-1、スタンダード・アンド・プアーズがA-1である。フィッチ・レーティングスの短期格付は、F1からF2に格下げされた。

また、ムーディーズは、以下のいずれかの事由が生じた場合には、さらに格下げがなされる可能性があることを示唆している。

(i) ヒンクリー・ポイントCプロジェクトの実行

(ii) クレジットメトリックスがムーディーズのA2の格付の基準を下回ること

(iii) 特に営業費用および資本支出の削減、約10十億ユーロの資産売却計画、2016年および2017年の株式配当の実施ならびに4十億ユーロの増資、ならびにフランスにおける電力向けの炭素価格の底値に関する規制措置の実行を含むEDFの行動計画の進展

(iv) AREVA NPの負債によりEDFが重大な影響を受けること

スタンダード・アンド・プアーズは、EDFが、効果的かつ適時に資産売却、増資計画または効率性の向上を含む行動計画を実行できるように管理しない場合、EDFの格付が1ノッチ格下げされることを示唆している。また、スタンダード・アンド・プアーズは、内在する高い執行リスクおよび深刻な投資ニーズからみて、ヒンクリー・ポイントCの原子力プロジェクトを実行する決断がなされた場合にも、1ノッチの格下げがなされるであろうことも示唆している。

フィッチ・レーティングスは、現在見込まれている出資構成の下でのヒンクリー・ポイントCプロジェクトに係る最終投資決定を含む今後の動きが財務状況の悪化をもたらす場合、格下げがなされる可能性が高いことを示唆している。さらにフィッチ・レーティングスは、将来的に生じ得る多額のコミットメントを考慮して、EDFの最大の課題は潜在的なネガティブ・フリー・キャッシュ・フローの削減となるであろうことも示唆している。

格付機関	長期格付		短期格付
ムーディーズ	A2	ネガティブな見通し	P-1
スタンダード・アンド・プアーズ	A	ネガティブな見通し	A-1
フィッチ・レーティングス	A-	安定した見通し	F2

Moody's Investors Service Ltd、Standard and Poor's Credit Market Services Europe LimitedおよびFitch Ratings Limitedはいずれも欧州連合において設立され、規制（EC）第1060/2009号（その後の改正を含む。）に従って信用格付機関として登録されており、欧州証券市場監督局のウェブサイト(www.esma.europa.eu)上で公表されている登録済みの信用格付機関のリストに掲載されている。

② 2016年5月10日－四半期財務情報

- ・ 2016年度第1四半期の売上高は、欧州において不利な環境にあり、本業においては（一定の連結範囲および為替レートに基づく。）6.0%減少し、21.4十億ユーロとなった。
 - － 激化する競争環境
 - － 特にフランスにおける卸売電力価格の歴史的な低水準
 - － 温暖な冬季の天候により悪影響を受けた売上高
- ・ 気候条件によりわずかに減少したフランスにおける原子力発電量
 - － 2015年度第1四半期と比較して1.8%減少して116.1TWhとなった
 - － バリュエル2の供給停止期間の延長を考慮に入れ、2016年の目標を408TWhから412TWhに調整
- ・ 当グループの戦略的発展の継続
 - － 米国における再生可能エネルギーの開発
 - － 2016年4月25日付でGlobal Resource Options, Inc. (groSolar) の取得に関する契約を締結
 - － 2016年4月7日付でSouthern California Edison Companyとの間で締結された111MWの太陽光発電プロジェクトに関する電力購入契約
 - － インドおよびエジプトにおける低炭素エネルギー開発の強化
 - － スウェーデンおよび英国におけるStudsvikの廃炉および放射性廃棄物管理の事業を取得するためのプロジェクトの締結を2016年4月20日に発表
 - － サクレーに当グループの研究開発センターを開設
 - － フランス沖における初めての3つの洋上風力発電事業について、Enbridgeと戦略的パートナーシップを締結
- ・ 財政的な見通し
 - － 2016年の目標を確認
 - － 2018年において配当後キャッシュ・フロー（Linkyおよび処分控除後の新たな開発を除く。）の黒字化という目標を維持
- ・ CAP2030戦略に基づき、2016年4月22日に提示された、当グループの発展を支えるための行動計画
 - － 2015年と比較して、2018年には純投資を2十億ユーロ近く最適化すること（Linkyおよび新たな開発を除く。）。純投資は、2018年において10.5十億ユーロに達する見込みである。
 - － 2015年と比較して、2019年には営業上の支出を1十億ユーロ以上削減すること。
 - － 2020年までに約10十億ユーロの資産を売却する計画
 - － 株式資本を増資するプロジェクト

EDFグループの売上高の変動

(単位：百万ユーロ)	2015年度 第1四半期*	2016年度 第1四半期	変動 (%)	為替レート の割合 (%)	連結範囲の 変更の割合 (%)	本業の 成長率 (%)
フランス	12,714	12,101	-4.8	-	-	-4.8
英国	3,375	2,929	-13.2	-3.4	-	-9.8
イタリア	3,261	3,114	-4.5	-0.1	-0.1	-4.3
その他国外	1,718	1,513	-11.9	-2.3	-2.4	-7.2
その他事業	1,926	1,785	-7.3	-0.2	+2.3	-9.4
国外およびその他 事業合計	10,280	9,341	-9.1	-1.5	-	-7.6
グループ合計	22,994	21,442	-6.7	-0.7	-	-6.0

*2015年度第1四半期に関する、エネルギー卸売市場における135百万ユーロの英国電力純売上高（トレーディング業務を除く。）はエネルギー費用から売上高に再分類されている。

当グループの2016年度第1四半期における売上高は21.4十億ユーロであり、2015年度第1四半期と比較して6.7%の減少となった。かかる数値は、主としてポンドに対するユーロの上昇に起因した159百万ユーロの為替による悪影響を含んでいる。一定の連結範囲および為替レートに基づく売上高は、すべての部門を通じて6.0%減少した。

フランスでは、売上高は、歴史的に低い物価指数および温暖な天候において激化する競争環境の影響により、本業において4.8%減少した。英国では、電力およびガスの売上高に対する低調な住宅用顧客件数の影響により、本業の売上高は9.8%減少した。イタリアでは、主に不利な物価指数により、本業の売上高は4.3%減少した。その他国外部門における本業の売上高は、ベルギーにおける価格および天候の悪影響ならびにアジアにおける委託契約の終了により、7.2%減少した。その他事業部門における本業の売上高の変動は9.4%の減少となり、これもまた、特にEDF Tradingの事業について、厳しい市場環境の影響によるものであった。

2016年の目標および2018年のロードマップ

EDFグループは、2016年の財務目標を以下のとおり設定する。

- ・ EBITDAを、16.3十億ユーロから16.8十億ユーロとすること
- ・ 純負債／EBITDA倍率を、2倍から2.5倍とすること
- ・ 配当性向を、経常外項目を除く純利益（自己資本として計上されたハイブリッド債に係る利息の支払いを調整）の55%から65%とすること

2018年において配当後キャッシュ・フロー（Linkyおよび処分控除後の新たな開発を除く。）を黒字化するという目標は維持された。

2016年4月22日に開催された取締役会の会合

2016年4月22日に開催された会合において、EDFの取締役会は、新たに生じた不利な市場価格の状況下における当グループの長期的な財務上の軌道を検討した。

低炭素による成長を推進する責任ある効率的な発電事業者であるEDFグループの目標は、CAP2030戦略の優先事項と一致する。

- ・ 顧客および地方共同体に近いこと
- ・ 原子力エネルギーおよび再生可能エネルギーのバランスのとれた構成に基づく低炭素による発電
- ・ 国際的な拡大

取締役会に提示された行動計画には、以下が含まれる。

- ・ 2015年と比較して、2018年には純投資を20十億ユーロ近く最適化すること（Linkyおよび新たな開発を除く。）。純投資は、2018年において10.5十億ユーロに達する見込みである。
- ・ 2015年と比較して、2019年には営業上の支出を10十億ユーロ以上削減すること
- ・ 2020年までに約10十億ユーロの資産を売却する計画

これらの対策は、毎年12月に取締役会に対して提示される当グループの中期計画に盛り込まれる予定である。

取締役会は、当社の株式資本を増資する必要性を検証した。

- ・EDFは、2016事業年度および2017事業年度に係る配当金を株式で支払うオプションを提案し、また2016年の決算日までに、市場状況に応じて、約40億ユーロの株主割当発行を通じた増資計画を取締役会に対して提示する意思があることを共有した。
- ・フランス政府は、かかる事項についてのフランス政府のポジションを取締役会に知らせ、これは2016年4月22日に別個に公表された（フランス財務・公会計大臣および経済・産業・デジタル担当大臣によるプレスリリースにおいて、フランス政府が2016事業年度および2017事業年度に係る配当を株式で受け取ること、ならびに現在計画されている40億ユーロの増資につき、フランス政府が約30億ユーロ分引き受けることが記載されている。）。

セグメントごとの売上高の増減

フランス：市況および温暖な気温による低調な売上高

(単位：百万ユーロ)	2015年度 第1四半期	2016年度 第1四半期	変動(%)	本業の成長率(%)
フランス合計	12,714	12,101	-4.8	-4.8

フランスにおける2016年度第1四半期の売上高は12.1十億ユーロであり、本業においては2015年度第1四半期と比較して4.8%の減少となった。

この変動は、天候の影響による－320百万ユーロの売上高の減少に起因している。期中の気温は平年よりも高く、2015年度第1四半期と比較して0.8℃高かったことから、最終顧客に対する電力販売量が3.8TWh減少した。売上高は、2015年8月1日付の規制料金の引上げ（＋140百万ユーロ）による恩恵を受けた。しかしながら売上高は、主に黄色料金および緑色料金の終了による、特に－278百万ユーロの価格効果の悪影響を伴う－442百万ユーロの市況の低迷に苦しめられた。売上高はまた、ARENHに基づく販売量の不足および競争の激化により最終顧客に対する売上高が下落したことに起因して悪化した。全体として、卸売市場において、かかる減少に相当する販売量が2015年を下回る価格で販売された。

原子力発電量は、2015年と比較して気温が温暖であったため、発電需要が低下したことにより、2.1TWh（－1.8%）減少して116.1TWhとなった。当グループは、2016年の原子力発電量目標を408TWhから412TWhに調整したが、これは、パリュエルの原子炉2の蒸気発生器において発生した操作事故の供給停止期間の影響を考慮に入れたものである。

水力発電は比較的安定（－0.1TWh）しており、12.3TWh（フランスの島部事業を除く水力発電。貯蔵用の供給量を差し引いた発電量は、2015年度第1四半期には10.7TWh、2016年度第1四半期には10.4TWhとなった。）となった。2015年度第1四半期と比較して水力発電の条件が改善したことにより、2015年と比較して低水準であった2016年初めの水の貯蔵量が補われた。

火力発電所による発電量は、2015年度第1四半期と比較して0.8TWh減少し、2.6TWhとなった。

これにより、2016年度第1四半期のフランス本土における全体の発電量は、前年同期より2%減少して、130.9TWhとなった。

英国：平均住宅用顧客数の下落により売上高は減少

(単位：百万ユーロ)	2015年度 第1四半期*	2016年度 第1四半期	変動(%)	本業の成長率(%)
英国合計	3,375	2,929	-13.2	-9.8

*2015年度第1四半期に関する、エネルギー卸売市場における135百万ユーロの英国電力純売上高（トレーディング業務を除く。）はエネルギー費用から売上高に再分類されている。

英国における売上高は、本業において2.9十億ユーロと2015年度第1四半期と比較して9.8%減少した。2016年度第1四半期におけるポンドに対するユーロの上昇は、115百万ユーロの悪影響をもたらした。

原子力発電量は、2015年度第1四半期と比較して横ばい（－0.1TWh）の15.7TWhとなり、原子力発電所の好業績を確実にした。

売上高は、5.2百万となった平均住宅用顧客数の下落による悪影響を受け、依然として激しい競争状況および温暖な気候により、2015年度第1四半期と比較して4%下落した。

イタリア：電力事業の下降傾向により売上高は減少

(単位：百万ユーロ)	2015年度 第1四半期	2016年度 第1四半期	変動(%)	本業の成長率(%)
イタリア合計	3,261	3,114	-4.5	-4.3

イタリアにおける売上高は3.1十億ユーロとなり、本業においては2015年度第1四半期と比較して4.3%の減少となった。

電気事業の売上高は、主に卸売価格の下落により減少した。水力発電量は、気象条件に起因して0.3TWh減少した。

炭化水素事業は、プレントの価格の下落にもかかわらず、企業用顧客に対する電力販売量の増加および卸売市場における堅調な事業により好転した。

その他国外：ポーランドおよびブラジルにおける売上高の増加ならびにベルギーにおけるガス事業の厳しい市況

(単位：百万ユーロ)	2015年度 第1四半期	2016年度 第1四半期	変動(%)	本業の成長率(%)
その他国外合計	1,718	1,513	-11.9	-7.2

その他国外部門の売上高は、1.5十億ユーロとなり、本業においては2015年度第1四半期と比較して7.2%の減少となった。

ベルギーにおける本業の売上高は、9.6%減少した。ガス売上高は、価格の下落に悩まされた。電力販売量の増加は、価格の下落により一部相殺された。

ポーランドにおける本業の売上高は、販売量の増加および暖房価格の上昇の恩恵を受け、6.0%増加した。発電容量もまた、2015年の維持管理業務の増加を受け、発電ユニット、とりわけCHPユニットの供給能力が改善したことにより、増加した。

ブラジルにおける売上高は、ネットワークの事業者による配電の増加に起因する、ノルテ・フルミネンセのPPAに基づく料金指標および発電量の増加の好影響を反映した。

アジアにおける売上高は、中国におけるFiglecの委託が終了したことにより減少した。

その他事業：天候不良および不利な物価指数

(単位：百万ユーロ)	2015年度 第1四半期	2016年度 第1四半期	変動(%)	本業の成長率(%)
その他事業合計	1,926	1,785	-7.3	-9.4

その他事業部門の売上高は1.8十億ユーロとなり、本業においては9.4%減少した。

Dalkiaの本業における売上高は、温暖な気候および暖房価格の下落が組み合わさった影響により、7.7%減少した。

EDF Énergies Nouvellesの売上高は微増（本業においては+0.5%）したが、これは特に、良好な風況に起因している。

2016年度第1四半期のEDF Tradingの事業は本業において35.5%減少したが、これは温暖な気候およびボラティリティの低下という状況の中、価格が下落し、販売量が減少したことによる。

同部門のその他事業においては、ES (Électricité de Strasbourg) の電力およびガスの売上高が温暖な気候の悪影響を受けた。

③ 2016年4月29日後の主要な事象

三菱重工およびEDFの間の民間原子力事業における協業に関する基本合意書の締結

パリ／東京時間の2016年6月28日、三菱重工業株式会社（三菱重工）およびフランスにおける有数の公共事業者であるEDFは、民間原子力分野における、戦略的かつグローバルな協業関係を築くための大きな一歩を合意した。

基本合意書は、両社の最高責任者である宮永俊一（三菱重工取締役社長兼CEO）およびジャン・ベルナル・レヴィ（EDF会長兼最高経営責任者）により、世界原子力展示会（パリ）において署名された。

同日締結された合意は、日仏間の原子力産業におけるつながりを強めるための戦略的な動きであり、民間の原子力エネルギーの一定分野におけるEDFと三菱重工の強みを結び付ける戦略的な利益を認識してのものである。特に、EDFと三菱重工は、以下の項目に関して一般的な目的および方針を定めて、両社間の戦略的な協力を強めることを意図している。

- ・EDFによるATMEAの事業経営への参画を含めた、ATMEAに係る合弁事業に関する見直し後の協力体制
- ・特にトルコおよびベトナムにおける、ATMEA1プロジェクトのスムーズな実施に向けた相互のサポート
- ・三菱重工がAREVA NPの少数株主持分を取得することによる、同社の、フランスにおける原子力に関する現状再構築のためのパートナーとしての将来的な参加
- ・グローバル・マーケットにおける、各社のテクノロジーや特殊専門技術を活かした、将来的なより広い範囲での協業

EDFは、世界最大の原子力発電所（NPP）の事業者であり、プロジェクト開発や国際的な協業に関する豊富な経験による利益を享受している。また、同社は、「原子力産業」の分野において傑出した経験を有しており、EDFグループの統合された組織、工学的スキルおよびそれまでに得た教訓を基盤としてフランス内外において原子力発電所の開発を行っている。EDFは、フランスにおいて58件、英国において15件の原子力発電所を建設および運営している。フランス国外においても、EDFは様々な原子力プロジェクトにおいて主導的な役割を担っている。

三菱重工は加圧水型原子炉（PWR）タイプの原子力発電所に関する総合製造業者であり、このタイプは、フランスで採用されている標準的な形態である。三菱重工は、建設、維持管理および検査のための設計および機械製造に由来する完全に一体化した技術を活かして、日本において24件のPWR原子力発電所を完成させ、また、世界14か国に関連設備を輸出するといった、堅調な実績を有している。三菱重工はまた、ATMEAに係る合弁事業を通じて、「ATMEA1」原子炉の開発にも貢献している。

将来に向けて、EDFと三菱重工は、日仏間の原子力産業における協力の新たな形を携え、競争力がありかつ安全な先進技術を市場に提供し、また温室効果ガス排出の削減に貢献することで、持続可能な社会へのさらなる貢献に尽力する。

Arevaによる2016—2019年の計画の公表

2016年6月15日、Arevaは、その2016—2019年の計画を公表し、また、グループの再編計画を発表した。AREVA NPに関する取引については、Arevaは、そのプレスリリース（AREVAプレスリリース：

http://www.areva.com/news/liblocal/docs/CP_groupe/2016/PR_AREVA_06152016.pdf）中で、「2017年中に、AREVA NPの経営権は、直接かまたは別途考えられた法律構成によりEDFに売却される可能性が高いが、OL3契約は引き続きAREVA SAの連結範囲に留まるため、当該契約は、必要な原資をもって、かつ契約義務を遵守して、成功裏に実施されることが保証される」と示唆した。

同日における投資家説明会における発表（発表：http://webcast.areva.com/20160615/market_update_meeting/materials/AREVA_20160615_SLIDESHOW_EN.pdf）で、Arevaは、「買主（EDFおよび第三者投資家）にOL3プロジェクトによる影響を与えることなくAREVA NPを売却するための法的な枠組み」に関して2つの選択肢が考えられた、と示唆した。Arevaはまた、「設備製造プラント内で行われた品質監査の結果に関連した潜在的重要性」に対処するために作業が行われたことを示唆した。Arevaによれば、「2017年末より前」の取引の完了が目標とされている。

国務院による2014年規制販売料金の撤廃

2016年6月15日（国務院によるプレスリリース：<http://www.conseil-etat.fr/Actualites/Communiqués/Tarifs-reglementes-de-vente-d-electricite>）、フランスの最高行政裁判所である国務院は、住宅用青色料金および緑色料金に関する2014年7月28日付省令の一部を廃止すると共に、規制販売料金に関する2016年10月30日付命令の全部を廃止した。その決定において、国務院は、政府に対して、新たな遡及効力のある料金を定めるように命じた。

EDFの原子力発電所の一部設備に関するArevaの製造記録で指摘された品質保証に関する欠陥：安全性に関する異議はなし

EDFは、2015年末から行われていた、クルーズ・フォルジュ製造プラントに関する品質監査の1次結果について、Arevaから通知を受けた。クルーズ・フォルジュにおける過去の活動に関する遵守監査の一部として、Arevaは、原子力発電所の設備のいくつかの部品に関する製造完了報告には含まれていなかった情報を含む、追加の記録の存在を明らかにしている。

これまでに、確認されたこれらの不適合に関する機械的分析により、問題となっている設備の完全性や安全性に疑問を投げかける要素は発見されていない。

5月30日、この文脈で、Arevaは、稼働中の発電所におけるこれらの設備に関する解析を必要とする80項目の調査結果を出している。かかる調査結果のうちの68項目（64の設備に関するもの）について、EDFはその独自の分析を完了しており、またArevaから提供されたデータに基づき、これらの調査結果に係る解析を終えている。

現在計画供給停止期間中であるブライエ発電所（ユニット1）とフェッセンハイム（ユニット2）にのみ取り付けられた9つの部品に関する残りの12項目の調査結果に関しては、証明強化のために追加の解析テストが必要とされている。原子力安全当局（ASN）は、これらの分析の進捗について、定期的な報告を受けている。しかし、クルーズ・フォルジュ製造プラントに関して報告された調査結果の累積により、品質保証に関する欠陥が発見された。この品質保証に関する欠陥は、複数の原子力発電所に関係することから、「全体的」なものとして知られており、2016年6月13日（月曜日）にEDFにより、原子力安全当局に対して申告され、7つのレベルからなるINES（国際原子力事象評価尺度）を下回る、レベル0に分類された。

臨時株主総会の招集

EDFは、2016年4月22日に、2016年財務書類の決算日までに、市場環境によっては、市場運営を通じた約40億ユーロの増資計画を取締役に提出する意図があることを公表した。フランス政府は、同日、30億ユーロの増資を引き受ける可能性が高いことを公表した。

2016年6月3日に開催されたEDFの取締役会は、すべての株主の関与の下、この増資を実施するための適切な権限の委譲を得るため、臨時株主総会を招集することを決定した。

この臨時株主総会は、2016年7月26日の11時30分に、パリのSalle Wagram, 39-41 avenue de Wagramで開催される。

関連する規制に規定された条件の下で、株主は、この臨時株主総会に関する書類および情報を取得することが可能であり、また、これらの書類および情報は、当社のウェブサイト（www.edf.fr/ag）に掲載されている。

Neckarpri GmbHがEDFグループによるEnBWの保有持分の譲渡について国際商業会議所に提出した要求に関する、EDFに有益な決定

2016年5月13日、EDFは、チューリッヒ所在の仲裁裁判所による有益な決定を受領しており、当該決定は、EDFの権利を証明し、また、Neckarpri GmbH（2010年12月に、ドイツのバーデン・ヴュルテンベルク州は、この法人を通じて、EDFのEnBWにおける保有持分を4.7十億ユーロで取得している。）によりEDFに対してなされたすべての請求を棄却した。

Neckarpriおよび同州は、EnBWの証券に関して、必要以上の金銭を支払ったと考えており、また、EDFは、20億ユーロ（後に834百万ユーロに減額された。）を超える払戻しを求めている。

仲裁裁判所は、Neckarpriおよび同州が、仲裁費用の75%を負担すること、およびEDFが当該手続に関して被った費用に関して、4百万ユーロを支払うことを裁決した。

2016年5月12日の年次株主総会における2015事業年度に係る配当の承認

2016年5月12日の年次株主総会において、2015年に関して、1株当たり総額1.10ユーロ（特別配当を除く。）の配当（Cigéoに関する追加費用控除後の56%の払出率（資本として計上されるハイブリッド証券の発行に係る歳入による調整後の経常外項目を除く純利益に適用される。）に相当する新株払込オプション付（新株式は、当該株主総会に先立つ20連続取引日におけるEDFの株式の始値の平均価額から10%ディスカウントされた価額（支払予定の最終配当に係る未払額を差し引き、セント未満を切り捨てる。）で発行され、その新株式価格は10.08ユーロであった。））が承認された。

2016年5月12日の取締役会および株主総会においては、それぞれ1株当たり0.53ユーロと0.64ユーロの特別配当を、2015年12月18日に支払われた2015事業年度に関する1株当たり0.57ユーロの中間配当支払後の2015年の残りの配当支払いとして支払うことが決議された。

ヒンクリー・ポイントCプロジェクトに関するEDF中央企業委員会（Comite Central d'Entreprise）による協議

2016年5月12日、EDFは、EDF中央企業委員会によるヒンクリー・ポイントCプロジェクトに関する協議が進行中であることを公表した。

2015年10月21日にEDFとChina General Nuclear Power Corporation（CGN）との間で、ヒンクリー・ポイントC（HPC）にある1,600MWのEPR原子炉2基の建設および操業に係る両社の提携に関する主要な条件を定める戦略的投資契約が締結されて以来、協議が続けられ、両社が納得する形で契約書類がまとめられた。CGNとの提携は、欧州および中国の合併規制当局により、それぞれ2016年3月10日および2016年4月6日に承認された。最終投資決定がなされた時から効力が生じる、ArevaやGE/Alstomなどの主要仕入先との契約である英国当局との契約（差額決済契約、国務大臣による投資契約、IPA保証、資金調達による廃炉プログラムおよび廃棄物処理契約）についても最終化され、調印の準備が整っている。

EDFの取締役会に最終投資決定を諮る前に、EDFの会長兼最高経営責任者は、EDFにとって特に重要なこのプロジェクトに関する社会的議論の推敲を図るため、中央企業委員会（CCE）の協議にかける。この情報および協議の仕組みは、2016年5月2日に実行され、2016年5月9日開催のCCEとの情報会議により開始された。

CCEとの協議は、HPCプロジェクトに係るCGNとの提携の条件を取り扱っている。主要な条件は以下のとおりである。

ヒンクリー・ポイントCプロジェクト

英国南西部にあるヒンクリー・ポイントCにおける2つのEPR原子炉は、英国の電気需要量のおよそ7%を生成することができる。最終投資決定を行った後、1基目の原子炉の稼働開始まで、115か月の建設期間が見込まれている。

ヒンクリー・ポイントCプロジェクトの立ち上げの準備は整っている。

- ・開発同意書は得られており、EPR原子炉の包括的設計審査（GDA）および原子力発電所のライセンスも既に取得されている。
- ・主要な供給者を含む統一されたチームは、エンジニアリング及び建設管理センターの設立により強化された。
- ・さらに、HPCプロジェクトは、フラマンビルおよび台山から得られた経験が組み入れられている。

CGNとの産業的・戦略的提携

英国における新しい原子炉の建設は、CGN（大亜湾、嶺澳、台山）との長期的なビジネス戦略提携を基礎としている。新しい契約では、3つの柱が基礎となる見込みである。

- ・ヒンクリー・ポイントCにおける2つのEPRの建設および操業は、EDFが66.5%、CGNが33.5%のシェアで進められる。
- ・サイズウェルにおける2つのEPRの開発は、EDFによる最終投資決定により80%、CGNにより20%のシェアで進められる。
- ・英国におけるHPR1000テクノロジー（1,000MWの第三世代中国製原子炉）の適用および認証ならびにブラッドウェルにおける開発は、CGNによる最終投資決定により66.5%、EDFグループにより33.5%のシェアをもって進められる。

加えて、EDFとCGNは、EDF、CGNならびにフランスおよび中国の競争法に従ったサプライチェーンの更なる発展の機会を提供する産業協力協定を締結する見込みである。

差額決済契約（Cfd）

ヒンクリー・ポイントCは、英国政府との交渉により結ばれた私法であるCfdによる収入源の恩恵を受ける。

Cfdの主な特徴は以下のとおりである。

- ・サイズウェルCプロジェクトが実行されれば（すなわち、最終投資決定がなされれば）、行使価格は、英国のインフレーション（CPI）を指標として92.50英ポンド/MWh（2012年）または89.50英ポンド/MWh（2012年）に設定される。
- ・稼働期間は35年である。HPCは、電力を市場価格で販売するが、市場価格とCfd参照価格との差額を受領するか、または支払う。
- ・法令および規制の変更に対するものや発電量の削減に対する数々の防衛策。

HPCのCfdの条件は、国庫補助規則に従い、2014年10月8日に欧州委員会により承認された。

HPCプロジェクトに係る資金調達

稼働開始に至るまでに必要な資金は、額面価額180億英ポンド（額面金額または現在の費用は、それらの支出時点の価額で表される費用である。これらには毎年のインフレーション費用も含まれる。）と見積もられており、これまで開発費に2.40億英ポンドが費やされている。かかる費用はエクイティ出資によりなされており、少なくとも第一段階において、EDFグループが120億英ポンド、CGNが60億英ポンドを負担している。上記額面価額180億英ポンドには、リスクおよび偶発事象のための引当金が含まれ、これまでも常に含まれていた。当社がこれより低い費用でプロジェクトを遂行した場合には、利益はCfd利益配分制度の一環として顧客と共有される。顧客は、一切の超過費用を負わない。出資者の資本コミットメントには、15%の偶発的なマージンが含まれ、EDFグループにとって合計13.80億英ポンド、CGNにとって合計6.90億英ポンドに達する可能性がある。これは、EDFが180億英ポンドを超える追加費用を見込んでいるという意味ではなく、建設プロジェクトの通常の慎重かつ適正な慣習を反映したものである。CGNは、EDFに対し、既に負担している開発費用の出資に加えて、当該プロジェクトにおけるEDFの株式取得のための費用を支払う。

EDFは、CGNに対して、プロジェクトスケジュールの遅延による超過費用の発生や欧州の当局によるCfdに対する提訴に対する有限保証を差し入れる。

予測収益率（IRR）は、プロジェクトの全実行期間中、およそ9%と見積もられている。IRRの感度は、6か月間の遅れに対して約20ベシス・ポイントである。

会計処理上、プロジェクト関係会社はEDFグループの貸借対照表に連結される。

ヒンクリー・ポイントCは、英国政府インフラストラクチャー保護政策との関係でも適格であり、欧州委員会から2014年10月に承認されている。最終投資決定がなされれば、当初出資として20億英ポンドが利用可能となる。

サイズウェルCプロジェクト（SZC）

このプロジェクトは、イングランド東部にあるHPCに用いられているのと同じ技術を用いて、2基のEPRを開発する機会を提供する。これは、HPCの開発および建設の際に得られた経験の元に遂行される。

ブラッドウェルBプロジェクト（BRB）および包括的設計審査（GDA）の合併会社

これは、CGNとの契約の第三の柱である。イングランド東部におけるブラッドウェル・プロジェクトは、安全当局による承認を得た上で、CGNによるUK HPR1000テクノロジーを用いて実行される。英国安全当局による中国技術に対する包括的設計審査（GDA）を得るために、EDF（持分33.5%）及びCGN（持分66.5%）の出資により合併会社が設立される。

SZC及びBRB/GDAプロジェクトの開発費用は、約5年間に過ぎる段階で、最大約600百万英ポンドと見積もられている。

EDFグループは、Enbridgeとの間で、フランス沖における初めての3つの洋上風力発電事業に関する戦略的パートナーシップを締結

2016年5月10日、再生可能エネルギーを取り扱うEDFグループの子会社であるEDF Énergies Nouvellesは、北米における再生可能エネルギーを含むエネルギー分野の先駆者であるEnbridge Inc.との間で新たなパートナーシップ契約を締結したことを発表した。契約には、合計1,400MWの設備容量を有するフランス沖の3つの洋上風力発電所の開発、建設および運営に関する事項が含まれる。

この契約を通じて、Enbridgeは、建設予定の3つの洋上風力発電所を管理する企業であるEolien Maritime France（EMF）の株式の50%を取得する。EDF Énergies NouvellesおよびEnbridgeは、EMFを共同所有（50/50）する。DONG EnergyはEMFの株主ではなくなる。

エネルギーの輸送、配電および発電において北米の先駆者であるEnbridge Inc.は、既に稼動または建設している純容量2,000MWの再生可能エネルギー・プロジェクトにおいて強い野心を抱いている。2012年以降、EDF Énergies NouvellesおよびEnbridgeは、設備容量が合計830MWの4つの風力発電所を共同で運営しているカナダにおいて、良好なパートナーシップを築いている。このさらなるパートナーシップにより、Enbridgeは欧州市場の洋上風力発電における存在感を拡大している。

フランス当局により組織された一次入札に従って、EDF Énergies Nouvellesの子会社であるEMFは、2012年において3つの洋上風力発電プロジェクトを勝ち取った。

- ・フェカン沖（イギリス海峡）の498MWの期待容量を備えたオート・ファレーズ洋上風力発電所
- ・サンナゼール沖（大西洋岸）の480MWの期待容量を備えたパルク・ドゥ・バンク・デ・ゲランド洋上風力発電所
- ・クルル・シュル・メール沖（イギリス海峡）の450MWの期待容量を備えたカルヴァドス洋上風力発電所

地元との広範囲に及ぶ協議ならびに2011年以降実施されている広範なエンジニアリングおよび環境に関する調査を受けて、これらの3つのプロジェクトは計画通りに進行している。建設は2017年から徐々に始まる予定である。

EDFは米国における再生可能エネルギーの拡大を遂行するために、Global Resource Options, Inc.（groSolar）の取得に関する契約を締結

2016年4月25日、米国において再生可能エネルギー事業を行うEDFグループの子会社であるEDF Renewable Energy（EDF RE）は、公益事業、法人および産業事業者向けの太陽光発電所の開発、販売および設置を専門とする企業であるGlobal Resource Options, Inc.（groSolarとして事業を行う。）の取得に関する契約を締結した。

18年前にバーモント州に設立されたgroSolarは、約50人の従業員により構成され、平均5MWpの設備容量を備えた太陽光発電プロジェクトの特定部門で、米国において主導的な事業者の中に位置付けられる。専門知識およびノウハウに定評のあるgroSolarは、顧客に対し徹底したソリューションの創出、開発、構築および提供を行う。

歴史を通してgroSolarは、150MWpに相当する2,000超の施設を米国各地（マサチューセッツ州、ニュージャージー州、ペンシルベニア州、ノースカロライナ州、コネチカット州、インディアナ州およびカリフォルニア州を含む。）で開発してきた。

契約は、慣習上の停止条件に服する。

EDFによるフランスにおけるマネージャーの勤務時間体系の変更

2016年2月22日、フランスの労働組合CFDTおよびCFE CGCは、EDF SAのマネージャー（cadres）の勤務時間体系に関する契約を締結した。これら2つの組合は、マネージャーの70%近くを代表し、今日ではほとんど2人の従業員に1人の割合を占めている。

この新たな契約はEDFの変革における主要なステップである。当社は、大規模な転換期を迎えているエネルギー分野における労働的および商業的な主要課題に対応しなければならない。個人の自主性、簡略化および各従業員への説明責任は、チームの業績を改善するために重要な要素である。

当該契約は、特にデジタル技術により、新たな組織構造を構築することを目的としている。契約は、規定の労働日数という新たなシステムを選んだ執行役員に対し、任務を遂行するのに用いる時間の管理においてさらなる自立性を与える。年間209日の労働日数という基準は、他のフランス主要企業の慣例と一致している。このシステムを選ぶマネージャーは、追加で7日から16日働き、必要とされる生産性および柔軟性の成果に応じて追加報酬を受け取る。

第4【設備の状況】

1【設備投資等の概要】

当グループの不動産・保険部に属するEDFの不動産部門は、約68%を当グループが直接所有し、約32%を第三者からリースしている（リースおよび借地）約4.4百万平方メートルの商業用不動産に関する不動産ポートフォリオを管理および最大限に利用することにより、フランスにおいてEDFおよびERDFの事業体向けの不動産サービス提供者として機能している。

不動産部門は、サブリース制度を通して当グループの事業体および部署のために場所を提供することにより、不動産管理、リース管理、建物の技術的運営ならびに施設の維持管理および賃借人に提供されるサービスを担当している。不動産部門は第三者からリースを受けることに関し、2016年から2030年までの期間において、EDFのために総額951百万ユーロのリース・コミットメントを支払っている。

上記の説明以外に「第2 3 事業の内容」を参照。

2【主要な設備の状況】

2015年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記20「フランスの公共配電委譲運営有形固定資産」、注記21「その他の業務に係る委譲運営有形固定資産」および注記22「発電用その他のグループ所有有形固定資産」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】

(2015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)*
—	1,920,139,027株	—

* フランス法の下では、授権株式という概念はない。しかし、一定の範囲内で株主は、取締役会に対して株式またはエクイティ証券の発行に際して、発行額および発行時期を決定する権限を与えることができる。

②【発行済株式】

(2015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	1,920,139,027株	ユーロネクスト・パリ	—

(2)【行使価額修正条項付新株予約権付社債券等の行使状況等】

該当事項なし。

(3) 【発行済株式総数及び資本金の推移】

(2015年12月31日現在)

年月日	発行済株式総 数増減数 (株)	発行済株式総数残高 (株)	資本金 増減額 (ユーロ)	資本金残高 (ユーロ)	摘要
2004年 11月20日	1,625,800,000株 (増加)	1,625,800,000株	0	8,129,000,000	フランス政府からの資本および資本 拠出の当社株式資 本への転換
2005年 10月27日	0株	1,625,800,000株	7,316,100,000 (減少)	812,900,000	連結剰余金への振 替を通じた減資
2005年 11月18日	187,869,028株 (増加)	1,813,669,028株	93,934,514 (増加)	906,834,514	株式公開および国 際的公募に準じた 増資
2005年 12月20日	8,502,062株 (増加)	1,822,171,090株	4,251,031 (増加)	911,085,545	引受業者による オーバーアロット メント・オブショ ンの行使による増 資
2010年 1月21日	26,695,572株 (増加)	1,848,866,662株	13,347,786 (増加)	924,433,331	株主の選択による 現金または新株発 行による中間配当 の支払
2011年 6月24日	(増加)	1,860,812,110株	(増加)	930,406,055	EDF Énergies Nouvelles に関す る公開買付けにお いてEDFに出資さ れたEDF Énergies Nouvellesの株式 の対価としての増 資
2011年 9月28日	(減少)	1,848,866,622株	(減少)	924,433,331	消却に関する株式 買戻プログラムの 一環としての株式 の購入による消却
2013年 7月8日	(増加)	1,860,008,468株	(増加)	930,004,234	株主の選択による 現金または新株発 行による配当の支 払
2015年 12月18日	60,130,559株 (増加)	1,920,139,027株	(増加)	960,069,513.50	株主の選択による 現金または新株発 行による中間配当 の支払

(4) 【所有者別状況】

① 当社の資本および議決権の保有者

過去3事業年度の毎年12月31日現在におけるEDF株式資本の保有内訳は、以下のとおりである。

	2015年12月31日			2014年12月31日			2013年12月31日		
	株式数	資本金(%)	議決権(%)	株式数	資本金(%)	議決権(%)	株式数	資本金(%)	議決権(%)
フランス政府	1,630,870,545	84.94	85.04	1,571,433,448	84.49	84.56	1,571,433,448	84.49	84.56
機関および 一般投資家	255,445,264	13.30	13.32	254,927,584	13.70	13.72	253,337,995	13.62	13.64
従業員	31,512,465 ⁽¹⁾	1.64	1.64	31,965,255 ⁽²⁾	1.72	1.72	33,493,009 ⁽³⁾	1.80	1.80
自己株式	2,310,753	0.12	—	1,682,181	0.09	—	1,744,016	0.09	—
合計	1,920,139,027	100.00	100.00	1,860,008,468	100.00	100.00	1,860,008,468	100.00	100.00

- (1) この数値には、フランス商法第L.225-102号において定められる従業員による株式保有の定義に基づく資本金の1.41%に相当する27,122,068株（EDFのグループ貯蓄計画およびEDF Internationalのグループ貯蓄計画における「Actions EDF」のFCPEを通じて、EDFの従業員および元従業員により所有される株式。）が含まれている。またかかる数値には、従業員または元従業員により、直接記名式で保有されるか、またはロックイン期間なしもしくはロックイン期間が終了して管理されている0.23%の株式に相当する約4.4百万株が含まれている。
- (2) この数値には、フランス商法第L.225-102号において定められる従業員による株式保有の定義に基づく資本金の1.48%に相当する27,443,950株（EDFグループ貯蓄計画およびEDF Internationalのグループ貯蓄計画におけるFCPEの「Actions EDF」を通じて、EDFの従業員および元従業員により所有される株式。）が含まれている。またこの数値には、従業員または元従業員により、直接記名式で保有されるか、またはロックイン期間なしもしくはロックイン期間が終了して管理されている0.24%の株式に相当する約4.5百万株が含まれている。
- (3) この数値には、フランス商法第L.225-102号において定められる従業員による株式保有の定義に基づく資本金の1.53%に相当する28,430,375株（EDFグループ貯蓄計画およびEDF Internationalのグループ貯蓄計画におけるFCPEの「Actions EDF」を通じて、EDFの従業員および元従業員により所有される株式。）が含まれている。またこの数値には、従業員または元従業員により、直接記名式で保有されるか、またはロックイン期間なしもしくはロックイン期間が終了して管理されている0.27%の株式に相当する約5.1百万株が含まれている。

当社の認識している限り、フランス政府以外の株主は、直接・間接的を問わず株式資本および議決権の5%を超えて有していない。

当社は、2015年12月31日現在、同日における当社の株式資本の保有状況および当社の株主の地理的位置を検証することを可能にした、特定可能な無記名式株式の調査を実施した。以下の表は、2015年12月31日現在および2014年12月31日現在のかかる情報を要約したものである。

	2015年12月31日		2014年12月31日	
	保有株式数	資本金(%)	保有株式数	資本金(%)
フランス政府	1,630,870,545	84.94	1,571,433,448	84.49
欧州の機関投資家(フランスを除く。)	70,200,663	3.66	70,207,583	3.77
その他地域の機関投資家	94,897,592	4.94	75,741,836	4.07
フランスの機関投資家	46,657,296	2.43	56,328,678	3.03
民間による株式保有	43,689,713	2.28	52,649,487	2.83
従業員による株式保有	31,512,465	1.64	31,965,255	1.72
自己株式	2,310,753	0.12	1,682,181	0.09
合計	1,920,139,027	100.00	1,860,008,468	100.00

実体経済を取り戻すための2014年3月29日付法律第2014-384号の効力が発生して以来、2年以上にわたり政府が保有していた無記名式株式1,571,433,448株に付された二重議決権を割り当てた結果として、2016年4月3日に政府は、EDFにおいて1,630,870,545株および3,202,303,993個の議決権を保有することを示唆した（すなわち、株式資本の84.94%およびEDFの議決権の90.68%（かかる割合は、議決権が付されない株式を含む、すべての議決権付株式に基づいた、理論上の議決権の数から算出されたものである。））。

2016年2月15日、フランス政府株式保有代理機関（*Agence des participations de l'Etat*）（APE）は、政府が、株主総会において取締役会が提案した1株当たり0.53ユーロに相当する2015年の配当金残高の支払に関する議案に賛成票を投じることおよび2015年の配当金残高について株式による支払いを選択することを約束した旨を発表した。2016年5月12日の株主総会においてかかる議案が承認された場合、議決権および株式の割合が変化する可能性がある。

さらに、2016年4月22日に、政府は、2016年および2017年において、配当金を株式として受領することを発表した。

② 経営陣の交代に至る可能性がある契約

EDFの認識している限り、当社の経営陣の交代に至る可能性のある契約は締結されていない。

また、フランス・エネルギー法第L.111-67条に従い、フランス政府によるEDFの株式資本の保有割合は70%未満となることはない。

（５）【大株主の状況】

2015年12月31日現在、フランス政府は、EDFの株式資本の84.94%および議決権の85.04%を保有している。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、資本保有割合の少なくとも70%を維持しなければならない。したがって、フランス政府は、多数株主として、株主の承認を必要とする当社の決定、具体的には、株主総会が権限を持つあらゆる問題についての、株主の決議結果に対する選択権を有している。

フランス政府による多数保有の結果として、EDFに適用される規制については「第2-3（3）法令および規制に関する環境」を参照。

フランス政府との関係はまた、2015年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記48に記載されている。

2【配当政策】

（１）過去3事業年度間に支払われた配当金および中間配当

過去3事業年度間において支払われた配当および中間配当額は以下のとおりである。

事業年度	株式数	1株当たり配当金 (ユーロ)	分配された配当金総額 ⁽¹⁾ (ユーロ)	配当日
2012年	1,848,866,662	1.25	2,308,912,900.34 ⁽²⁾	2013年7月8日
2013年	1,860,008,468	1.25 ⁽³⁾	2,327,462,364.03 ⁽⁴⁾	2014年6月6日
2014年	1,860,008,468	1.25 ⁽³⁾	2,327,233,892.26 ⁽⁵⁾	2015年6月5日

(1) 自己株式控除後。

(2) このうち、1,052,601,974.10ユーロは、2012年の中間配当として2012年12月17日に支払われた。このうち、170,358,213.74ユーロは、新たに発行された株式によって2013年7月8日に支払われた。

(3) 1.375ユーロは、特別配当から利益を得る株式に対するものである。

(4) このうち、1,059,290,112.42ユーロは、2013年の中間配当として2013年12月17日に支払われた。

(5) このうち、1,059,262,163.04ユーロは、2014年の中間配当として2014年12月17日に支払われた。

2015年11月4日、取締役会は、2015事業年度に関する1株当たり0.57ユーロの中間配当を現金または株式で支払うことを決議した。中間配当の合計額（自己株式を除く。）は、1,058,682,286.08ユーロであり、2015年12月18日に支払われた。

2016年2月12日の取締役会で、取締役会は、2015年は1株当たり1.10ユーロの配当金を分配することを2016年5月12日開催の株主総会に提案することを決議した。2015年12月18日に支払われた1株当たり0.57ユーロの中間配当を考慮すると、2015事業年度の普通配当の1株当たりの差額は0.53ユーロであり、特別配当から利益を得る配当の差額については1株当たり0.64ユーロが分配されることとなる。

差額に関しては、当社の新たな株式による支払オプションが株主に対して提案される。株主は、6月6日から6月20日（同日を含む。）まで、かかる支払オプションを行使することができる。2016年6月20日までにかかる支払オプションを行使していない株主に関しては、最終配当がすべて現金で支払われる。政府は、新たな株式による配当を受け取るオプションを行使することを約束した。

配当は、株主総会の承認に従い、2016年6月30日（決定日は2016年6月6日）に支払われる。

(2) 配当方針および増加配当金

EDF取締役会によって決定される配当分配方針は、その投資需要、経済的事情およびその他関連すると思われるすべての要素を考慮する。

2011年5月24日開催の株主総会にて行われた定款の修正により、2013事業年度に関し、2014年に最初の増額配当が支払われた。通常価格の株式を少なくとも2年間保有していた株主は、増額配当を受け取る資格を有する。かかる10%の増加の権利を付与される株式数は、株主1人当たりの株式資本の0.5%を超えてはならない。

2014年11月21日の株主総会において、現在提供されている定款は、株主総会において配当、中間配当、剰余金もしくは配分される報奨金または当行の資産の分配を通じた株式資本の減額を決定できるものとするに修正された。

(3) 時効

配当は、配当支払宣言日から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【株価の推移】

(1)【最近5年間の事業年度別最高・最低株価】(出典: Thomson Financial)

EDFの株式は、2005年11月21日よりユーロネクスト・パリ市場に上場されている。

(単位: ユーロ(円))

回 次	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年
決算年月	12月31日	12月31日	12月31日	12月31日	12月31日
最 高	32.62 (4,033円)	19.60 (2,424円)	27.40 (3,388円)	29.73 (3,676円)	24.7 (3,054円)
最 低	17.68 (2,186円)	13.66 (1,689円)	13.66 (1,689円)	21.555 (2,665円)	12.60 (1,558円)

(2)【当該事業年度中最近6月間の月別最高・最低株価】(出典: Thomson Financial)

以下の表は、2015年7月から2015年12月の当社の株価の推移を記載している。

(単位: ユーロ(円))

月 別	2015年7月	2015年8月	2015年9月	2015年10月	2015年11月	2015年12月
最 高	21.845 (2,701円)	22.075 (2,730円)	18.77 (2,321円)	17.795 (2,200円)	17.42 (2,154円)	14.065 (1,739円)
最 低	19.53 (2,415円)	18.74 (2,317円)	15.33 (1,896円)	15.45 (1,910円)	13.965 (1,727円)	12.6 (1,558円)

4【役員の状況】

(2016年6月30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
12	6	33.33%

(1) 取締役会の構成員および機能

① 取締役会の構成員

2014年11月21日開催の株主総会以前は、公共部門の民主化に関する1983年7月26日付法律第83-675号第6条の規定に従い、当社の取締役会は3つのカテゴリーに分類される18名（株主総会で任命された6名の取締役、命令により選任されたフランス政府を代表する6名の取締役および従業員により選任された6名の取締役）で構成されていた。

2014年11月21日開催の株主総会において、国有企業における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号の規定を実施するため、当社の定款が修正された。当該政令に基づきEDFは、現在、株主総会で任命された取締役、政令第6条に基づきフランス政府の推薦により選任された取締役（適用ある場合）、政令第4条に従い経済担当大臣により公務員から選ばれたフランス政府の代表1名および1983年7月26日付法律の規定に基づき従業員により選任された取締役の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の代表は、その選任および地位に関して、1983年7月26日付法律に従う企業の従業員の代表に関して同法第II章の第II項および第III項に規定されているものと同様の規定に従う。）。

2016年4月29日現在、取締役会は、以下の18名の取締役で構成されている。

- ・株主総会により任命された取締役11名（フランス政府により推薦された5名を含む。）
- ・従業員により選任された取締役6名
- ・フランス政府の代表1名

当社の政府委員（2014年8月20日付政令第15条）、フランス政府の経済・財政総合統制部長（1955年5月26日付命令第55-733号第8条に従い、フランス政府によるEDFの経済・財政統制を行う。フランス政府は広範な監督手続を行うことができる。）および中央企業委員会委員長は、勧告的投票権のみにより取締役会議に出席する。しかしながら、グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律第2015-992号に基づく、フランス・エネルギー法第L.311-5-7号に従い、当社の政府委員は投資判断の通知を受け、かかる投資判断の実施が当社により策定された戦略的計画の目的または複数年にわたるエネルギー・プログラムの目的に適合しない場合は、かかる投資判断に反対することができる。

2015年1月1日から2016年4月29日現在までに、取締役会の構成員について以下の変更がなされた。

氏名	取締役	任命日	退任した取締役
マルタン・ヴィアル氏	フランス政府代表	2015年9月9日付命令	レジス・チュリニ氏

2015年に開始したEDFとAREVAとの間の協議（「第2 3（2）①（ii）（ハ）（b）AREVAとの協定」を参照。）を考慮して、フィリップ・ヴァラン氏は、2015年6月9日からこの協議期間中に開催されるEDFの取締役会の会合への出席を一時的に取り止めた。2016年3月31日の通知書により、ヴァラン氏は取締役の職務を辞任する決断を表明した。かかる辞任は2016年5月12日の株主総会にて効力が発生した。辞任したフィリップ・ヴァラン氏に代わり、クレール・プディニ氏は、2019年12月31日に終了する事業年度の財務書類を承認する株主総会の終了時までの4年間の任期において、取締役に任命された。

取締役会における男女比率の均衡

フランス商法L.225-18-1号および2014年8月20日付政令に従い、EDFは、上場会社および国有企業として、取締役会および執行委員会における男女比率の均衡に関する規則に服し、当社は2017年の取締役会において、40%の女性比率を満たさなければならない。

2016年4月29日現在、EDFの取締役会の構成員のうち、従業員により選任された2名を含む5名の取締役が女性である。すなわち、女性の比率は、取締役会全体の27.8%であり、AFEP-MEDEF規約に従ってこの比率を算定した場合（従業員を代表する取締役を除く。）の取締役の25%である。株主総会後、取締役は18名で構成される。取締役に占める女性の割合は33.33%となり、またAFEP-MEDEF規約に従った割合を算出する際に考慮される12名の取締役のうち5名（すなわち合計41.67%）は社外取締役である。

取締役にに関する情報

（表に別段の記載がない限り）2016年1月31日現在の取締役のリスト、個人情報および職務情報は以下のとおりである。

株主総会により任命された取締役

ジャン・ベルナル・レヴィ (61歳)

当社における役職

2014年11月27日より
会長兼最高経営責任者⁽¹⁾

取締役会に任命された日

2014年11月23日

任期満了日

2018年12月31日に終了する
事業年度の財務書類を
承認する株主総会

その他の役職

戦略委員会委員長

保有株式数

0

国籍

フランス

国立理工科大学 (École polytechnique) を1973年に卒業後、Telecom Paris Techを卒業。同氏は1979年にFrance TelecomにおいてAngers Divisionの現場技術者として入社。1982年に業務執行管理者および人事部予算の管理を任され、その後人事部長アシスタントとなる。1986年に郵政・電気通信大臣のジェラル・ロンゲの技術顧問に任命される。1988年から1993年の間、同氏は、現在Matra Marconi SpaceとなっているMatra Espaceの通信衛星業務を担当した。1993年から1994年には産業・郵政・電気通信・貿易大臣であったジェラル・ロンゲの事務所の運営を行った。1995年にMatra Communicationの会長兼最高経営責任者に任命された。1998年に最高経営責任者としてOddo & Cieに入社し、後に経営パートナーとなった。2002年夏に同氏は、Vivendiに入社し、2005年4月まで最高経営責任者を務め、2005年4月から2012年6月までは業務執行委員会委員長を務めた。2012年12月から2014年11月まで同氏は、Thalesの防衛・航空宇宙グループの会長兼最高経営責任者に就任した。2014年11月23日よりEDFの取締役に就任しているジャン・ベルナル・レヴィ氏は、2014年11月27日より当社の会長兼最高経営責任者に就任している⁽¹⁾。

2015年における職務および役職

当社における主要な役職

・EDF会長兼最高経営責任者

職務／役職	所属	国	
会長兼最高経営責任者	EDF	フランス	L
取締役会会長	Edison	イタリア	G/L
取締役会会長	EDF Energy Holdings	英国	G
取締役会会長	EDF Foundation	フランス	G
取締役	Dalkia	フランス	G
取締役	EDF Énergies Nouvelles	フランス	G
取締役	Société Générale	フランス	L
理事	パスツール研究所	フランス	
取締役会副会長	Eurelectric	ベルギー	
フランス電力代表	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	フランス	

G: EDFグループ会社 / L: 上場会社

過去5年間に社外で就任し任期が満了した役職

フランス国内

- ・Thales会長兼最高経営責任者
- ・SFR会長兼最高経営責任者
- ・Institut Mines-Télécom (旧Institut Télécom) 取締役会会長
- ・Institut Télécom取締役会会長
- ・JBL Consulting & Investments会長
- ・Viroxis監査役会会長
- ・Vivendi業務執行委員会委員長
- ・Canal+Group監査役会会長
- ・Canal+France監査役会会長
- ・GIFAS (フランス航空宇宙工業会) 副会長
- ・DCNS取締役
- ・Vinci取締役

フランス国外

- ・Activision Blizzard取締役会会長
- ・Global Village Telecom (Holding) GVT取締役会会長
- ・Maroc Telecom監査役会副会長

- (1) ジャン・ベルナル・レヴィ氏は、2014年11月21日付省令に基づき2014年11月23日より暫定的な会長兼最高経営責任者に任命された。

オリヴィエ・アペール（66歳）

当社における役職 フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役	国立理工科大学（ <i>École Polytechnique</i> ）を卒業。鉱業技師会（ <i>Corps des Mines</i> ）のエンジニア。リヨンの鉱山局に入局。産業省および首相官邸で幅広い職務に就いた後、同氏は、1984年から1986年まで産業大臣の事務所の部長代理に任命された。1987年に同氏は、Télécommunications Radioélectriques & Téléphoniques (TRT)の戦略担当部長になった。1989年に産業省の炭化水素部門の部長に任命され、また、1994年にはIFP総局に入局し、研究開発の責任者を務めた。1998年、同氏は、IFPを支配株主とした技術持株会社であるIsisの最高経営責任者に就任した。1999年、同氏は、国際エネルギー機関（IEA）の長期協働およびエネルギー方針の分析を担当する部長となった。2003年から2015年まで、同氏はIFP（2010年7月にIFP Énergies Nouvelles(IFPEN)へと改称）の会長兼最高経営責任者を務めた。オリヴィエ・アペール氏は、2015年3月からフランス国立技術アカデミーの総代表に就任しており、2010年からフランス・エネルギー委員会（ <i>Conseil Français de l'Énergie</i> ）の委員長となり、また、2003年からTechnipの取締役
取締役に任命された日 2013年6月17日	
直近で再任された日 2014年11月23日	
任期满了日 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株主総会	

その他の役職 原子力監視委員会および戦略委員会の委員	2015年における職務および役職 社外における主要な役職 ・フランス国立技術アカデミー総代表 ・フランス・エネルギー委員会(<i>Conseil Français de l'Énergie</i>)委員長
保有株式数 0	職務／役職 総代表 委員長 取締役
国籍 フランス	所属 フランス国立技術アカデミー フランス・エネルギー委員会 Technip
	国 フランス フランス フランス L

G：EDFグループ会社／L：上場会社

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職
フランス国内
・IFP Énergies Nouvelles会長兼最高経営責任者
・CGG取締役
・Storengy取締役
・パリ地球物理学研究所（*Institut de Physique de Globe de Paris*）理事

フィリップ・クルゼ（59歳）

当社における役職 パリ政治学院（*Institut d'Études Politiques de Paris*）および国立行政学院（*École Nationale d'Administration*）（ENA）を卒業。フランス国務院の元カウンセル（*Maître des Requêtes*）である同氏は、1986年にSaint-Gobainに入社し、自らのキャリアの大半をそこで過ごした。同氏は、経営企画長、Papeteries de Condatの最高経営責任者、スペインおよびポルトガルにおけるジェネラル・マネージャーならびに工業セラミック部門の部長を歴任した。2000年から2004年までは、財務・購買・情報システム担当副社長を務めた。同氏は、エネルギー市場のスチールパイプ分野における世界的なリーダーであるVallourecに入社する前は、建築向け販売事業担当グループ副社長に任命されていた。2008年4月から、同氏はVallourecの監査役を務めており、2009年4月には業務執行委員会委員長に就任した。同氏はまた、Institut de l'Entrepriseの副会長ならびにオペラ・コミック国立劇場（*Théâtre National de l'Opéra-Comique*）および市立劇場（*Théâtre de la Ville*）（パリ）の理事も務めている。

株主総会により任命された取締役

取締役会に任命された日
2009年11月23日

直近で再任された日
2014年11月23日

任期満了日
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定時株主総会

その他の役職
原子力監視委員会および監査委員会の委員長

2015年における職務および役職
社外における主要な役職
・Vallourec業務執行委員会委員長

保有株式数
200株

国籍
フランス

職務／役職	所属	国
業務執行委員会委員長	Vallourec	フランス L
会長	Vallourec Tubes	フランス
理事	オペラ・コミック国立劇場 （ <i>Théâtre National de l'Opéra-Comique</i> ）および市立劇場 （ <i>Théâtre de la Ville</i> ）（パリ）	フランス
副会長	<i>Institut de l'Entreprise</i>	フランス
取締役	Vallourec Tubos do Brasil SA	ブラジル

G：EDFグループ会社／L：上場会社

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職
フランス国内
・Vallourec Tubes France監査役会会長兼監査役
・Vallourec Oil & Gas France取締役

ブルーノ・ラフォン（59歳）

当社における役職 HEC経営大学院(*École des hautes études commerciales*) (HEC) および国立行政学院(*École nationale d'administration*) (ENA) を卒業。1983年にLafargeグループに入社し、企業財務部門における複数の役職を世界各地で務めた。1995年にグループ財務担当副社長に就任し、執行委員会に加わった。1998年、同氏はプラスター事業の責任者に就任した。同氏は2003年にグループ最高経営責任者補佐に任命され、続いて2005年に取締役に任命された。2006年に最高経営責任者に任命された同氏は、2007年から2015年までLafargeの会長兼最高経営責任者に就任した。同氏は2015年からLafargeHolcimの取締役会の共同会長およびLafargeの名誉会長を務めている。同氏は、2011年よりArcelorMittalの取締役に務めている。同氏は2013年11月から持続可能な開発のための世界経済人会議(WBCSD)の執行役員および2014年2月からMEDEF持続可能開発委員会の委員長を務めている。

株主総会により任命された取締役

取締役に任命された日
2008年5月20日

直近で再任された日
2014年11月23日

任期満了日
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定時株主総会

その他の役職
任命報酬委員会委員長

2015年における職務および役職

社外における主要な役職

・LafargeHolcim共同会長およびLafarge名誉会長

職務／役職	所属	国	
共同会長	LafargeHolcim	フランス	L
名誉会長	Lafarge	フランス	L
会長	Lafarge Ciments	フランス	
取締役	ArcelorMittal	ルクセンブルグ	L
持続可能開発委員会委員長	MEDEF	フランス	
執行役員	持続可能な開発のための世界経済人会議	スイス	

G: EDFグループ会社/L: 上場会社

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職

フランス国内

- ・Lafarge会長兼最高経営責任者
- ・Entreprises pour l'Environnement (EPE) 協会会長

フランス国外

- ・Lafarge India取締役
- ・Lafarge Cement Shui On取締役

ブルーノ・レシュヴァン（64歳）

当社における役職 パリ政治学院（*Institut d'Études Politiques*）の修士課程の学位を取得している。同氏はEDFでキャリアを開始し、その後様々な組合で任務に就いている。1983年から1988年までCFDT Gaz-Électricité federationの連盟書記を務め、その後1988年に書記長に就任した。また、1988年から1997年までCFDT労働組合連盟の国家委員会の委員を務め、その後1997年から1999年までChimie-Énergie unionの連盟書記を務めた。これと同時に、同氏は1992年から1999年までHaut Conseil du Secteur Public（公共部門に係る高等評議会）の委員を務めた。また、2000年に2年間の任期でフランスのエネルギー規制委員会の委員に任命され、同氏の任期は6年間延長された。2008年3月から2013年3月までフランス国内エネルギー・オンブズマンの総代表を務め、同氏は同時にフランスのエネルギー規制委員会委員長の特別顧問も務めた。同氏はまた、途上国にエネルギーおよび水を提供するために活動する団体である*Electricien sans Frontières*（国境なき電気技師）の副理事および創設メンバーでもある。同団体は、主に、エネルギー市場、規制、エネルギー効率、エネルギー管理、環境およびエネルギー消費者の保護における分野に介入する。同氏は、2013年2月にフランス環境エネルギー管理庁（ADEME）の委員に任命され、2013年3月には会長に就任した。

フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役

取締役会に任命された日 2013年5月6日

直近で再任された日 2014年11月23日

任期満了日 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定時株主総会

その他の役職
倫理委員会の委員

2015年における職務および役職
社外における主要な役職
・フランス環境エネルギー管理庁（ADEME）会長兼長官

保有株式数
0

国籍
フランス

職務／役職	所属	国
会長兼長官	ADEME	フランス
副会長	国境なき電気技士 (<i>Électriciens Sans Frontières</i>)	フランス

G：EDFグループ会社／L：上場会社

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職
フランス国内
・フランス国内エネルギー・オンブズマンの総代表
・CRE（フランスのエネルギー規制委員会）委員長の特別顧問

マリー・クリスティーヌ・ルプティ（54歳）

当社における役職 同氏は、国立理工科大学（*École Polytechnique*）および国立行政学院（*École Nationale d'Administration*）（ENA）を卒業。1987年、同氏は財務監察院に入り、監査人および顧問を務めた。その後1991年、同氏は管理統制の実施のために、国税総局のジャン・レミエール氏によってスカウトされた。1995年1月、同氏は、税法部門の統合作業を担当し、その後、税務およびマクロ経済研究の技術顧問として首相アラン・ジュペ氏の事務所に入所し、1995年から1997年まで同事務所の税務および中小企業の技術顧問を務めた。同氏は、サービスの質（事前に記入された納税申告書、遠隔手続および証明）の改善に努め、国税総局での職務を継続した。同氏は、2004年、経済・財務省の税法に関する責任者に任命され、この職務を利用し、2004年から2012年まで、税改革を推し進めた。それと同時に、同氏は2006年に社会福祉の資金調達改革を行う団体の共同議長を務め、ミシェル・ロカル氏が議長を務めた専門家による「エネルギーにおける気候の寄与」に関する協議会の報告書に連署した。また同氏は、エドゥアール・バラデュール氏が事務長を務めた地方自治体改革委員会に常任理事として参加し、リオネル・ジョスパン氏が議長を行う国民生活再生・倫理委員会の委員でもある。同氏は、2012年3月から、経済・産業・デジタル省および財務・公会計省の財務監察院長を務めている。同氏は、2013年よりフランス政治学会（*Fondation Nationale des Sciences Politiques*）の理事を務め、2015年よりフランス国立美術館連合（*la Réunion des muséums nationaux*）およびシャンゼリゼのグラン・パレ（*Grand Palais des Champs-Élysées*）の公的機関の理事を務めている。

取締役会に任命された日
2012年5月7日

直近で再任された日
2014年11月23日

任期満了日
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定時株主総会

その他の役職
監査委員会委員長および原子力監視委員会の委員

保有株式数
0

国籍
フランス

2015年における職務および役職
社外における主要な役職

・経済・産業・デジタル省および財務・公会計省の財務監察院長

職務／役職	所属	国
理事	フランス政治学会（ <i>Fondation nationale des sciences politiques</i> ）	フランス
理事	フランス国立美術館連合（ <i>la Réunion des muséums nationaux</i> ）およびシャンゼリゼのグラン・パレ（ <i>Grand Palais des Champs-Élysées</i> ）の公的機関	フランス

G：EDFグループ会社／L：上場会社

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職
該当なし

コレット・ルウィネ（70歳）

当社における役職 高等師範学校（*École normale supérieure*）を卒業、物理学の教授資格（*Agrégation*）の学位および理学博士号を取得し、1979年にフランス電力に入社。1989年に開発および商業戦略部門を立ち上げ、EDFにおいて執行副社長に任命された初の女性となった。1992年から1998年まで、同氏は、原子力エンジニアリング会社でありAREVAの子会社であるSGNにおいて会長兼最高経営責任者を務めた。1998年にCapgeminiにおいてグローバル・エネルギーおよび公益事業部門を設立しその後2012年6月までその管理に携わった。2012年7月よりCowinのマネージャーとして、エネルギー分野のコンサルタントとしての職務を果たしている。2010年から2015年までTDF（SAS）の非常勤会長であった同氏は、2014年よりフランス国立技術アカデミーの会員およびフランスの首相直属の戦略的調査委員会の委員も務めている。同氏はBouyguesグループ、ならびにEurotunnel、NexansおよびIngenicoの取締役でもある。

株主総会により任命された取締役

取締役会に任命された日
2014年4月11日

直近で再任された日
2014年11月23日

任期满了日
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定時株主総会

2015年における職務および役職
社外における主要な役職
・専務取締役

その他の役職

倫理委員会委員長ならびに監査委員会および任命報酬委員会の委員

保有株式数
1,748株⁽¹⁾

国籍
フランス

職務／役職	所属	国	
取締役	Bouygues	フランス	L
取締役	Nexans	フランス	L
取締役	Eurotunnel	フランス	L
取締役	Ingenico	フランス	L
会員	国立技術アカデミー (<i>Académie des Technologies</i>)	フランス	
委員	戦略的調査委員会	フランス	

G：EDFグループ会社／L：上場会社

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職

フランス国内

- ・TDF取締役会会長
- ・Lafarge取締役
- ・La Poste取締役

フランス国外

- ・Crompton Greaves取締役
- ・TGS Nopec取締役

(1) 直接またはミューチュアル・ファンドを通じて保有する株式。

ジェラルール・マナン（65歳）

当社における役職 プザンソン大学経済学部卒業、ベルフォール大学電気工学の学位、リヨン第2大学経済学部
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 学部の高等教育学位を取得し、同氏は8年間経済社会学の教鞭を執った。1985年から1994年に同氏はフランス環境エネルギー管理庁（ADEME）のフランシュ・コンテ地方の地域代表を務めた。1990年に欧州エネルギー都市ネットワーク創立者である同氏は、1994年から2014年6月まで同団体の総代表に就任していた。2013年10月からはブルゴーニュ・フランシュ・コンテ経済・社会・環境評議会の委員を務めている。

取締役会に任命された日 2014年11月23日

任期満了日 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定時株主総会

2015年における職務および役職

社外における主要な役職

- ・ブルゴーニュ・フランシュ・コンテ経済・社会・環境評議会の委員
- ・自営業

その他の役職
倫理委員会の委員

職務／役職	所属	国
委員	ブルゴーニュ・フランシュ・コンテ経済・社会・環境評議会	フランス

保有株式数
0

G：EDFグループ会社／L：上場会社

国籍
フランス

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職
フランス国内
・欧州エネルギー都市ネットワーク総代表

クリスチャン・マセ（59歳）

当社における役職 ENA（国立行政学院）の卒業生であり、パリのIEP（政治学院）およびESSEC（国立経済
フランス政府の推薦に基 商科大学院）を卒業。1984年に外務省政務課に入省した。1987年にロンドンのフランス
づき株主総会により任命 大使館一等書記官に任命され、その後1989年にパリの外務省経済課の一員となる。1991
された取締役 年から1994年の間はプレトリアのフランス大使館の主席顧問、1994年から1997年は欧州
連合のフランス常駐代表の顧問を務めた。1997年から1999年まで同氏は、外務省の技術
顧問を務めた。1999年から2002年までローマのフランス大使館の外交顧問を務めた同氏
は、2002年から2007年は欧州連合のフランス常駐副代表を務めた後、外務省の経済・財
務課長に任命された。2009年にはグローバリゼーション・開発・パートナーシップ総局
長に任命された。さらに同氏は、フランス在外教育庁の理事会および公共利益団体であ
るFrance Coopération Internationaleの会長にそれぞれ就任した。2012年1月から
2014年7月まで駐日フランス大使を務めていた。2014年8月1日以降、同氏は外務・国
際開発省の事務次官に就任している。

取締役会に任命された日
2014年9月26日

直近で再任された日
2014年11月23日

任期満了日
2018年12月31日に終了す
る事業年度の財務書類を
承認する定時株主総会

2015年における職務および役職

社外における主要な役職

・外務・国際開発省事務次官

その他の役職
戦略委員会の委員

保有株式数
0

国籍
フランス

職務／役職	所属	国	
取締役	AREVA	フランス	L
取締役	France Médias Monde	フランス	
長官	フランス国家身分証明書保管 庁 (Agence nationale des titres sécurisés)	フランス	
委員長	美術品登録証明委員会 (Commission de récolement des dépôts d'oeuvres d'art)	フランス	
理事	救急医療への準備・対応機関 (Etablissement de préparation et de réponse aux urgences sanitaires)	フランス	
理事	国立行政学院 (École nationale d'administration)	フランス	
理事	アンスティチュ・フランセ (Institut français)	フランス	
委員	フランス原子力委員会 (Comité de l'énergie atomique)	フランス	

G : EDFグループ会社 / L : 上場会社

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職

フランス国内

- ・フランス在外教育庁会長
- ・フランス国際専門機関（*France Expertise Internationale*）理事
- ・Culture France取締役
- ・フランス開発局（*Agence Française de Développement*）理事
- ・フランス・イスラエル財団（*France-Israel Foundation*）理事
- ・AREVA監査役

ローランス・パリゾ（56歳）

当社における役職
株主総会により任命され
た取締役

ナンシー第2大学において公法の修士学位を取得し、パリ政治学院（IPE）を卒業し、IPEにおいて政治学の修士学位を取得。同氏はCEVIPOF（フランス政治研究センター）会長のアラン・ランスロット氏と1983年にキャリアを開始した。1985年にはルイ・ハリス統計調査研究所の統計調査マネージャーに就任し、1986年に同研究所の最高経営責任者に選任された。1990年には統計・市場調査の研究所であるIFOPに入所し、その会長兼最高経営責任者に任命された。同氏は現在、IFOPグループの業務執行委員会副委員長に就任している。2005年にMEDEFの会長に選任され、2010年に再任された。同氏はBNP Paribasの取締役を務め、Fondapolの科学評議会会長も兼任している。

取締役会に任命された日
2014年11月23日

任期満了日
2018年12月31日に終了す
る事業年度の財務書類を
承認する定時株主総会

2015年における職務および役職

社外における主要な役職

- ・IFOPグループ業務執行委員会副委員長

その他の役職

監査委員会および戦略委
員会の委員

職務／役職	所属	国	
業務執行委員会副委員長	IFOP	フランス	
取締役	BNP Paribas	フランス	L
科学評議会会長	Fondapol	フランス	

G：EDFグループ会社／L：上場会社

保有株式数
0

国籍

フランス

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職

フランス国内

- ・Coface取締役
- ・Fives監査役
- ・Michelin監査役
- ・経済・社会・環境評議会の委員

フィリップ・ヴァラン（63歳）

当社における役職 国立理工科大学（*École Polytechnique*）およびパリ国立高等鉱業学校（*École de Mines*）を卒業。同氏は1978年にPéchineyグループに調査員として入社した。同氏は当該グループにおいて様々な管理職（経営管理、戦略、プロジェクト管理）を経験し、1995年にはRhenalu部門の部長に、1999年にはアルミ部門の最高経営責任者およびグループ執行役員に任命された。2003年には英国およびオランダの製鋼グループであるCorusの最高経営責任者として入社した。2009年6月にPSA Peugeot Citroënの業務執行委員会委員長に任命され、2014年6月に当該グループを去るまで務めた。現在同氏は、AREVAの取締役会会長およびSain-Gobainの取締役に務めている。

株主総会により任命された取締役⁽¹⁾

取締役に任命された日 2014年11月23日

任期満了日 2016年12月31日に終了する事業年度の財務書類を承認する定時株主総会

その他の役職 なし

2015年における職務および役職

社外における主要な役職

- ・ AREVA取締役会会長
- ・ ASEAN（東南アジア諸国連合）諸国に対する外務・国際開発省の特別代表

保有株式数
0

国籍
フランス

職務／役職	所属	国
取締役会会長	AREVA	フランス L
取締役	Saint-Gobain	フランス L
会長	Cercle de l'Industrie	フランス

G：EDFグループ会社／L：上場会社

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職

フランス国内

- ・ Peugeot SA業務執行委員会委員長
- ・ Peugeot Citroën Automobiles SA取締役会会長
- ・ GEFCO SA取締役会会長
- ・ Banque PSA Finance SA取締役
- ・ Faurecia SA取締役
- ・ AREVA監査役

フランス国外

- ・ PCMA Holding BV取締役
- ・ BG Group Plc.取締役

- (1) 2015年に開始したEDFとAREVAとの間の協議（「第2 3（2）①（ii）（ハ）（b）AREVAとの協定」を参照。）を考慮して、フィリップ・ヴァラン氏は、2015年6月9日からこの協議期間中に開催されるEDFの取締役会の会合への出席を一時的に取り止めた。さらに、ヴァラン氏は2016年3月31日に取締役の職務を辞任する決断を通知し、かかる辞任は2016年5月12日の株主総会にて効力が発生した。

クレール・プディニ（50歳）

当社における役職 クレール・プディニ氏（50歳）は、HEC経営大学院（*École des Hautes Études Commerciales*）（HEC）を卒業し、パリ高等商業学校（*École Supérieure de Commerce de Paris*）（ESCP）よりメディア・マネジメントの修士号を取得した。1988年に同氏は、経理・財務担当としてTotalに入社し、その後1991年にニューヨーク証券取引所におけるTotalの取引の許可を担当し、1992年に投資家向け広報担当部長、1994年にメディア向け広報担当部長および1997年に新情報技術担当部長に就任した。

取締役会に任命された日
2016年5月12日

任期満了日
2019年12月31日に終了する事業年度の財務書類を承認する定時株主総会

その他の役職
倫理委員会委員

1998年に同氏は、財務情報・株主向け広報担当部長としてAlcatelに入社した。これに続き、2001年に投資家向け広報・広報担当部長、2004年に最高財務責任者代理および2006年に人事部・企業広報担当上級部長に就任した。同氏は同年にAlcatel-Lucentの執行委員会に加入し、2007年に同社の人事部・企業広報・不動産担当上級部長に就任し、2009年にAlcatel-Lucentの人事部・改革担当執行部長に就任した。

2010年6月からクレール・プディニ氏は、Saint-Gobainグループにおける人事部担当上級部長を務めている。同氏はまた、Arkemaの取締役会にも所属している。

職務／役職	所属	国
取締役	Arkema	フランス
人事部担当上級部長	Saint-Gobainグループ	フランス

- (1) 辞任したフィリップ・ヴァラン氏に代わり、クレール・プディニ氏は、4年間の任期において取締役に任命され、2016年5月12日の株主総会においてその効力が発生した。

フランス政府を代表する取締役

マルタン・ヴィアル（62歳）			
当社における役職 フランス政府を代表する 取締役	ESSEC および 国立 郵 政 通 信 学 院（ <i>École nationale supérieure des postes et télécommunications</i> ）を卒業。同氏は、郵政総局財務部の郵政サービス・通信担当長官としてキャリアを開始した。1986年に同氏は、経済・財務省財政部に入省した。1988年から1993年まで、同氏は技術顧問、副長官ならびに郵政サービス・通信・宇宙担当大臣、機器・住居・輸送・宇宙担当大臣および郵政サービス・通信担当大臣の事務所の長官を歴任した。1993年に同氏は、航空会社であり、Air France、La PosteおよびTATの共同子会社であるAéropostaleの会長兼最高経営責任者に任命され、フランス航空輸送組合（ <i>Chambre syndicale du transport aérien</i> ）およびフランス全国民間航空組合（ <i>Federation nationale de l'aviation marchande</i> ）の会長に任命された。1997年末に同氏は、La Posteグループの最高経営責任者に就任した。2000年9月に同氏は、La Posteグループの会長に任命され、それと同時にCaisse nationale de prevoyance（CNP）の副会長に就任した。マルタン・ヴィアル氏は、2002年9月にフランス会計検査院に主席顧問として入った。2003年から2014年に同氏は、アシスタンス市場において世界的なリーダーであるEurop Assistanceグループの最高経営責任者を務め、またEurop Assistance Holdingの取締役兼最高経営責任者を務めた。また同氏は、当該グループ会社の複数の取締役会の議長を務めている。2015年1月に同氏は、高齢者に対する援助を提供するPremium Careという会社を設立した。2015年8月からフランス政府保有株式委員を務めるマルタン・ヴィアル氏は、Renault、ThalesおよびBpifranceの取締役も務めている。		
取締役会に任命された日 2015年9月9日			
任期満了日 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定時株主総会			
その他の役職 任命報酬委員会および戦略委員会の委員			
保有株式数 0			
国籍 フランス			
2015年における職務および役職 社外における主要な役職 ・フランス政府保有株式委員			
職務／役職	所属	国	
取締役	Renault	フランス	L
取締役	Thales	フランス	L
取締役	Bpifrance	フランス	
G：EDFグループ会社／L：上場会社			

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職

フランス国内

- ・Europ Assistance Holding最高経営責任者兼取締役
- ・International Health Solutions会長
- ・Sicav Libertés et Solidarités会長
- ・Hormair Vacances取締役
- ・Business Solutions Capital取締役

フランス国外

- ・Club Santé Afrique会長
- ・ブラジル、ベルギー、フランス、英国および米国のEurop Assistance会長
- ・南アフリカ、ドイツ、中国、スペイン、イタリアおよびポルトガルのEurop Assistance取締役

従業員により選任された取締役

クリスティーヌ・シャボティ（44歳）

当社における役職	法学の学位を取得。同氏は法律業界で経験を積み、2000年に主要口座課の通商専門職員
従業員により選任された	としてEDFの取引部門に入社した。現在は主要口座部門のマーケティング・取引部門に
取締役	勤務。2008年12月からは、労働裁判所判事（ <i>conseiller prud'homme</i> ）を務めている。
	シャボティ氏は、CGT組合の推薦を受けて2014年5月に再任された。
取締役会に任命された日	
2009年11月23日	2015年における職務および役職
	当社における主要な役職
直近で再任された日	・ EDF取引部門主要口座課商務官
2014年11月23日	
任期満了日	
2019年11月22日	
その他の役職	
倫理委員会の委員	
保有株式数	過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職
0	該当なし
国籍	
フランス	

ジャッキー・ショラン (56歳)

当社における役職 パリ政治学院 (IPE)を卒業し、法学部の博士号を取得したジャッキー・ショラン氏は、
従業員により選任された取締役 1983年に設備部門事務所において法律専門家としてEDFでのキャリアを開始した。現在
同氏は、EDFの発電・エンジニアリング部門の人事部マネージャー代表である。同氏は、2012年からエネルギー高等理事会の理事に就任しており、また生態学的移行国家諮
取締役会へ任命された日 問委員会の委員でもある。Force Ouvrière (F0) 労働組合の推薦を受けて、ショラン氏は
2014年11月23日⁽¹⁾ 2004年9月から2009年11月までEDFの取締役を務め、2014年5月に再任された。

任期満了日 2015年における職務および役職
2019年11月22日 **当社における主要な役職**

・ EDF発電・エンジニアリング部門人事部マネージャー代表

その他の役職

監査委員会、戦略委員会
および倫理委員会の委員

職務／役職	所属	国
理事	エネルギー高等理事会	フランス
委員	生態学的移行国家諮問委員会	フランス

保有株式数

229株⁽²⁾

G : EDFグループ会社 / L : 上場会社

国籍

フランス

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職

フランス国内

- ・ 経済・社会・環境評議会委員
- ・ フランス首相直属の組合連合調査機関であるIRES (フランス経済・社会研究所) 理事会のForce Ouvrière労働組合代表
- ・ F0 Énergies & Mines労働組合連盟書記 (技能開発センター担当)

(1) ジャッキー・ショラン氏は以前、2004年9月から2009年11月までEDF (EPIC、その後SA) の取締役であった。

(2) ミューチュアル・ファンドを通じて保有する株式。

マリー・エレヌ・メイリン（55歳）		
当社における役職	同氏は、コミュニケーション（パリ第5大学（ <i>Université Paris V</i> ））の学位を取得。	
従業員により選任された取締役	同氏は、1982年にEDFに入社し、情報通信に関する様々な職務を歴任した。同氏は、その後、電力市場の開放および再生可能エネルギーの支援に関する事業に重点的に取り組んだ。2008年から2011年の間、同氏はEDF中央企業委員会の役員を務めた。同氏は現在、EDFの上流／下流最適化および取引部門の上級エンジニアである。2012年11月、同氏はパリ政治学院およびフランス取締役学院（ <i>Institut Français des Administrateurs</i> ）が共同で発行する取締役証明書を取得した。同氏は、CFDT組合の推薦を受けて2014年5月に再任された。	
取締役会に任命された日		
2011年9月1日		
直近で再任された日		
2014年11月23日		
任期満了日	2015年における職務および役職	
2019年11月22日	当社における主要な役職	
	・ EDF上流／下流最適化および取引部門の上級エンジニア	
その他の役職		
監査委員会、原子力監視委員会、戦略委員会および倫理委員会の委員	職務／役職	所属 国
	CFDT組合の電力・ガス産業の従業員を代表する理事代理	エネルギー高等理事会 （ <i>Conseil Supérieur de l'Énergie</i> ） フランス
保有株式数	G：EDFグループ会社／L：上場会社	
33株		
国籍	過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職	
フランス	該当なし	

ジャン・ポール・リニャック（53歳）

当社における役職 トゥールーズの政治学院（*Institut National Polytechnique*）にてエネルギー学の博士号を取得。EDFの研究開発部の発電に関する共同委員会の秘書役を5年間務めた。
従業員により選任された取締役 1991年3月以降EDFの研究開発部（ルナルディエールセンター）にて技術研究者を務め、現在では産業建築分野におけるエネルギー効率に取り組む。同氏は、CGT組合の推薦を受けて2014年5月に再任された。

取締役会に任命された日
2007年11月1日

2015年における職務および役職

直近で再任された日
2014年11月23日

当社における主要な役職
・ EDF研究開発部技術研究者

任期满了日
2019年11月22日

職務／役職	所属	国
該当なし		

その他の役職
戦略委員会の委員

G：EDFグループ会社／L：上場会社

保有株式数
0

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職
該当なし

国籍
フランス

クリスチャン・タクシル（40歳）			
当社における役職	ドゥエー国立高等鉱業学校（ <i>École de Mines</i> ）を卒業。EDF Gaz de France		
従業員により選任された取締役	Distributionに1999年に入社し、顧客、地方自治体および委託管理等の役職でキャリアを開始した。2004年から2008年の間、Fédération CFE-CGC Énergies組合運営チームの電力産業およびガス産業に関する社会的対話の責任者を務めた。2008年に同氏はEDFに入社し、Fédération CFE-CGC Énergies組合の書記長に選任されるまでの2009年6月から2014年9月の間、EDFグループの監査部門に勤務していた。CFE-CGC労働組合の推薦を受けて、タクシル氏は、2014年5月に選任された。		
取締役会に任命された日			
2014年11月23日			
任期満了日			
2019年11月22日	2015年における職務および役職		
その他の役職	当社における主要な役職		
監査委員会および戦略委員会の委員	・人事部代表		
	職務／役職	所属	国
保有株式数	選任代表	ヴァル・ドワーズ電気・ガス・通信共同組合（ <i>Syndicat mixte d'électricite, de gaz et des télécommunications du Val-d'Oise</i> ）（SMDEGTVO）	フランス
965株 ⁽¹⁾			
国籍			
フランス			
G：EDFグループ会社／L：上場会社			

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職
フランス国内

- ・Fédération CFE-CGC Énergies組合書記長
- ・クールディマンシュ市議会議員（ヴァルドワーズ県）
- ・クールディマンシュ副市長
- ・現エネルギー高等理事会である、電力・ガス高等理事会代表

(1) ミューチュアル・ファンドを通じて保有する株式。

マキシム・ヴィロタ（56歳）

当社における役職 1981年にEDFに入社。同氏は、ダンピエール・アン・ビュルリ原子力発電所において勤務を開始し、その後、1987年にトリカスタン発電所にて働き始め、現在は、同発電所の購入方針コーディネーターである。同氏は、Fédération CGT Mines Énergie労働組合の組合員である。同氏は、CGT組合の推薦を受けて2014年5月に再任された。

取締役会に任命された日

2006年12月5日

2015年における職務および役職

当社における主要な役職

直近で再任された日

2014年11月23日

・EDF原子力発電所（トリカスタン）の金融・産業関係部における購入方針コーディネーター

任期满了日

2019年11月22日

職務／役職	所属	国
該当なし		

G：EDFグループ会社／L：上場会社

その他の役職

監査委員会、原子力監視委員会および任命報酬委員会の委員

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職
該当なし

保有株式数

34株⁽¹⁾

国籍

フランス

(1) ミューチュアル・ファンドを通じて保有する株式。

(2) 執行委員会**① 執行委員会の構成員**

2016年4月29日現在の執行役員は以下のとおりであった。

氏名	役職
ジャン・ベルナール・レヴィ	会長兼最高経営責任者、執行委員会委員長
マルク・ブナユン	当グループ執行副社長、ガスおよびイタリヤ担当、Edisonの最高経営責任者、FeniceおよびDunkerque LNGの監視担当(マルク・ブナユン氏は2016年1月14日付でブルーノ・レスクール氏の職務を引き継いだ。)
アントワン・カユザック	当グループ上級執行副社長、再生可能エネルギー担当、EDF Énergies Nouvellesの最高経営責任者
グザヴィエ・ジール	当グループ上級執行副社長、当グループ財務部門担当(グザヴィエ・ジール氏は2016年3月7日付でトマ・ピクマル氏の職務を引き継いだ。)
アンリ・ラフォンテーヌ	当グループ上級執行副社長、顧客サービスおよび地域業務担当、Dalkia、Tiru、Citelumおよび商務部の監視担当
マリアヌ・レノー	当グループ上級執行副社長、人事担当
ドミニク・ミニエール	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
バンサン・ドゥ・リヴァ	当グループ上級執行副社長、EDF Energyの最高経営責任者
シモーネ・ロッシ	当グループ上級執行副社長、国際部門担当
ピエール・トドロフ	当グループ上級執行副社長、当グループ書記長
フィリップ・トリオン	当グループ上級執行副社長、イノベーション・戦略および計画担当、EDF Tradingの監視担当
グザヴィエ・ウルサ	当グループ上級執行副社長、新規原子力発電所およびエンジニアリング担当、Sofinelの監視担当

アレクサンドル・ペラ氏が、取締役、会長兼最高経営責任者の特別顧問および執行委員会の秘書役である。

② 執行役員の個人情報

マルク・ブナユン：50歳。国立経済商科大学院 (*École Supérieure des Sciences Économiques et Commerciales*) を卒業し、1989年にParibas Groupに入社。その後1993年にBoston Consulting Groupに入社し、2001年にパリオフィスのパートナーおよび業務執行取締役役に就任した後、2008年にはモスクワオフィスのパートナーおよび業務執行取締役役に就任し、在任期間中に天然ガス部門における技能開発を含む幅広い責務を果たした。同氏は2009年に経済・料金・価格担当部長としてEDFグループに入社した。2012年には電気、ガスおよびサービス販売の責任者であるB2B市場・取引部門の部長に就任した。同氏は、かかる役職において、競争の激しい環境下で主導的な立場を取り戻すことを目的とした、事業者および地方自治体（全体で400,000を超える施設があり、電力消費量は120TWh。）向けの電力料金に係る規制の終了に関連するプロジェクトを監視した。同氏はTrimet France、NetseenergyおよびES Énergiesの監査役会のメンバーを務めている。

アントワン・カユザック：61歳。国立理工科大学 (*École Polytechnique*) および国立気象学校 (*École de la météorologie nationale*) を卒業。運輸省のエンジニアリング職を経てアントワン・カユザック氏は、1982年にEDFの研究調査課に入社。1985年に同氏はCrédit Commercial de France (CCF) のスワップ課に入社、1988年にマネージャーに昇格した。3年間Vinciの同社CEOの主席顧問として勤務した後、1994年にCCFに再入社し、投資銀行部門でさまざまな役職を歴任し、2000年にCCFがHSBCとなると同時にHSBCグループのエネルギー・公益事業部門の共同マネージャーを務めた。2008年にHSBC Franceの最高経営責任者に代わり中堅企業を監督するため、フランスに帰国する以前は、同投資銀行部門のMENAT地域を監督するために3年近くドバイに勤務していた。2011年5月から同氏は、フランスにおけるHSBCのプライベート・バンキング事業に従事しており、HSBC Franceの業務執行役員を数年務めた。アントワン・カユザック氏は、2012年からEDF Énergies Nouvellesの最高経営責任者、2015年3月からは当グループ上級執行副社長（再生可能エネルギー担当）に就任している。同氏はEDF LuminusおよびEDF Tradingの取締役でもある。

グザヴィエ・ジール：47歳。2015年にフランス担当の最高財務責任者としてEDFに入社。1999年から2011年まではVeolia Environnementのリスク管理・監査担当最高責任者ならびにVeolia Transportation and Environmental Servicesの上級副社長および最高財務責任者を務め、2011年から2015年まではLa Poste Groupの上級副社長および最高財務責任者ならびにXAnge

Private Equityの最高経営責任者を務めた。同氏はまた、RATPおよびFrançaise des Jeuxの取締役および監査委員会委員長を務めている。同氏はHECおよびENAを卒業した後フランス会計検査院に入社した。同氏は2016年3月7日に当グループ臨時上級執行副社長（当グループ財務担当）に任命され、2016年4月21日に正式にかかる職務に任命された。

アンリ・ラフォンテーヌ：59歳。高等電気学校（*Supélec Engineering School*）において数学の修士号を取得。同氏は、1983年にEDFに入社し、配電部門において幅広い責務を果たした。1997年、同氏はコルシカ島の配電部門（EDF GDF Services）における執行副社長代理に就任し、その後2000年にマルセイユの配電部門（EDF GDF Services）の部長に就任した。2002年、同氏は、25%の市場シェアを有するアルゼンチンの最大配電事業者であるEDENORの最高経営責任者に任命された。EDENORは当時、EDFグループの主要な海外子会社の1社であった。2005年、同氏は配電事業の子会社を設立するためのプロジェクトの責任者となり、このプロジェクトがERDFの設立へと繋がった。その後2007年にEDF Island Power Systemsの取締役となった後、2010年にEDF Entreprisesの商業課の取締役に就任した。同氏は、2012年9月に執行副社長に就任した後、2013年7月には当グループ上級執行副社長（商務、最適化業務、取引業務および島部エネルギー・システム担当）の役職に就き、2015年3月には当グループ上級執行副社長（顧客サービスおよび地域業務担当）に任命された。同氏はEDF商務部の運営管理の責任者であり、Dalkia、TIRUおよびCitelumの監視を行っている。また同氏は、Citelumの会長ならびにDalkia、EDF Energy、EDF Fenice、EDF InternationalおよびFondation EDFの取締役でもある。

マリアンヌ・レノー：51歳。セーブル高等師範学校（*École Normale Supérieure de Sèvres*）、ENAおよびパリ政治学院（IEP）を卒業し、古典の教授資格（*Agrégation*）の学位を取得。同氏は、国務院評定官である。ENAを卒業後、国務院に入り、その他の役職のほか、協力省の法律顧問、国家改革委員会の下での国際協力担当部長ならびに国際連合によるモザンビークでの選挙管理委員会および欧州連合によるガザでの選挙管理委員会の一員を務めた。1997年に外務省に配属され、チュニスのフランス大使館において、交渉、政治、地域社会・法務および通信の責任者である公使を務めた。2000年から2002年まで、国務院評定官として、特にENAの取締役、文化省の法律顧問およびENAにおいて一般的法律の上級講師などの使命を務めた。同氏は、2003年に本社の組織担当部門の部長としてGaz de Franceに入社した。その後、2004年9月に広報の代表者となった。同氏は、2005年に法律顧問としてEDFグループに入社し、その後副総書記を務め、2007年には書記長および執行役員となった。同氏は、2010年12月1日からEDFグループの人事担当上級執行副社長に就任している。また同氏は、Bank of Franceの総合委員会の委員およびENS UIm同窓会会長にも就任している。

ドミニク・ミニエール：57歳。パリ国立高等鉱業学校（*École de Mines*）を卒業（1978年）。1982年にEDFに若手エンジニアとして入社し、その後すぐに原子力発電所および火力発電所の稼働を担当する部門における「維持管理」部の責任者となった（現在稼働中の発電所の約3分の1はかかる時期に稼働が開始された。）。同氏は、1986年から1989年にゴルフシュ原子力発電所（タルヌ・エ・ガロンヌ県）の、1993年から1997年は中国大亜湾原子力発電所の操業開始にそれぞれ参加した。1997年にはカットノン原子力発電所（モゼル県）に異動となり1999年にマネージャーに就任した。2002年から2013年の間に同氏は、フランスにおけるEDFの58か所の原子力発電ユニットを監督する原子力発電部門の副部長、次いで部長に就任した。2013年3月に同氏はEDFの原子力、火力および水力発電所全体の責任者である発電・エンジニアリング部門の部長代理に就任した。同氏は、2015年3月から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）に就任している。

パンサン・ドゥ・リヴァ：62歳。グルノーブル国立水力大学（*École Nationale de Supérieure d'Hydraulique*）を卒業。工学の学位を持つ。同氏は、1977年に海外技術課の水力工学技術者としてEDFグループで働き始め、アフリカ、フランス領ギアナおよびニューカレドニアにおける水力発電施設の建設に携わった。1985年から1991年には、国際部門において極東地域の責任者となり、中国における当グループの原子力、火力、水力および配電部門の発展に貢献した。1991年から1994年には、同氏はEDF国立水力機器研究センターの所長を務め、EDFグループのフランスおよび外国における水力事業の責任者となり、特にラオスにおけるナム・テウン2のプロジェクトの立上げを成し遂げた。1995年に同氏は、国際部門の部長代理に任命され、その後プロジェクト担当部長を務めた。かかる職務で同氏は、EDFのIPPに対する投資事業（特に中国、メキシコ、ベトナムおよびラオス）の発展に、貢献した。また、1998年のLondon Electricityの買収を含むポーランド、スイスおよび英国の会社の買収にも貢献した。1999年に同氏は、企業財務部門の最高財務責任者代理に任命され、2000年には、財務戦略および財務業務担当部長に任命された。2002年2月、英国のLEグループの会長兼最高経営責任者に任命され、Seaboardの買収およびSeaboardと旧London Electricityおよび英国東部電力網との統合を指揮し、2003年にEDF Energyを設立した。2008年および2009年の英国最大の原子力発電事業者であるBritish Energyの買収および統合によって、EDF Energyは、英国の電力市場における主要事業者かつ最大の発電・配電業者となった。2010年に、同氏はEDF Energyの配電網事業の処分遂行の管理を行った。同氏はヒンクリー・ポイントCを第1目標に、英国におけるEDFの新規原子力プロジェクトの開発の陣頭指揮を執った。現在、EDF Energyの最高経営責任者を務めており、2015年3月からEDFグループの上級執行副社長に就任している。

シモーネ・ロッシ：47歳。ボッコーニ大学（ミラノ）経営学部卒業。シモーネ・ロッシ氏はキャリアをコンサルタントとして開始し、まずはKPMG Consultingにおいて企業財務、その後1996年からMcKinsey & Companyにおいて主にエネルギー、金融機関および情報通信技術の分野を専門とした。2004年に同氏はイタリアのミラノに所在のEdison SpAに戦略部長として入社し、2007年に計画、管理およびIT担当部長に昇格した。2009年末に、米国のボルティモアを拠点とする企業であるConstellation Energy Nuclear Group（CENG）の最高財務責任者に任命された。次いで同氏は2011年4月にEDF Energyの最高財務責任者となった。2015年3月からシモーネ・ロッシ氏はEDFグループの上級執行副社長（国際部門担当）に就任している。

ピエール・トドロフ：58歳。ウルム高等師範学校および国立行政学院を卒業し、哲学の高等教授資格保持者である。ピエール・トドロフ氏は、1986年から1990年までフランス国務院において監査人、次いで審議官を務めた。その後Lagardère Groupに入社し、特にHachette Filipacchiの国際最高経営責任者補佐の役職を含む、メディア部門における幅広い責務を果たした。1997年から2008年まで、同氏はAccor Groupの事務局長に就任していた。2008年から2011年の間はHogan Lovells LLP法律事務所のパートナー、その後2011年にはPSA Peugeot Citroënの書記長および経営委員会の委員を務めた。ピエール・トドロフ氏は2015年2月2日よりEDFグループの書記長および執行役員に就任している。

フィリップ・トリオン：61歳。国立理工科大学（École Polytechnique）および国立高等鉱業学校（École nationale supérieure des Mines）を卒業。フィリップ・トリオン氏は、1977年にEDFでのキャリアをパリ地域部門において開始し、1999年まで社内においてブローニュ・シュル・メール配電センターの技術マネージャーならびに一般経済調査課の経済エンジニアおよび社内経済部長といった様々な役職を経験した。1992年に同氏はガール・セヴェンヌ地方におけるEDF-GDFサービス・センターの所長に就任し、5年後に発送電部門の経済およびシステム開発部長に就任した。1999年には企業戦略部長に、2001年には地域業務代表およびPACA地域代表に任命され、2005年にはEDF Tradingの最高経営責任者に就任した。2008年8月からは上流部門／下流部門の最適化および取引部門の部長を務めた。2015年3月よりフィリップ・トリオン氏はEDFグループの上級執行副社長（イノベーション・戦略および計画担当）に就任している。さらに同氏はEDF Tradingの取締役会会長でもある。

グザヴィエ・ウルサ：49歳。国立理工科大学（École Polytechnique）および国立高等情報通信学校（Télécom Paris）を卒業。1991年にEDFに入社し、2002年まで水力工学部門の様々な役職を務めた。同氏はEDFの水力工学センターの建設を監督し、国際プロジェクト（特に南米）に多くの貢献を行ってきた。2002年から2005年の間、同氏はEDFの発電・エンジニアリング部門担当のジェネラル・マネージャー代理の特別顧問であった。2005年から2007年にはグルノーブルにおけるアルプス発電ユニットの副ユニット長を務め、2007年から2010年にはトゥールーズにおける南西部発電ユニットのユニット長を務めた。2010年から2014年にかけて水力発電およびエンジニアリング部門の部長代理、次いで同部門部長を歴任した。2015年3月よりグザヴィエ・ウルサ氏は、上級執行副社長（新規原子力発電所およびエンジニアリング担当）に就任している。同氏はまた、ONEMA（フランス国家水域環境局）、EDF Énergies NouvellesおよびEDF Norte Fluminenseの取締役、フランス国家水資源委員会の委員ならびに世界水会議の理事を務めている。

（3） 理事会の構成員ならびに経営幹部についての家族関係、有罪判決および利益相反の不存在

① 家族関係の不存在

EDFが認識する限り、理事会の構成員または経営幹部の中の家族関係は不存在である。

② 有罪判決の不存在

EDFが認識する限り、EDFの取締役または経営幹部の中に、少なくとも最近5年以内に（i）詐欺の有罪判決を受けた者、（ii）破産した者、財産の押収を受けた者もしくは清算された者または（iii）行政当局もしくは規制当局により訴追されたおよび／もしくは罰則を受けた者はいない。

さらに、EDFが認識する限り、EDFでは、発行体の管理、経営および監督機関の構成員になることまたはそれらの発行体の業務の管理または監督に参加することを裁判所により妨げられたことがあるEDFの取締役または経営幹部は最近5年以内にいない。

③ 利益相反

EDFの認識する限り、2016年4月29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 5（1）②（ii）取締役の責任および義務」を参照。）。

フィリップ・ヴァラン氏のAREVAの取締役会会長としての役職との兼ね合いで当社は利益相反の潜在的リスクの発生への対応を目的とする詳細な手順を設定した。しかし、2015年におけるEDFとAREVAの間の協議（「第2 3（2）①（ii）（ハ）（b）」

AREVAとの協定」を参照。)を考慮し、ヴァラン氏は2015年6月9日から取締役会への参加を取りやめ、その後2016年3月31日には取締役としての任務を辞する旨を通知した(「第5 4 (1) ①取締役会の構成員」を参照。))。

当社の取締役(「第5 4 (1) ①取締役会の構成員」を参照。)に適用される特有の法令および規制の規定に従い、EDFの認識する限り、株主、顧客、供給業者またはその他の者との間で、取締役または経営幹部として選任されるべく締結された協定または合意は存在しない。

EDFの認識する限り、EDFの証券取引倫理規約(「第5 4 (4) ②当社株式の取引」を参照。)により生じる制約を除き、EDFにおける取締役の保有株式の売却能力を一定期間制約することに同意した取締役は存在しない。さらに、EDFの株式に投資するEDFのグループ貯蓄計画を通じて投資信託の方式で株式を保有する役員または民営化制度の法的枠組みにおいてフランス政府から株式を取得した役員は、これらの取引に適用される規定に基づく譲渡制限規制および長期投資規則に従うことがある。

(4) 取締役による株式所有ならびに役員および執行役員によるEDF株式の取引

① 取締役による株式所有

2015年12月31日現在、当社の取締役は合計3,359株の株式を保有している。以下の表は、2015年12月31日現在において取締役が個人的に保有していたEDF株式数の詳細を示したものである。

	2015年12月31日現在 EDF株式数
ジャッキー・ショラン ⁽¹⁾	229
フィリップ・クルゼ	200
ブルーノ・ラフォン	150
コレット・ルウィネ ⁽²⁾	1,748
マリー・エレヌ・メイリン	33
クリスチャン・タクシル ⁽¹⁾	965
マキシム・ヴィロタ ⁽¹⁾	34
合計	3,359

(1) ミューチュアル・ファンドを通じて保有。

(2) 直接またはミューチュアル・ファンドを通じて保有。

2015年12月31日現在、シャボティ氏、ルプティ氏、パリゾ氏、アペール氏、レシュヴァン氏、レヴィ氏、マナン氏、マセ氏、リニャック氏、ヴィアル氏およびヴァラン氏のいずれもEDFの株式を保有していない。2014年12月31日現在、当社の取締役は合計3,316株の株式を保有している。以下の表は、2014年12月31日現在において取締役が個人的に保有していたEDF株式数の内訳を示したものである。

	2014年12月31日現在 EDF株式数
クリスティーヌ・シャボティ ⁽¹⁾	6
ジャッキー・ショラン ⁽¹⁾	217
フィリップ・クルゼ	200
ブルーノ・ラフォン	150
コレット・ルウィネ ⁽²⁾	1,771
マリー・エレヌ・メイリン	28
クリスチャン・タクシル ⁽¹⁾	912
マキシム・ヴィロタ ⁽¹⁾	32
合計	3,316

(1) ミューチュアル・ファンドを通じて保有。

(2) 直接またはミューチュアル・ファンドを通じて保有。

2014年12月31日現在、ルプティ氏、パリゾ氏、アペール氏、レシュヴァン氏、レヴィ氏、マナン氏、マセ氏、リニャック氏、チュリニ氏およびヴァラン氏のいずれもEDFの株式を保有していない。

② 当社株式の取引

2006年、EDFグループは、EDFまたはEDFグループの上場子会社の株式の売買に適用される一連の原則および規則を採用した。かかる規則は、倫理規約として編集され、2010年11月のAMF勧告を反映するために2011年3月に更新され、2011年4月4日にEDFの執行委員会に提出された。この規約の配布と同時に、当グループの従業員を対象として、株式市場の規則、特にインサイダー情報の保持に関連する警戒および義務ならびに自粛（ブラックアウト）期間に対する認識を高めるキャンペーンが推進さ

れた。かかる期間中は、恒常的内部者である者および当社の財務書類が公表される前に正確な情報を有する当グループの職員は、当社の有価証券の売買を差し控えることが要求されている。

倫理規約は、EDFの有価証券に関する売買についてAMFおよび当社に対して申告する経営陣の義務についても規定している。フランス通貨金融法第L.621-18-2条に基づき、規制市場での取引のために株式を上場している会社の経営陣は、自社株式の取引につき当該取引完了後5取引日以内に必ずAMFおよび会社に申告しなければならない。

また、EDFの取締役会は、AMF一般規制（AMF一般規制の第223-26条）の規定により、直近の事業年度において経営陣および同等の人物（EDFにおいて「経営陣と同等」の従業員とは、当社執行役員をいう。）がAMFに申告した取引について株主総会に提出する年次報告書に記載しなければならない。

2015事業年度中、当社の取締役または執行役員によるAMFまたは当社に対するEDF株式に関連する取引の申告はなかった。

（５）報酬および手当

① 役員の報酬

役員に対して当社および当社の支配下にある会社によって2015事業年度に支払われたすべての種類の報酬および手当は、以下の表のとおりである。

以下の表は、AFEP-MEDEFのコーポレート・ガバナンスの統合規約および2015年4月13日修正済みのAMF役職勧告2009-16により推奨された様式に従い作成された。

（い）会長兼最高経営責任者の報酬総額

会長兼最高経営責任者へ授与された報酬ならびにオプションおよび株式の概要⁽¹⁾

(単位：ユーロ)	2015事業年度	2014事業年度
ジャン・ベルナル・レヴィ(会長兼最高経営責任者)		
事業年度の報酬	452,868	47,368
事業年度中に受け取った様々な多年度報酬	-	-
事業年度中に受け取ったオプション評価 ⁽²⁾	-	-
事業年度中に受け取った無償株式評価 ⁽²⁾	-	-
合計	452,868	47,368

(1) AMF役職勧告2009-16の表1。

(2) 「第5 4（５）②ストック・オプション－無償株式」に記載するとおり、当社はストック・オプション制度を実施しておらず、役員は無償株式の割当てを受けない。

2014年11月27日付命令によりEDFの会長兼最高経営責任者に任命されたジャン・ベルナル・レヴィ氏については、「第5 4（５）①（い）（ロ）会長兼最高経営責任者の報酬の設定」を参照。

会長兼最高経営責任者へ授与された報酬の概要⁽¹⁾

以下の表は、2014年11月23日から会長兼最高経営責任者に就任しているジャン・ベルナル・レヴィ氏に対して支払うべきおよび支払った2014事業年度および2015事業年度に係るすべての種類の報酬を表している。

(単位：ユーロ)	2015事業年度		2014事業年度	
	支払うべき金額	支払済みの金額	支払うべき金額	支払済みの金額
ジャン・ベルナル・レヴィ				
固定報酬	450,000	497,368 ⁽²⁾	47,368	0
変動報酬	0	0	0	0
多年度報酬	-	-	-	-
特別報酬	-	-	-	-
取締役報酬	-	-	-	-
現物給付 ⁽³⁾	2,868	2,868	0	0
合計	452,868	500,236	47,368	0

(1) AMF役職勧告2009-16の表2。

(2) 2014事業年度に支払うべき報酬を含む。

(3) 現物給付は、社用車およびエネルギーの現物給付からなる。

ジャン・ベルナル・レヴィ氏の報酬については、「第5 4 (5) ① (i) (ロ) 会長兼最高経営責任者の報酬の設定」を参照。

(イ) 報酬の設定条件

1953年8月9日付命令第53-707号第3条およびフランス商法第L.225-47条に従い、会長兼最高経営責任者の報酬の内訳は、任命報酬委員会の勧告および、各大臣と協議後に経済担当大臣の承認を受け、当社の取締役会によって決定される。

2012年7月26日付命令第2012-915号は1953年8月9日付命令を修正し、当該命令の適用対象である国有企業の役員に対して支払可能な報酬額に、450,000ユーロの制限を設けた。

(ロ) 会長兼最高経営責任者の報酬の設定

2015事業年度の報酬

任命報酬委員会の勧告に基づき、取締役会は、2015年4月8日に開催された会議において、2014事業年度および2015事業年度の会長兼最高経営責任者の年間固定報酬を総額450,000ユーロに設定し、2014事業年度の報酬はジャン・ベルナル・レヴィ氏が暫定会長兼最高経営責任者に任命された2014年11月23日からの期間に応じて計算する（すなわち、2014事業年度に支払われる報酬の総額は47,368ユーロとする。）ことを決定した。

取締役会はさらに、会長兼最高経営責任者に対して「第5 4 (5) ① (i) (ハ) その他の報酬項目」に記載される条件に応じて退職金を支払うことを決定した。

2016事業年度の報酬

任命報酬委員会の勧告に基づき、取締役会は2016年2月15日に開催された会議において、2016事業年度の会長兼最高経営責任者の年間固定報酬を総額450,000ユーロに据え置くことを決定した。

(ハ) その他の報酬項目

2015年中、ジャン・ベルナル・レヴィ氏は、取締役会会長およびEDF取締役としての取締役報酬を受け取っていない。また、EDFの支配下にある会社における地位に関する取締役報酬および被支配会社からのいかなる報酬も受け取っていない。

当社は、2015年に会長兼最高経営責任者に対してストック・オプションを付与しておらず、当該事業年度においてオプションは行使されなかった。同様に、前事業年度においても無償株式は会長兼最高経営責任者に付与されておらず、当該株式を利用することはできなかった。

ジャン・ベルナル・レヴィ氏の両氏は、EDFから着任賞与を受け取っていない。

雇用契約、補足的年金、退職金および競争禁止条項

			任務の終了または変更による支払われるべき報酬、利益または債務		競争禁止条項報酬
会長兼最高経営責任者 ⁽¹⁾	雇用契約	補足的年金制度			
ジャン・ベルナル・レヴィ (2014年11月27日から 会長兼最高経営責任者) ⁽²⁾	なし	なし	あり		なし

(1) AMF役職勧告2009-16の表11。

(2) ジャン・ベルナル・レヴィ氏は2014年11月23日より暫定会長兼最高経営責任者に任命された。

任命報酬委員会の勧告に基づき、取締役会は、2015年4月8日に開催された会議において、フランス商法の規定およびAFEP-MEDEFのコーポレート・ガバナンス規約の勧告に従ってジャン・ベルナル・レヴィ氏に対して、EDFの会長兼最高経営責任者としての任期が終了する際に退職金を支払うことを決定した。かかる支払いは、下記の規定に服するものとする。

- ・支払事由：強制離職（重大な懈怠や故意の不正行為を理由とした解任を除く。）の場合のみ取締役会の判断に基づく最終決断
- ・計算方法および上限額：退職金の当初金額は、着任初日（2014年11月23日）から就任後1年は総額200,000ユーロであり、以後四半期毎に総額60,000ユーロが増額される。ただし、上限である報酬の1年分を超えることはない。
- ・パフォーマンス基準：退職金は、退任以前の満3事業年度のうち少なくとも2事業年度でグループEBITDA予測の80%を達成した場合にのみ支払われる。当人が任期の2年目に退任した場合、取締役会が直近の事業年度通期を参照して当該基準を満たしているか否かを評価するものとする。当人が任期の3年目に退任した場合、直近の満2事業年度を参照して当該基準を満たしているか否かを評価するものとする。

かかる規定は、フランス商法第L.225-42-1条において定められており、2014年*Document de Référence*の別紙Cに含まれる2015年4月8日付の会計監査役による特別報告に従うものである。

(ii) 取締役の報酬総額

2015事業年度中、取締役の任務に対して支払われた特別報酬はなかった。

以下の表は、2014事業年度と2015事業年度に取締役に対して支払われた取締役報酬の総額を表している。

取締役役に支払われる取締役報酬

(単位：ユーロ)	2015年 ⁽¹⁾	2014年 ⁽²⁾
2015年12月31日現在在任中の取締役		
オリヴィエ・アペール ⁽³⁾	15,642	n/a
フランス政府予算に組み入れられた報酬	14,192	n/a
フィリップ・クルゼ	46,479	30,000
ブルーノ・ラフォン	48,245	23,104
ブルーノ・レシュヴァン ⁽³⁾	15,642	n/a
フランス政府予算に組み入れられた報酬	15,642	n/a
マリー・クリスティーヌ・ルプティ ⁽³⁾	16,819	n/a
フランス政府予算に組み入れられた報酬	16,819	n/a
ジャン・ベルナル・レヴィ ⁽⁴⁾	n/a	n/a
コレット・ルウィネ	39,422	4,444
ローランス・パリゾ ⁽⁴⁾	16,231	n/a
ジェラルド・マナン ⁽⁴⁾	15,642	n/a
フランス政府予算に組み入れられた報酬	10,950	n/a
クリスチャン・マセ ⁽³⁾	15,054	n/a
フランス政府予算に組み入れられた報酬	15,054	n/a
フィリップ・ヴァラン ⁽⁴⁾	14,466	n/a
マルタン・ヴィアル ⁽⁵⁾	n/a	n/a
フランス政府予算に組み入れられた報酬	n/a	n/a
2015年12月31日現在任期が満了している取締役		
ミレイユ・フォージェル	11,274	33,448
マイケル・ジェイ	17,306	39,310
ピエール・マリアニ	22,602	44,138
レジス・チュリニ	16,231	n/a
フランス政府予算に組み入れられた報酬	16,231	n/a
合計	311,055	174,444

n/a：該当なし

- (1) 2014年度下半期および2015年度上半期。フォージェル氏、クルゼ氏、およびラフォン氏は例外的に2015事業年度の上半期において2014年分の固定報酬および変動報酬の全額を受け取った。
- (2) 2013年度下半期および2014年度上半期。
- (3) 取締役は2014年11月23日より取締役報酬を受け取っている。
- (4) 2014年11月23日より取締役。
- (5) 2015年9月9日より取締役。

取締役報酬の予算および分配

従業員を代表する取締役は、公共部門の民主化に関する1983年7月26日付法律第83-675号に従い、無報酬で役職を務め、EDFの取締役会会長は取締役報酬を受領しない。

2014年8月20日付政令第2014-948号に従って、政令第6条に基づきフランス政府の勧告を受け株主総会において選任された取締役かつフランスの公務員である取締役に割当てられる取締役報酬は、フランス政府予算に組み入れられる。フランス政府の勧告を受け株主総会において選任されたがフランスの公務員ではない他の取締役に支払うことのできる、経済担当大臣が設定した上限（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日付政令は、これら取締役が受け取るべき報酬の30%の上限を超える報酬について当該会社がフランス政府予算に計上することを定めている。）を超える分の取締役報酬にも同様の処置が適用される。

2014年8月20日付政令第4条に基づき任命されたフランス政府を代表する取締役については、その職務の遂行に対して支払われる一切の報酬はフランス政府予算に組み入れられる。

任命報酬委員会の意見書の提出ならびに1953年8月9日付命令第53-707号第3条に基づいた経済担当大臣およびエネルギー担当大臣の承認を受け、取締役会は、取締役会によって承認された配分に基づき取締役の割り当てられる取締役報酬の予算を、その承認のために株主総会に提出する。

2014年8月20日付政令に基づきEDFの取締役会の構成が2014年に変更されたことを受け、2014年11月21日付株主総会では、任命報酬委員会の意見書提出後、取締役会の勧告を受け、2014事業年度に取締役会に割り当てられていた取締役報酬の予算を従前の200,000ユーロに対して226,000ユーロに増額し、2015事業年度以降に取締役会に割り当てられる取締役報酬年間予算を440,000ユーロに設定した。

2011年6月22日の取締役会において、任命報酬委員会の勧告に基づき、2011事業年度から適用される取締役報酬の年間予算の配分に関する現在の設定が設定された。予算総額は、それぞれ予算の半分に値し、固定部分と変動部分に配分されており、以下のように配分される。

- ・固定部分は、取締役間で平等に分配される。年間の固定部分の50%が当該事業年度中に支払われ、残りの50%が翌事業年度の初めに支払われる。
- ・変動部分の取締役間の分配は、会議の種類（取締役会または委員会）および各取締役の具体的な役職（委員または委員長職）によって変動する係数を適用することによって設定される。取締役会議への出席には係数2、委員長が委員会に出席した場合には係数2、さらに、委員会の会議に取締役が委員として出席した場合には、係数1を用いる。係数の単価を設定するため、変動部分は該当事業年度の係数の合計で除される。当該事業年度の変動部分は翌事業年度の初めに支払われる。

取締役会は、2016年3月8日に開催された会議において、社外取締役のワークグループがEDFによるAREVA NPに対する支配権の取得（「第2 3（2）①（ii）（ハ）（b）AREVAとの協定」を参照。）に関して2015事業年度および2016事業年度に行った業務についての特別報酬として、取締役報酬の年間予算を増額し、2016事業年度に限っては510,000ユーロとすることにつき、2016年5月12日に開催される株主総会の承認を求めることを決定した。かかる新規予算は2016年5月12日の株主総会において承認され、取締役会は、総額40,000ユーロを社外取締役のワークグループ長に、総額10,000ユーロをワークグループの各メンバーに配分することを決定した。2011年6月22日に取締役会が採用した上記の取締役報酬の配分に関する規定については他に変更はない。

② スtock・オプションー無償株式

当社はストック・オプション制度を実施しておらず、役員は無償株式の割当てを受けない（すべての従業員のために当社によって実施された制度の恩恵を受ける可能性がある従業員により選出された取締役を除く。）。

5【コーポレート・ガバナンスの状況等】

（1）【コーポレート・ガバナンスの状況】

① コーポレート・ガバナンス規約

EDFは、AFEP-MEDEF統合規約を締結している。かかる規約は、EDFに適用される特別な法令および規則の規定に従い、フランス商法第L.225-37条（企業の役員および取締役の報酬に関する2008年10月のAFEP-MEDEF勧告について検討した上で、2008年12月17日開催の当社取締役会において、かかる勧告がEDFのコーポレート・ガバナンス・アプローチに沿っており、既に当社が実施しているものであるとして承認した。）に基づくEDFのコーポレート・ガバナンス規約である。

かかる特別な法令および規則は、EDFが国有企業であることに由来し、特に2014年8月20日付政令第2014-948号およびその附属書類、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号ならびに1953年8月9日付命令第53-707号の当社への適用を指し、本書記載の内容は特に、以下の事項に関するものである。

- ・取締役会の構成員（「第5 4（1）①取締役会の構成員」を参照。）
- ・EDFの会長兼最高経営責任者の任命条件（「第5 5（1）②（iii）業務執行管理の方法および会長兼最高経営責任者の任命および権限」を参照。）
- ・会長兼最高経営責任者の報酬の設定条件（「第5 4（5）①（i）（イ）報酬の設定条件」を参照。）または
- ・業務執行管理の方法（「第5 5（1）②（iii）業務執行管理の方法および会長兼最高経営責任者の任命および権限」を参照。）

上記の特別な法令および規則に加えて、以下の表において、当社が適用していないAFEP-MEDEF規約勧告および関連する説明事項を示している。

AFEP-MEDEF規約勧告	当社の状況	説明	本書における 関連箇所

取締役会の時期をずらした再任 勧告14：「任期は、取締役全体の交代を避けるとともに、取締役の円滑な交代に資するよう時期をずらして設定すべきである。」	5年ごとの取締役会全体の斉交代は、2014年8月20日付政令により、もはや義務ではなくなったものの、当社は、取締役会の時期をずらした再任を実施していない。	当社は、2014年8月20日付政令に基づく新たな取締役会構成を実施し、取締役の任期を4年に短縮する目的で、2014年11月21日開催の株主総会において定款を改正した。取締役の時期をずらした再任について、当社はこれを選択することができるようになり、したがって取締役会はこれを検討することが可能となった。	「第5 5（1）②（i）取締役の在任期間」を参照。
取締役による当社株式の保有 勧告20：「取締役は、取締役報酬に関連して、個人として株主となり、比較的多くの株式を保有すべきである。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報酬を使用すべきである。」	当社定款および取締役会内部規則において、取締役に對して支払われる報酬に関連して取締役が比較的多くの株式数を保有しなければならない旨の規定はない。	1983年7月26日付法律に従い、従業員を代表する取締役は、取締役報酬を受領しない。さらに、フランス政府に推薦された公務員である取締役に對して支払われる取締役報酬は、フランス政府予算に納められる。公務員でないフランス政府の代表は、支払われるべき取締役報酬の30%のみ受領し、残りはフランス政府予算に納められる。最後に、取締役会会長も取締役報酬を受領しない。様々な状況を勘案して、取締役会は、当社株式の保有に関して独自の規則を設定していない。また、各取締役は、個人として保有する当社株式の数にかかわらず、当社の最善の利益のために行動しなければならない。	「第5 4（5）①（ii）取締役の報酬総額」および「第5 4（4）取締役に よる株式所有ならびに役員および執行役員によるEDF株式の取引」を参照。

会長兼最高経営責任者による当社株式の保有 勧告23.2.1：「取締役会会長、最高経営責任者（中略）は、任期終了までの間、取締役会または監査役会が定期的に定める多数の株式を登録株式として保有しなければならない。株式数（行使後のストック・オプションまたはパフォーマンス・シェアで構成することができる。）は多数とし、また、必要な場合は取締役会が決定した水準にまで増加させなければならない。」	当社定款および取締役会内部規則において、会長兼最高経営責任者取締役が取締役会により定期的に決定される比較的多くの株式数を保有しなければならない旨の規定はない。	会長兼最高経営責任者は、取締役報酬を受領しない。その報酬は、2012年7月26日付命令第2012-915号（1953年8月9日付命令第53-707号を修正）に従い、制限されている。最後に、当社は、役員および執行役員に有利となるストック・オプション制度および／またはパフォーマンス・ストック・オプション制度を導入していない。したがって、この勧告は実施しない旨の決定がなされた。また、各役員および執行役員は、個人として保有する当社株式の数にかかわらず、当社の最善の利益のために行動しなければならない。	「第5 4（5）①（i）会長兼最高経営責任者の報酬総額」、「第5 4（5）②ストック・オプションー無償株式」および「第5 4（4）取締役による株式所有ならびに役員および執行役員によるEDF株式の取引」を参照。
取締役報酬の配分に関する規則 勧告21：取締役報酬の配分方法については、「取締役の取締役会および委員会への実際の出席回数を取締役会の決定する方法により考慮すべきであり、したがって、極めて重要な変動部分を含むべきである。」	取締役報酬の重要な部分（ただし、「極めて重要な」部分ではない。）は、取締役の取締役会および委員会への実際の出席回数によって決定される。	特別配分規則が採用されたが、これは取締役の責任の度合およびその職務遂行に費やした時間を特に考慮する。支払われる取締役報酬の変動部分は極めて重要ではないものの、取締役報酬の予算総額の50%を、取締役会への実際の出席に対する報酬である変動部分が占める限りにおいて、当社はこれを重要かつ適切であると考えている。ちなみに、取締役の取締役会への出席率は、96%を超えている。	「第5 4（5）①（ii）取締役の報酬総額」を参照。

② 取締役会の機能

取締役会内部規則は、取締役会の機能の原則、ならびに取締役会およびその専門委員会が付託された任務を遂行する際の条件について規定している。また、会長兼最高経営責任者の任務および権限についても規定している。

取締役会の内部規則は、特に法令および規則等の変更ならびにAFEP-MEDEF規約の改正を考慮して、定期的に改訂される（「第5 5（1）①コーポレート・ガバナンス規約」を参照。）。直近の改訂は、2015年6月30日に行われた。

（i）取締役の在任期間

上記2014年8月20日付政令の条項に基づき、取締役の任期は、公共部門の民主化に関する1983年8月26日付法律第11条の規定されているように、強制的に5年間とはならず、取締役全体の一斉再任のみが5年後に行われる。

2014年8月20日付政令により規定されたオプションに従い、2014年11月21日開催の株主総会において、当社の定款が改正され、取締役の任期を4年に短縮した。例外として、2014年11月21日開催の株主総会後に効力が発生する従業員を代表する取締役の最初の任期は5年とするものとし、また2014年11月21日開催の株主総会において任命された取締役の任期は、2018年12月31日に終了する事業年度の財務書類の承認のために招集される株主総会の終了時に満了するものと定款で規定されている。

2014年8月20日付政令の実施に関する2014年8月20日付命令第2014-949号第2条の規定に従い、フランス政府の代表は、取締役会の構成員と同じ任期で任命される。

株主総会により任命された取締役は、いつでも定時株主総会により解任することができる。公共部門の民主化に関する法律第12条の規定に従い、従業員により選任された取締役は、その任務遂行に重大な懈怠があった場合、取締役の過半数の要請による略式手続の形で、地方裁判所の裁判長の命令により個別に解任することができる。ただし、重大な意見の相違により当社の運営が中断される場合、株主総会により宣告される解任は、従業員の代表に適用される可能性がある。フランス政府の代表が辞任により職務を終了する場合、または任命された理由である資格を喪失した場合、残りの任期にかかわらずいつでも交代させることができる。

(ii) 取締役の責任および義務

取締役会内部規則は、取締役が、当社の利益のために行うこと、利益相反（「第5-4（3）③利益相反」を参照。）があれば取締役会に報告することおよび利益相反の可能性のある決議事項においては議論への貢献および議決権行使を差し控えること、秘密保持義務を履行すること、ならびにEDFの証券取引倫理規約を遵守することを含む義務に従うことを規定している。

取締役および会長兼最高経営責任者は、当社が締結した契約で自らが直接もしくは間接の利害を有するものまたは仲介者により締結された契約につき、直ちに取締役会に報告することが必要とされている。

各取締役は、具体的には当社定款、取締役会および委員会の内部規則、証券取引倫理規約（「第5-4（4）②当社株式の取引」を参照。）、グループ倫理憲章、グループCSRのコミットメントならびにコーポレート・ガバナンスに関するAFEP-MEDEF規約からなる、定期的に更新される手引書を受領する。

(iii) 業務執行管理の方法および会長兼最高経営責任者の任命および権限

2014年8月20日付政令第18条により規定されたオプションに従い、EDFの定款は、取締役会会長が当社の業務執行管理者であり、その役職名は会長兼最高経営責任者であると定めている。したがって、当社の定款は業務執行管理体制の「非分離」について規定している。取締役会内部規則、とりわけ同規則が最高経営責任者の権限に課す制限は、当社の経営管理に必要な柔軟性、有効性および反応性を維持する一方で、会長兼最高経営責任者と取締役会との間の権限のバランスを保つために策定された。

EDF会長兼最高経営責任者は、取締役会の推薦を受け、フランスの大統領令により任命され、また、2014年8月20日付政令第20条に従って大統領令により解任することができる。フランス憲法第13条に従い、会長は、候補者面談ならびにフランス国民議会および上院の常任委員会の見解に基づき、任命される。かかる手続に従い、ジャン・ベルナル・レヴィ氏は、2014年11月27日付命令によりEDFの会長兼最高経営責任者に任命された。

会長兼最高経営責任者が不在となる場合、2014年8月20日付政令第21条に従い、フランス政府は、新しい会長兼最高経営責任者が任命されるまで、臨時に他の人物をその役職に任命することができる。これに従い、ジャン・ベルナル・レヴィ氏は、2014年11月21日付省令により、2014年11月23日より臨時に当社の会長兼最高経営責任者に任命された。

公共部門の企業に関連する法律の特別な規定、および法律または定款が明示的に取締役会または株主総会のために留保する権限ならびに内部規定として取締役会内部規則に定める会長兼最高経営責任者の権限の制限（「第5-5（1）②（iv）取締役会の権限および義務」を参照。）に従い、会長兼最高経営責任者は、会社の目的の範囲内であらゆる状況において当社を代理して行為する最も広範な権限を付与されている。会長兼最高経営責任者は取締役会の業務を組織し、監督し、これについて株主総会に報告する。会長兼最高経営責任者は、当社の機関が適切に機能しているかを監督し、特に、取締役の職務遂行能力を確保する。

(iv) 取締役会の権限および義務

法律に従い、取締役会は当社の事業戦略を決定し、その遂行を監督する。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目標を定義する。株主総会に明示的に付与された権限に従い、会社の目的の範囲内で、取締役会は、当社の円滑な運営に関係するすべての事項を審査し、取締役会での審議を通じてこれらの事項に対処することができる。

内部規則（2015年6月30日改訂）に従い、取締役会は、以下の取引を承認する独占的権限を有する。

- ・ 350百万ユーロを上回る、当社の財務上のエクスポージャーを伴う外部的・内部的成長または売却の取引。当社の戦略的方針に一致しない買収については、かかる基準は150百万ユーロに引き下げられる。当社が独占的に支配する企業によりこれらと同様の取引が実行される場合は、取締役会による事前承認を要し、同様の基準に従う。
- ・ 1プログラムにつき350百万ユーロを上回る、既存資産への投資または運用に係る一貫性がありかつ切り離すことのできない産業取引およびプログラム。

- ・ 200百万ユーロを上回る不動産取引。
 - ・ 各年において取締役会の特別決定により定められる金額を上回る、一定の金融取引。2015事業年度において、取締役会は、以下の基準を設定した。
 - (i) 担保金、裏書きまたは保証金につき承認する金額の総額として1.5十億ユーロ（会長兼最高経営責任者は、当社のためにまたは当社の支配する企業により許可された、100百万ユーロを上回るこの種類のすべての取引について取締役会に報告する。）、および
 - (ii) 15十億ユーロで設定された世界規模での年間限度額に基づき、特定の金融取引の額面単価につき5十億ユーロ。取締役会は、2016年についても同様の権限を維持することを決定した。
 - ・ 350百万ユーロ以上、または、当該契約が当グループの新たな戦略的方針もしくは事業ラインに該当するものである場合には200百万ユーロから350百万ユーロまでの金額（必要なその後の改訂契約を含む。）の契約（財政的責任を伴うか否かを問わず、供給品、製品またはサービスに関するもの）。取締役会は、承認した契約につき締結された改訂契約で、それにより当初契約の金額が30%超または350百万ユーロ超増額されるものについても報告を受ける。
 - ・ 年間で以下を上回る量または金額について、当社または当社が独占的に支配する企業が締結した、エネルギーの購入もしくは販売または二酸化炭素排出権および割当量に係る長期契約。
 - － 10TWhの電力。
 - － 20TWhのガス（5TWh超20TWh未満のガスの購入または販売に係る長期契約については、その署名後に取締役会において詳細な情報が報告されなければならない。）。
 - － 炭素および二酸化炭素については250百万ユーロ。
 - ・ 核燃料サイクルの初期工程および最終工程の運営に関連する戦略。
 - ・ ガスの購入に関連する戦略。
 - ・ 核燃料サイクルの廃棄処分または最終工程に関連する義務の委譲を伴う取引。
 - ・ 当グループの知的財産または技術の重大な移転を伴いかつ当グループにとって重要課題である、原子力産業における1社以上の海外パートナーとの提携またはパートナーシップに関して確定した取消不能のコミットメントとなる戦略契約。
- 取締役会は、EDFの原子力責任をヘッジするための資産の形成、管理およびリスク管理についての方針の枠組みを定め、特に資産負債管理、資産割当戦略、資産の質および金融仲介業者の選定方法について決定を行う。原子力監視委員会が専用資産について非上場資産への投資に関する計画に関して否定的な意見を示した場合、取締役会は当該計画を承認する独占的権限を有する（「第5 5（1）③（ii）原子力監視委員会」を参照。）。取締役会は、市場リスク、相手方リスクおよび流動性リスクの限度を定める。

さらに、フランス商法第L.225-37-1条の規定に従い、取締役会は、職業上の平等および同一賃金に関する当グループの方針について毎年審議する。最後に、取締役会は、フランス労働法第L.2323-10条に従い、EDF中央企業委員会との協議を目的として策定する当社の戦略目標を毎年定める。

(v) 取締役の独立性の審査

AFEP-MEDEFコーポレート・ガバナンス規約は、支配株主を有する会社において、取締役会の定員のうち3分の1以上を社外取締役とすることを推奨しており、社外取締役の比率の算定において従業員を代表する取締役は考慮されない旨を規定している。

当社に適用されている特別な法的枠組みにより、当社取締役会は、取締役計18名中、1名がフランス政府を代表する取締役（したがって、AFEP-MEDEF規約に定義された独立性基準を満たすことができない。）および6名が従業員を代表する取締役（社外取締役の比率の算定において考慮されない。）である。同様に、会長兼最高経営責任者は、かかる点において、AFEP-MEDEF規約により定義された基準に照らして独立しているとはみなされない。

2016年1月21日開催の合同会議で、倫理委員会および任命報酬委員会は、株主総会により任命された取締役の個々の状況を検討した。両委員会の推薦に従い、当社取締役会は、2016年1月27日開催の会議で、AFEP-MEDEFコーポレート・ガバナンス規約により定義される基準に基づき取締役の独立性の年次評価を行い、コレット・ルウィネ氏、ローランス・パリゾ氏、フィリップ・クルゼ氏およびブルーノ・ラフォン氏について、各取締役が当社、当グループまたはその経営陣との間に、自由な判断を損なうおそれのあるいかなる関係も有しないとして、その独立性を確認した。特に、倫理委員会および任命報酬委員会は、取締役と当該取締役が役員を兼務する企業との間に存在し得る業務上のつながりについて、2015事業年度におけるインボイスの流れに基づき調査した。取締役会は、当グループの顧客および供給業者の順位ならびに購入部門が実施した分析に基づき、特に、これらの企業がいずれも当グループの重大な顧客または供給業者に該当しないと、社外取締役と分類した各取締役に關して重大な業務上のつながりが存在しないとの結論を下した。

2016年4月29日現在、以上により、当社の取締役会においては、改正済AFEP-MEDEF規約の勧告に従い、当該規約に従って算定した場合、12名の取締役中、4名が社外取締役であり、社外取締役の比率は3分の1となる。

2016年3月29日開催の合同会議で、倫理委員会および任命報酬委員会は、取締役への任命が2016年5月12日開催の株主総会に提案される予定のクレール・プディニ氏の状況を検討した。両委員会と協議した上で、当社取締役会は、2016年3月30日開催の会議で、AFEP-MEDEFコーポレート・ガバナンス規約により定義される基準に基づきプディニ氏の独立性を精査し、同氏について、その独立した判断を損なうおそれのある重大な業務上の関係は特に存在しないとして、その独立性を確認した。2016年5月12日開催の株主総会後、クレール・プディニ氏の任命が承認された場合、当社取締役会は、計5名の社外取締役に構成され、社外取締役の比率は41.67%に相当する（「第5 4（1）①取締役会の構成員」を参照。）。

(vi) 取締役会の機能の審査

AFEP-MEDEF規約の条項に基づき、取締役会内部規則は、倫理委員会が毎年、取締役会の機能の審査について監督を行い、改善の必要な分野について提言することを定めている。したがって、取締役会は毎年1回、かかる審査を議題の1つとし、取締役会の有効性を向上させ、重要な課題が取締役会で適切に取り上げられ検討されていることを確保するため、取締役会の機能およびその委員会の機能について検討している。また、3年ごとに、上記審査を外部のコンサルタントが行い、倫理委員会がこれを監督している。

2015年、取締役に送付する前に倫理委員会が精査した詳細な質問表により、内部年次審査が実施された。かかる質問表は、取締役の回答の統計的なモニタリングを可能とする選択回答式の質問と、取締役が詳細な回答を行い、定性的な見解を提供し、変革を提案することができる自由回答式の質問の両方を含んでおり、取締役により無記名で記入され、その後取締役会の事務局により分析される。かかる評価は、特に以下の内容を対象とする。

- ・取締役会会議および委員会会議の開催（回数および時間、書類の送付期限等）
- ・取締役会および委員会の専門分野および作業方法（議論の構成および質、決定事項のフォローアップ）
- ・取締役会の構成員
- ・取締役会と会長および経営幹部との関係
- ・取締役が利用可能な情報

取締役会の業務への各取締役の個別貢献度について正式な評価が行われない場合、取締役は、毎年実施される評価において、取締役会の機能、取締役間関係、取締役会におけるスキル、議論への貢献について自由にかつ匿名でその意見を述べることができ、示された見解は、取締役会に提出される評価に関する報告書に含まれる。2015年の結果は、2015年12月8日の倫理委員会の審査を経て2015年12月9日に取締役会に提出されたが、取締役は概して、取締役会および委員会の機能に満足している。取締役は、特に説明および議論の質ならびに各委員会の業務が、議決権行使に必要な情報をもたらしていると考えている。会議の回数および時間、業務プログラムならびに会長兼最高経営責任者と取締役会との権限の均衡は、満足のいくものとみなされている。取締役は、会長兼最高経営責任者およびその他の当社経営陣との接触の機会を十分に有していると考えている。特に、2015年において戦略を中心に扱った年次セミナーが開催されたことを高く評価し、また、EDFによるAREVA子会社であるAREVA NPとの戦略的パートナーシップおよび買収に係るプロジェクトの一環として行われた社外取締役のワークグループによる業務（「第5 5（1）②（viii）2015年度における取締役会の活動」を参照。）を有益と考えた。

改善すべき分野として認められたものは、主として、取締役が強化を図ってほしいと考える特定の問題（例えば、中核事業における運営上の業務、子会社の業務、投資の監視または当グループの社会政策）についての審議に取締役会が要する時間および取締役会の構成（取締役は、社外取締役の増員およびプロフィールの多様化を検討すべきと考えている。）に関係している。

したがって、倫理委員会は、次の提案を取締役に提出した。すなわち、記載された期待事項を考慮して、説明と議論のよりよいバランスの確保を目的として説明の時間の短縮を2016年度を取締役会および各委員会の業務プログラムに加えること、および法律に従い、特に2017年度に取締役会における女性の比率を40%とし（場合により）社外取締役の増員を図ることを目標として、取締役会の構成を見直すことを提案した。

2016年度の審査は、2013年度と同様に、外部の専門企業により実施されるものとする。

(vii) 取締役への情報提供および研修

取締役会内部規則の条項に従い、取締役会は、当社および当グループの財務状態、資金状態およびコミットメントの情報ならびに核燃料の購入のため当社が承認した契約に関する財務上の貸借対照表、年次および半期の財務書類が発表される時期の当社の主要子会社の業績評価、販売方針、調達および外注に関する方針、人事方針等の情報を定期的に受領する。

取締役会の各会合に向けて、当グループの主要な事業分野の現状、市場の動向、ならびに経済、金融および制度的環境について記載した文書が準備される。

2つの取締役会の間に発生した当社に関連する主要な事象および取締役会が行った決定の監視について、取締役に報告される。

取締役は、上記により得た情報を、当社または当グループの上級執行役員との面談により補足することができる。

さらに、複雑な事案または戦略的に重要な主要事案および取締役が要求する研修については、説明会が設けられる。したがって、従業員により選任された取締役は、企業経営および当社固有の産業上および運営上の分野について研修を受けるが、それは他の取締役にも適用される可能性がある。

(viii) 2015年度における取締役会の活動

当社取締役会は、適用ある法令および規則の定めに従い、当社の利益に鑑み必要とされるたびに招集される。

2015事業年度において、当社取締役会は11回招集され、委員会会議は取締役会の準備のために23回開かれた。また、取締役は、戦略的セミナーのために1回招集された。

下記の社外取締役のワークグループの会議以外には、会長兼最高経営責任者および／または従業員を代表する取締役が出席しない、正式な取締役会は、2015年度において開催されていない。各取締役会の時間は平均3時間で、議題項目の徹底した検討および審議が行われた。

取締役会における取締役の平均出席率は、2015年は96.3%であった。

2015年、取締役会は、当社の通常の事業に関連する事項に加えて、2015年から2025年までの期間のフランスの既存の原子力施設に関する投資プログラム（グラン・カレナージュ（Grand Carénage））、核燃料サイクルについての戦略、EDFとAREVAの間の戦略的パートナーシップおよびEDFによるAREVA NPの買収に係るプロジェクト（下記を参照。）、英国におけるEPR 2基（ヒンクリー・ポイントC）の建設に係るプロジェクトの進捗状況、フランス労働法第L.2323-10条に従って中央企業委員会との協議を目的としたEDFの2015年の戦略目標、会長兼最高経営責任者の報酬に関する事項（特に、2014年度および2015年度の年間固定報酬ならびに任期終了時の退職金）、当社の本社ビルの売却に関するプロジェクト、EDFにおける男女の職業上の平等および同一賃金に関する方針、EDFによるオーストリア企業Energie Steiermark AG（Estag）の25%持分の売却に関するプロジェクト、EDF Énergies Nouvellesの開発計画（米国、モロッコ、英国）ならびに2015年の中間配当等の事項の検討および／または承認を行った。

取締役会はまた、フランスの財務・公会計大臣からの要請に応じて、EDFの子会社および海外に拠点を置く企業における持分の一覧について報告を受けた。

さらに、取締役会は、1日限りの戦略的セミナーにおいて、2015年初頭に開始されたCAP2030戦略的プロジェクトの進捗状況（「第2 3（1）②戦略的展望」を参照。）、欧州のエネルギー市場の位置付けおよび見通し、個人向けのデジタル・サービスの課題および展開、新型モデルのEPR（NM EPR）プロジェクトの進捗状況ならびにEDFグループの新たな国際戦略等の事項について検討した。

社外取締役のワークグループ

EDFによるAREVA子会社であるAREVA NPとの戦略的パートナーシップおよび買収に係るプロジェクトに関して2015年にEDFとAREVAの間で行われた討議に続き、2015年4月8日に取締役会が開催され、EDF取締役会の社外取締役を中心とするワークグ

ループの設置が決定された。かかるワークグループは、コレット・ルウィネ氏を議長とし、ローランス・パリゾ氏、フィリップ・クルゼ氏およびブルーノ・ラフォン氏を中心とする。

かかるワークグループの目的は、EDFの経営陣とともに、EDFとAREVAの間の（特にその戦略上・産業上の権益に関する）議論から生じたプロジェクト、財務実績および社会問題について検討することである。かかるワークグループは、取締役会の各委員会の業務および取締役会レベルでの意思決定プロセスのいずれにも置き換えることなく、その独立した分析に基づき、プロジェクトについて取締役会に有益な提言を行うことができる。

したがって、かかるワークグループは、その職務遂行に必要な情報を当社から入手し、また関連する利害関係者と連絡を取ることができる。また、特に評価項目について検討する際は顧問銀行の支援を受け、EDFの法律顧問から技術的助言を得る。

かかるワークグループは、2015年において7回招集された。かかるワークグループは、AREVAとの議論の様々な段階において、取締役会及び戦略委員会に意見を述べた。

③ 取締役会の委員会

取締役会は、その職務の遂行のため、取締役会全体への提出前に一定のプロジェクトの検討および準備を担う5つの委員会を設置している。かかる専門分野別の委員会は、監査委員会、原子力監視委員会、戦略委員会、倫理委員会および任命報酬委員会である。

各委員会の構成員、機能および任務は、取締役会内部規則の規定による。

各委員会は、取締役会により選出された取締役を3名以上含み、取締役会が各委員会の委員長を任命する。当社の定款により、委員会は、従業員を代表する取締役を1名以上含むことが要求されている。

2016年4月29日現在、取締役会の各委員会の委員長は、以下のとおりである。

- ・戦略委員会については、ジャン・ベルナル・レヴィ氏
- ・監査委員会については、マリー・クリスティーヌ・ルプティ氏
- ・原子力監視委員会については、フィリップ・クルゼ氏
- ・倫理委員会については、コレット・ルウィネ氏
- ・任命報酬委員会については、ブルーノ・ラフォン氏

各委員会の構成については、下記に記載する。

当社の政府委員およびフランス政府の経済・財政総統制部長は、各委員会会議に出席する。

かかる委員会の取組みは、年間プログラムにおいて組織されている。かかる会議は、書面の議事録および報告書により記録され、各委員会の委員長は取締役会にこれを提出する。その会議時間により、議題項目の徹底した検討および審議が可能となる。

手続に関する取締役会内部規則は、各委員会の検討事項の審議に関する取締役会および上記委員会の会議との間の期間の最低就労時間を3日間と規定しているが、いつでも開催することができる任命報酬委員会の会議を除く。取締役会内部規則はまた、各委員会が必要に応じて外部の専門家を雇用することができることを規定している。

(i) 監査委員会

機能および構成員

監査委員会は、フランス商法第L.823-19条の規定に従って与えられた職務を遂行する。フランス商法第L.823-19条に、監査委員会のうち最低1人以上は、専門的な財務会計能力を有し、かつ取締役会により規定され公表された基準に照らして独立性を有する者であることと特に規定されている。また、AFEP-MEDEF規約においても、監査委員会の委員は専門的な財務会計能力を有することと規定されている。

監査委員会は、フランス政府の推薦で株主総会により任命された取締役であるマリー・クリスティーン・ルプティ氏が委員長を務めている。同委員会の残りの構成員は、株主総会により任命された社外取締役としてコレット・ルウィネ氏、ローランス・パリゾ氏およびフィリップ・クルゼ氏、ならびに従業員により選任された取締役としてマリー・エレヌ・メイリン氏、ジャッキー・ショラン氏、クリスチャン・タクシル氏およびマキシム・ヴィロタ氏である。したがって、監査委員会は、社外取締役の比率を算定する場合（すなわち従業員を代表する取締役を除く。）、4名のうち3名が社外取締役であり、AFEP-MEDEF規約による最低3分の2の基準に対して、4分の3となっている。

監査委員会は、フランス商法第L.823-19条の規定およびAFEP-MEDEF規約の勧告に基づき、常務取締役を含まない。

2014年12月10日開催の合同会議において、倫理委員会および任命報酬委員会は、コレット・ルウィネ氏、ローランス・パリゾ氏およびフィリップ・クルゼ氏の状況を検討し、通知書を取締役会に提出した。2014年12月10日開催の取締役会において、コレット・ルウィネ氏、ローランス・パリゾ氏およびフィリップ・クルゼ氏は、フランス金融市場監督局（AMF）がその2010年7月22日付の監査委員会に関する報告書において勧告した基準に照らして、専門的な財務会計能力を有していると判断された。2016年1月27日、取締役会はまた、コレット・ルウィネ氏、ローランス・パリゾ氏およびフィリップ・クルゼ氏について、社外取締役としての分類を確認した。したがって、コレット・ルウィネ氏、ローランス・パリゾ氏およびフィリップ・クルゼ氏は、フランス商法第L.823-19条に基づく能力および独立性の両方の基準を満たしている。

監査委員会は、2015年において8回開催された。委員の平均出席率は87.5%であった。各委員会の時間は平均3時間で、議題項目の徹底した検討および審議が行われた。

任務

監査委員会は、取締役会による検討に先立ち、以下について審査し意見を発表する。

- ・当社の財務状態
- ・中期計画およびその予算
- ・企業財務部門の作成する財務書類報告書の草案（当社の個別財務書類、当グループの連結財務書類および当グループの経営報告書）
- ・当社のリスクの監視（特に、当グループのリスク分類およびリスク管理手法に関する6か月ごとの見直し）
- ・監査および内部統制（内部統制システムの構築、展開および評価、年次監査計画、監査によって発見された主要な所見および是正措置、かかる措置の実施の監視ならびにコーポレート・ガバナンス、内部統制およびリスク管理手続に対する取締役会会長の年次報告の草案）
- ・保険に係る政策
- ・独立性を確保している会計監査役の選定および彼らに支払われる報酬
- ・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 5（1）②（iv）取締役会の権限および義務」を参照。）
- ・アナリストによる当グループに対する見解の変更
- ・当グループのエネルギー市場に関するリスク方針および契約相手方の債務不履行に関するリスク方針

監査委員会による財務書類の審査は、財務書類の準備に関する基準、強制適用される基準枠、実施された監査手法および監査業務の結果を示す監査人による発表に付随して行われる。

監査委員会は、業務の一環として、会計監査役および経営陣ならびに企業財務部門、当グループのリスク統制部門および内部監査部門と定期的に接触している。

2015年の活動

2015年において、監査委員会は、他の任務の中でも、特に年次財務書類および半期財務書類ならびに関連プレスリリース、監査人による年次財務書類および半期財務書類の監査結果の要点の発表、四半期ごとの営業成績に関するプレスリリース、2016年度予算および2016年-2019年中期計画、2015年度の財務書類および関連プレスリリースの決算を目的とした資産価値の見直し、リスク分類およびリスク管理手法、内部監査概略報告および監査プログラム、ヒンクリー・ポイントCプロジェクトの進捗状況、財務管理戦略上のフレームワークの更新、2015年度の財務管理および金融リスク統制に関する契約ならびにCAP2030の一環としての監査および内部統制の新組織を審査した。さらに、オフ・バランスシートのコミットメントの発表が監査委員会に対して行われた。監査委員会は、戦略委員会との3回の合同会議において、2015年度予算および2015年-2018年中期計画、フラマンビル3のEPRプロジェクトの進捗状況ならびにEDFによるAREVA NPに対する支配権の取得に関するプロジェクトについて検討した。

監査委員会は、必要に応じて外部の専門家を雇用することができる。監査委員会は、2015事業年度中においてかかるオプションを行使しなかった。

(ii) 原子力監視委員会

機能および構成員

原子力監視委員会(NCMC)は、長期の原子力費用の資金調達の確保に関する2007年2月23日付令第2007-243号の第9条の規定に従って設置され、株主総会により任命された社外取締役であるフィリップ・クルゼ氏が委員長を務めている。同委員会の残りの構成員は、株主総会により任命された取締役としてマリー・クリスティーヌ・ルプティ氏およびオリヴィエ・アペール氏、ならびに従業員により選任された取締役としてマリー・エレーヌ・メイリン氏およびマキシム・ヴィロタ氏である。

原子力監視委員会は、2015年において3回開催された。委員の平均出席率は100%であった。各委員会の時間は平均2時間30分で、議題項目の徹底した検討および審議が行われた。

任務

原子力監視委員会は、原子力規定の変更を監視すること、専用資産に関する統制上の課題、資産と負債の整合に係る規則および戦略的配分に対する見解を発表すること、ならびに専用資産の構成および管理ならびにその金融リスクの統制のための方針に当社が構築した資産の管理を確実に適合させることを課せられている。この目的を達成するために、同委員会は、独立した専門家(2013年11月26日、取締役会により3年任期で任命された。)により構成された原子力財務専門委員会(NCFEC)のサポートを求めることができる。NCFECの任務は、かかる事項について当社およびその組織をサポートすることである。

最後に、同委員会は、非上場資産への投資に先立ち、単価が400百万ユーロを超えるプロジェクトおよび(投資の結果、当社が投資対象を全部連結することとなる場合)単価が200百万ユーロを超えるプロジェクト(不動産を除く。)に関して意見を述べる。同委員会が投資に関する計画に関して否定的な意見を示す場合、取締役会が当該計画を承認する独占的権限を有する。

2015年の活動

原子力監視委員会は、2015年において、とりわけ、専用資産の構成および管理ならびに金融リスク管理のための方針の枠組みへの変更、第1世代の原子力発電所の廃炉プログラムならびに長寿命の高レベル廃棄物および中レベル廃棄物に関する地層処分産業センターのプロジェクトの進捗状況、長期の原子力費用の資金調達の確保に係る3か年報告に関する報告書の2015年の年次更新文書およびそれに含まれる内部統制報告書、原子力コミットメントの割引率、ならびに専用資産ポートフォリオへの投資の決定および見通しについて審議した(「第2 3 (2) ① (i) (ト) 長期的な原子力コミットメントを満たすための資産(運転サイクルに関するものを除く。)」を参照。))。

(iii) 戦略委員会

機能および構成員

戦略委員会は、会長兼最高経営責任者であるジャン・ベルナル・レヴィ氏が委員長を務めている。同委員会の残りの構成員は、株主総会において任命された取締役であるローランス・パリゾ氏、オリヴィエ・アペール氏およびクリスチャン・マセ氏、フランス政府を代表する取締役としてマルタン・ヴィアル氏、ならびに従業員により選任された取締役としてマリー・エレーヌ・メイリン氏、ジャッキー・ショラン氏、ジャン・ポール・リニャック氏およびクリスチャン・タクシル氏である。

戦略委員会の委員でない取締役も同委員会の会議に出席する。

戦略委員会は、2015年において6回開催された。委員の平均出席率は94.4%であった。各委員会の時間は平均2時間30分で、議題項目の徹底した検討および審議が行われた。

任務

戦略委員会は、当社の主要な戦略的決定、特に、戦略的参照システム、産業および営業の方針、公共サービス契約、戦略契約、提携およびパートナーシップ、研究開発方針、ならびに取締役会の承認が必要となる内部的・外部的成長または売却に係るプロジェクトについて、取締役会に意見書を提出する。

2015年の活動

2015年において、戦略委員会は、特にCAP2030プロジェクト（「第2 3（1）②戦略的展望」を参照。）、研究開発方針、2016年-2019年中期計画の戦略的内容および基本的前提、中央企業委員会との協議を目的とした2015年の戦略目標（フランス労働法第L.2323-10条）、ならびにERDFによるLinky通信メーターの配備計画の進捗状況について検討した。戦略委員会は、監査委員会との3回の合同会議において、2015年度予算および2015年-2018年中期計画、フラマンビル3のEPRプロジェクトの進捗状況ならびにEDFとAREVAの間のプロジェクトについて検討した。

(iv) 倫理委員会

機能および構成員

倫理委員会は、株主総会において任命された社外取締役であるコレット・ルウィネ氏が委員長を務めている。同委員会の残りの構成員は、株主総会において任命されたブルーノ・レシュヴァン氏およびジェラルド・マナン氏、ならびに従業員により選任された取締役であるクリスティーヌ・シャボティ氏、マリー・エレーヌ・メイリン氏およびジャッキー・ショラン氏である。

倫理委員会は、2015年に4回開催された。委員の平均出席率は83.3%であった。各委員会の時間は平均1時間30分で、議題項目の徹底した検討および審議が行われた。

任務

倫理委員会は、取締役会の取組みおよび当社の経営に対して倫理的配慮が確実になされるようにすることをその職務としている。倫理委員会は、EDFのメディエーターの年次報告書について検討する。倫理委員会は、毎年、取締役会およびその委員会の機能について審査を行っている。また、3年に1回、取締役会およびその委員会の取組みに関する正式な審査を専門の外部のコンサルタントに委託し、同委員会はこれを監督する（「第5 5（1）②（vi）取締役会の機能の審査」を参照。）。

2015年の活動

2015年において、倫理委員会は、特にフィリップ・ヴァラン氏のAREVAの取締役会会長としての役職との兼ね合いで潜在的利益相反のリスクが生じる可能性のある状況の解消を目的とする詳細な手続（「第5 4（3）③利益相反」を参照。）、当グループの企業責任に関する倫理報告書およびコミットメント、当グループの倫理・コンプライアンス部門の設置計画、業務委託の問題およびEDFのサービス提供者者との関係、EDFにおける職業上の平等および同一賃金に関する方針ならびに当グループの安全衛生方針について検討した。

(v) 任命報酬委員会

機能および構成員

任命報酬委員会は、株主総会により任命された社外取締役であるブルーノ・ラフォン氏が委員長を務めている。同委員会の残りの構成員は、株主総会において任命された社外取締役であるコレット・ルウィネ氏、フランス政府の代表であるマルタン・ヴィアル氏および従業員により選任された取締役であるマキシム・ヴィロタ氏である。

任命報酬委員会は、社外取締役が委員長を務め、また、AFEP-MEDEF規約の勧告に従って社外取締役の比率を算定した場合（従業員を代表する取締役を除く。）、3名のうち2名が社外取締役であるため、過半数が社外取締役で構成される。

任命報酬委員会は、2015年に2回開催された。委員の平均出席率は87.5%であった。各委員会の時間は平均1時間であった。

任務

任命報酬委員会は、内部規則に従い、株主総会による取締役の任命について、取締役会に対して提案を提出する。同委員会は、経済財政担当大臣およびエネルギー担当大臣からの承認を得るために、会長兼最高経営責任者の報酬につき、会長兼最高経営責任者の給与、変動報酬（変動報酬部分の決定のため用いられる基準および定めた目標と比較した達成業績の評価）ならびに周辺の報酬に関して意見書を提出する。同委員会はまた、取締役会がかかる報酬について協議し決定するために、かかる意見書を取締役会にも提出する。同委員会は、公開会社の役員報酬に対するフランス政府の監督に関する2012年7月26日付命令第2012-915号で定める制限内で提言書を作成する。同命令の規定に従い、会長兼最高経営責任者の年間報酬は総額450,000ユーロを超えてはならない。

任命報酬委員会は、必要に応じ、最高経営責任者代理の報酬を審査する。同委員会は、その承認を得るために経済担当大臣およびエネルギー担当大臣に対して提言書および意見書を提出し、また取締役会による報酬の協議および決定のために、かかる提言書および意見書を取締役会に対して提出する。

同委員会は、取締役報酬の配分にあたっての金額および条件だけでなく、主要執行役員の報酬を定めるための条件（固定給および変動報酬、算出方法および指数化）について取締役会に意見書を提出する。また、執行委員会の職位の承継計画を図にしたものを確実に保持するようにする。

2015年の活動

2015年において、任命報酬委員会は、特に2014年度および2015年度の会長兼最高経営責任者の報酬に関する事項およびジャン・ベルナル・レヴィ氏の任期終了時の退職金、当グループの執行役員の報酬方針ならびに当グループの承継計画表に関するシステムについて検討した。

④ 経営幹部によって創設された機関

会長兼最高経営責任者は、当グループのすべての事業分野からの代表者を含む執行委員会による支援を受ける。

執行委員会は、当グループの経営上および戦略上の問題について決定、考察および議論を行う機関である。執行委員会は、当グループのすべての重要な基本的事項および現行の諸問題について検討し、経営目標と経営成績を監視し、EDFグループの主要な課題に関する管理および予測に貢献する。執行委員会は、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投資引揚案件について検討し、承認する。執行委員会は、原則として毎週会議を行う。

各プロジェクトの審査および監視を一層強化するために、執行委員会直属のコミットメント委員会は、コミットメントの水準の観点から最も重要なプロジェクトまたは発生したリスクに関し、執行委員会が決定を行う前の徹底した精査を担当する。当社の投資案件はすべて、取締役会に検討のため提出されるに先立ち、まずコミットメント委員会の承認を得なければならない。

2016年4月29日現在、執行委員会は、委員12名および秘書役で構成されていた。

(2) 【監査報酬の内容等】

① 【外国監査公認会計士等に対する報酬の内容】

以下の表は、EDFの会計監査役およびその各関連会社によるサービスについて、EDFおよびその完全連結子会社の2015事業年度に関する費用を示している。

(単位：千ユーロ(千円))	Deloitteネットワーク		KPMGネットワーク	
	金額 (税引後)	%	金額 (税引後)	%
監査：				
法定監査、証明、会社会計および連結会計の監査				
EDF	3,681 (455,156)	22.5	3,623 (447,984)	25.9
完全連結子会社	7,574 (936,525)	46.2	8,309 (1,027,408)	59.4
会計監査役の業務に直接関係する その他職務およびサービス				
EDF	1,771 (218,984)	10.8	713 (88,162)	5.1
完全連結子会社	294 (36,353)	1.8	950 (117,468)	6.8
小計	13,320 (1,647,018)	81.3	13,595 (1,681,022)	97.2
監査人のネットワークによって完全 統合子会社に提供されるその他 サービス：				
法律、税金、社会	905 (111,903)	5.5	186 (22,999)	1.3
その他	2,154 (266,342)	13.2	205 (25,348)	1.5
小計	3,059 (378,245)	18.7	391 (48,347)	2.8
合計	16,379 (2,025,263)	100	13,986 (1,729,369)	100

2014事業年度の情報：

以下の表は、EDFの会計監査役およびその各関連会社によるサービスについて、EDFおよびその完全連結子会社の2014事業年度に関する費用を示している。

	Deloitteネットワーク		KPMGネットワーク	
(単位：千ユーロ(千円))	金額 (税引後)	%	金額 (税引後)	%
監査：				
法定監査、証明、会社会計および連結会計の監査				
EDF	3,709 (458,618)	25.0	3,425 (423,501)	28.8
完全連結子会社	7,112 (879,399)	47.8	6,746 (834,143)	56.7
会計監査役の業務に直接関係する その他職務およびサービス				
EDF	617 (76,292)	4.1	1,102 (136,262)	9.3
完全連結子会社	177 (21,886)	1.2	309 (38,208)	2.7
小計	11,615 (1,436,195)	78.1	11,582 (1,432,114)	97.5
監査役のネットワークによって完全 統合子会社に提供されるその他 サービス：				
法律、税金、社会	1,362 (168,411)	9.2	179 (22,133)	1.5
その他	1,888 (233,451)	12.7	123 (15,209)	1.0
小計	3,250 (401,863)	21.9	302 (37,342)	2.5
合計	14,865 (1,838,057)	100	11,884 (1,469,457)	100

②【その他重要な報酬の内容】

「第5 5（2）① 外国監査公認会計士等に対する報酬の内容」を参照のこと。

③【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 5（2）① 外国監査公認会計士等に対する報酬の内容」を参照のこと。

④【監査報酬の決定方針】

「第5 5（2）① 外国監査公認会計士等に対する報酬の内容」を参照のこと。

第6【経理の状況】

a 本書記載のフランス電力（以下「EDF」または「当社」という。）および連結子会社（以下、当社および連結子会社を合わせて「当グループ」という。）の原文の連結財務諸表は、欧州連合により採択された国際財務報告基準（以下「IFRS」という。）に準拠して作成されている。また、本書記載の当社の原文の個別財務諸表は、フランスにおける諸法令および一般に公正妥当と認められる会計原則に準拠して作成されている。邦文の連結財務諸表および個別財務諸表（以下、合わせて「邦文の財務書類」という。）は、原文の連結財務諸表および個別財務諸表（以下、合わせて「原文の財務書類」という。）の翻訳に、下記の円換算額を併記したものである。当グループの財務書類の日本における開示については、「財務諸表等の用語、様式及び作成方法に関する規則」（昭和38年大蔵省令第59号。以下「財務諸表等規則」という。）第131条第1項の規定が適用されている。

邦文の財務書類には、財務諸表等規則に基づき、原文の財務書類中のユーロ表示の金額のうち主要なものについて円換算額が併記されている。日本円への換算には、2016年5月31日現在の株式会社三菱東京UFJ銀行の対顧客電信直物売買相場の仲値、1ユーロ＝123.65円の為替レートが使用されている。

なお、財務諸表等規則に基づき、日本とIFRSおよび日本とフランスとの会計処理の原則および手続ならびに表示方法の一定の差異については、第6の「4 日本とIFRSおよび日本とフランスとの会計原則の相違」に記載されている。

円換算額および第6の「2 主な資産・負債及び収支の内容」から「4 日本とIFRSおよび日本とフランスとの会計原則の相違」までの事項は原文の財務書類には記載されておらず、当該事項における原文の財務書類への参照事項を除き、下記bの監査証明に相当すると認められる証明の対象になっていない。

b 原文の財務書類は、外国監査法人等（「公認会計士法」（昭和23年法律第103号）第1条の3第7項に規定されている外国監査法人等をいう。）であるデロイト・エ・アソシエおよびKPMGオーディット（フランスにおける独立監査人）から、「金融商品取引法」（昭和23年法律第25号）第193条の2第1項第1号に規定されている監査証明に相当すると認められる証明を受けている。その監査報告書の原文および訳文は、本書に掲載されている。

1【財務書類】

(1) 連結財務諸表

連結損益計算書

	注記	2015年度		2014年度(1)	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
売上高	7	75,006	92,745	73,383	90,738
購入燃料およびエネルギー費用	8	(38,775)	(47,945)	(37,213)	(46,014)
その他の対外費用	9	(9,526)	(11,779)	(9,181)	(11,352)
人件費	10	(12,529)	(15,492)	(11,785)	(14,572)
法人所得税以外の税金	11	(3,641)	(4,502)	(3,593)	(4,443)
その他の営業収益および営業費用	12	7,066	8,737	5,668	7,008
減価償却費および償却費控除前営業利益		17,601	21,764	17,279	21,365
トレーディング業務以外のエネルギーおよびコモディティ・デリバティブの公正価値の純変動額		175	216	203	251
減価償却費および償却費（純額）		(9,009)	(11,140)	(7,940)	(9,818)
委譲運営有形固定資産更新引当金の純増加額		(102)	(126)	(157)	(194)
（減損）／戻入	13	(3,500)	(4,328)	(1,189)	(1,470)
その他の収益および費用	14	(885)	(1,094)	(212)	(262)
営業利益		4,280	5,292	7,984	9,872
総金融負債に係る費用	15.1	(1,994)	(2,466)	(2,243)	(2,773)
割引の影響	15.2	(2,812)	(3,477)	(2,996)	(3,705)
その他の金融収益および費用	15.3	2,218	2,743	2,688	3,324
金融損益	15	(2,588)	(3,200)	(2,551)	(3,154)
連結会社の税引前利益		1,692	2,092	5,433	6,718
法人所得税	16	(483)	(597)	(1,839)	(2,274)
関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分	23	192	237	179	221
グループの純利益		1,401	1,732	3,773	4,665
EDFの純利益		1,187	1,468	3,701	4,576
非支配持分に帰属する純利益		214	265	72	89
1株当たり利益（EDF持分）：	17	ユーロ	円	ユーロ	円
1株当たり利益		0.32	40	1.78	220
希薄化後1株当たり利益		0.32	40	1.78	220

(1) 2014年12月31日現在で正味ショート・ポジションであった卸売電力市場におけるEDF Energyの取引（トレーディング活動を除く）は、509百万ユーロで購入エネルギー費用から売上高に振り替えられている。

純利益および自己資本直入損益計算書

	2015年度			2014年度(1)		
	EDFの純利益	非支配持分に に帰属する 純利益	合計	EDFの純利益	非支配持分に に帰属する 純利益	合計
(単位：百万ユーロ)						
グループの純利益	1,187	214	1,401	3,701	72	3,773
売却可能金融資産の公正価値の変動総額(1)	(703)	-	(703)	535	-	535
関連する税効果	214	-	214	(160)	-	(160)
売却可能金融資産の公正価値の関連会社および共同支配企業持分	(103)	-	(103)	3	-	3
売却可能金融資産の公正価値の変動	(592)	-	(592)	378	-	378
ヘッジ手段の公正価値の変動総額(1)	(600)	(5)	(605)	(1,984)	(19)	(2,003)
関連する税効果	(14)	2	(12)	427	5	432
ヘッジ手段の公正価値の関連会社および共同支配企業持分	(3)	-	(3)	(27)	-	(27)
ヘッジ手段の公正価値の変動	(617)	(3)	(620)	(1,584)	(14)	(1,598)
換算調整—被支配企業	1,199	159	1,358	1,395	187	1,582
換算調整—関連会社および共同支配企業	426	-	426	482	-	482
換算調整	1,625	159	1,784	1,877	187	2,064
後に損益に振り替えられる自己資本直入損益	416	156	572	671	173	844
雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動総額	1,009	(9)	1,000	(4,629)	18	(4,611)
関連する税効果	(153)	1	(152)	245	(4)	241
雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動の関連会社および共同支配企業持分	35	-	35	(177)	-	(177)
雇用後給付に係る数理計算上の損益	891	(8)	883	(4,561)	14	(4,547)
後に損益に振り替えられない自己資本直入損益	891	(8)	883	(4,561)	14	(4,547)
自己資本直入損益合計	1,307	148	1,455	(3,890)	187	(3,703)
純利益および自己資本直入損益	2,494	362	2,856	(189)	259	70

	2015年度			2014年度(1)		
	EDFの純利益	非支配持分に に帰属する 純利益	合計	EDFの純利益	非支配持分に に帰属する 純利益	合計
(単位：億円)						
グループの純利益	1,468	265	1,732	4,576	89	4,665
売却可能金融資産の公正価値の変動総額(1)	(869)	-	(869)	662	-	662
関連する税効果	265	-	265	(198)	-	(198)
売却可能金融資産の公正価値の関連会社および共同支配企業持分	(127)	-	(127)	4	-	4
売却可能金融資産の公正価値の変動	(732)	-	(732)	467	-	467
ヘッジ手段の公正価値の変動総額(1)	(742)	(6)	(748)	(2,453)	(23)	(2,477)
関連する税効果	(17)	2	(15)	528	6	534
ヘッジ手段の公正価値の関連会社および共同支配企業持分	(4)	-	(4)	(33)	-	(33)
ヘッジ手段の公正価値の変動	(763)	(4)	(767)	(1,959)	(17)	(1,976)
換算調整—被支配企業	1,483	197	1,679	1,725	231	1,956
換算調整—関連会社および共同支配企業	527	-	527	596	-	596
換算調整	2,009	197	2,206	2,321	231	2,552
後に損益に振り替えられる自己資本直入損益	514	193	707	830	214	1,044
雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動総額	1,248	(11)	1,237	(5,724)	22	(5,702)
関連する税効果	(189)	1	(188)	303	(5)	298
雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動の関連会社および共同支配企業持分	43	-	43	(219)	-	(219)
雇用後給付に係る数理計算上の損益	1,102	(10)	1,092	(5,640)	17	(5,622)
後に損益に振り替えられない自己資本直入損益	1,102	(10)	1,092	(5,640)	17	(5,622)
自己資本直入損益合計	1,616	183	1,799	(4,810)	231	(4,579)
純利益および自己資本直入損益	3,084	448	3,531	(234)	320	87

(1) 売却可能金融資産およびヘッジ手段について利益に振り替えられた公正価値の変動総額は、それぞれ注記36.2.2および41.4に記載されている。

連結貸借対照表

資 産	注記	2015年12月31日現在		2014年12月31日現在(1)	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
のれん	18	10,236	12,657	9,694	11,987
その他の無形資産	19	8,889	10,991	8,884	10,985
フランスの公共配電委譲運営有形固定資産	20	51,600	63,803	50,257	62,143
その他の業務に係る委譲運営有形固定資産	21	7,645	9,453	7,851	9,708
発電用その他のグループ所有有形固定資産	22	71,069	87,877	69,392	85,803
関連会社および共同支配企業に対する投資	23	11,525	14,251	10,983	13,580
非流動金融資産	36	35,238	43,572	33,485	41,404
その他の非流動債権	26	1,830	2,263	2,024	2,503
繰延税金資産	16.3	2,713	3,355	2,590	3,203
非流動資産		200,745	248,221	195,160	241,315
棚卸資産	24	14,714	18,194	14,747	18,235
営業債権	25	22,259	27,523	23,176	28,657
流動金融資産	36	27,019	33,409	20,752	25,660
当期税金資産		1,215	1,502	600	742
その他の流動債権	26	8,807	10,890	8,793	10,873
現金および現金同等物	37	4,182	5,171	4,701	5,813
流動資産		78,196	96,689	72,769	89,979
売却目的保有に分類された資産	46	-	-	18	22
資産合計		278,941	344,911	267,947	331,316

	注記	2015年12月31日現在		2014年12月31日現在(1)	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
自己資本および負債					
資本金	27	960	1,187	930	1,150
EDFの純利益および連結剰余金		33,789	41,780	34,316	42,432
自己資本（EDF持分）		34,749	42,967	35,246	43,582
自己資本（非支配持分）	27.5	5,491	6,790	5,419	6,701
自己資本合計	27	40,240	49,757	40,665	50,282
原子力発電関連引当金—核燃料サイクル終了、発電所廃炉および炉心核燃料	29	44,825	55,426	42,398	52,425
非原子力施設廃止引当金	30	1,447	1,789	1,297	1,604
従業員給付引当金	31	21,511	26,598	23,060	28,514
その他の引当金	28	2,190	2,708	1,841	2,276
非流動引当金	28	69,973	86,522	68,596	84,819
フランスの公共配電特別委譲負債	33	45,082	55,744	44,346	54,834
非流動金融負債	38	54,159	66,968	47,274	58,454
その他の非流動負債	35	5,126	6,338	4,956	6,128
繰延税金負債	16.3	4,122	5,097	4,315	5,335
非流動負債		178,462	220,668	169,487	209,571
流動引当金	28	5,354	6,620	5,254	6,497
営業債務	34	13,284	16,426	14,864	18,379
流動金融負債	38	17,473	21,605	14,184	17,539
当期税金負債		506	626	441	545
その他の流動負債	35	23,622	29,209	23,052	28,504
流動負債		60,239	74,486	57,795	71,464
売却目的保有に分類された資産に関連する負債	46	-	-	-	-
自己資本および負債合計		278,941	344,911	267,947	331,316

(1) 2014年度の公表数値は、IFRIC第21号の遡及適用の影響について再表示されている（注記2を参照）。

連結キャッシュ・フロー計算書

	注記	2015年度		2014年度	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
営業活動：					
連結会社の税引前利益		1,692	2,092	5,433	6,718
減損/(戻入)		3,500	4,328	1,189	1,470
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		11,392	14,086	8,981	11,105
金融収益および費用		951	1,176	1,068	1,321
関連会社および共同支配企業からの受取配当金		322	398	672	831
資産譲渡損益		(1,593)	(1,970)	(1,311)	(1,621)
運転資本の変動	43.1	132	163	(1,041)	(1,287)
営業によるキャッシュ・フロー（純額）		16,396	20,274	14,991	18,536
金融費用支出（純額）		(1,252)	(1,548)	(1,752)	(2,166)
法人所得税支払額		(1,508)	(1,865)	(2,614)	(3,232)
2015年7月22日付の欧州委員会の決定(1)	3.3	(906)	(1,120)	-	-
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）		12,730	15,741	10,625	13,138
投資活動：					
持分投資の取得/処分、取得/譲渡現金控除後		586	725	1,308	1,617
無形資産および有形固定資産への投資	43.2	(14,789)	(18,287)	(13,721)	(16,966)
無形資産および有形固定資産の売却による収入（純額）		964	1,192	314	388
金融資産の変動		(5,600)	(6,924)	(294)	(364)
投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）		(18,839)	(23,294)	(12,393)	(15,324)
財務活動：					
非支配株主との取引(2)		64	79	355	439
親会社の支払配当金	27.3	(1,420)	(1,756)	(2,327)	(2,877)
非支配株主に対する支払配当金		(326)	(403)	(229)	(283)
自己株式の買入/売却		(14)	(17)	2	2
株主とのキャッシュ・フロー		(1,696)	(2,097)	(2,199)	(2,719)
借入債務の発行		9,422	11,650	6,894	8,524
借入債務の返済		(2,336)	(2,888)	(7,470)	(9,237)
永久劣後債の発行	27.4	-	-	3,970	4,909
永久劣後債の持参人に対する支払額	27.4	(591)	(731)	(388)	(480)
委譲運営資産に対する受取拠出金		152	188	177	219
投資補助金		623	770	239	296
財務活動によるその他のキャッシュ・フロー		7,270	8,989	3,422	4,231
財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）		5,574	6,892	1,223	1,512
現金および現金同等物の純増加／（減少）額		(535)	(662)	(545)	(674)
現金および現金同等物の期首残高		4,701	5,813	5,096	6,301
現金および現金同等物の純増加（減少）額		(535)	(662)	(545)	(674)
為替変動の影響		(36)	(45)	113	140
現金および現金同等物に係る金融収益		13	16	17	21
組替の影響		39	48	20	25
現金および現金同等物の期末残高	37	4,182	5,171	4,701	5,813

(1) 2015年7月22日付で欧州委員会は、1987年から1996年の間に設定されたフランスの一般電力網施設の更新に対する引当金の税務上の取扱いを、欧州連合の規則に適合しない政府補助金として分類する新たな決定を公表した（注記3.3を参照）。

(2) 被支配会社の増資または減資および持分の追加取得によるものである。

連結自己資本変動計算書

(単位：百万ユーロ)	資本金	自己株式	換算調整	金融商品の 公正価値 修正の影響 (2)	その他の 連結剰余 金および 純利益	自己資本 (EDF持分)	自己資本 (非支配 持分)	自己資本 合計
2013年12月31日現在自己資本	930	(47)	847	62	32,415	34,207	4,998	39,205
会計処理方法の変更による再表示(1)	-	-	-	-	55	55	-	55
2013年12月31日現在自己資本 (再表示) (1)	930	(47)	847	62	32,470	34,262	4,998	39,260
自己資本直入損益	-	-	1,877	(1,206)	(4,561)	(3,890)	187	(3,703)
純利益	-	-	-	-	3,701	3,701	72	3,773
純利益および自己資本直入損益	-	-	1,877	(1,206)	(860)	(189)	259	70
永久劣後債の発行(3)	-	-	-	-	3,970	3,970	-	3,970
永久劣後債に係る支払	-	-	-	-	(388)	(388)	-	(388)
支払配当金	-	-	-	-	(2,327)	(2,327)	(221)	(2,548)
自己株式の買入/売却	-	6	-	-	-	6	-	6
その他の変動	-	-	-	-	(88)	(88)	383	295
2014年12月31日現在自己資本 (再表示) (1)	930	(41)	2,724	(1,144)	32,777	35,246	5,419	40,665
自己資本直入損益	-	-	1,625	(1,209)	891	1,307	148	1,455
純利益	-	-	-	-	1,187	1,187	214	1,401
純利益および自己資本直入損益	-	-	1,625	(1,209)	2,078	2,494	362	2,856
永久劣後債に係る支払	-	-	-	-	(591)	(591)	-	(591)
支払配当金	-	-	-	-	(2,327)	(2,327)	(327)	(2,654)
自己株式の買入/売却	-	3	-	-	-	3	-	3
EDFの増資(4)	30	-	-	-	876	906	-	906
その他の変動(5)	-	-	-	-	(982)	(982)	37	(945)
2015年12月31日現在自己資本	960	(38)	4,349	(2,353)	31,831	34,749	5,491	40,240

(単位：億円)	資本金	自己株式	換算調整	金融商品の 公正価値 修正の影響 (2)	その他の 連結剰余 金および 純利益	自己資本 (EDF持分)	自己資本 (非支配 持分)	自己資本 合計
2013年12月31日現在自己資本	1,150	(58)	1,047	77	40,081	42,297	6,180	48,477
会計処理方法の変更による再表示(1)	-	-	-	-	68	68	-	68
2013年12月31日現在自己資本 (再表示) (1)	1,150	(58)	1,047	77	40,149	42,365	6,180	48,545
自己資本直入損益	-	-	2,321	(1,491)	(5,640)	(4,810)	231	(4,579)
純利益	-	-	-	-	4,576	4,576	89	4,665
純利益および自己資本直入損益	-	-	2,321	(1,491)	(1,063)	(234)	320	87
永久劣後債の発行(3)	-	-	-	-	4,909	4,909	-	4,909
永久劣後債に係る支払	-	-	-	-	(480)	(480)	-	(480)
支払配当金	-	-	-	-	(2,877)	(2,877)	(273)	(3,151)
自己株式の買入/売却	-	7	-	-	-	7	-	7
その他の変動	-	-	-	-	(109)	(109)	474	365
2014年12月31日現在自己資本 (再表示) (1)	1,150	(51)	3,368	(1,415)	40,529	43,582	6,701	50,282
自己資本直入損益	-	-	2,009	(1,495)	1,102	1,616	183	1,799
純利益	-	-	-	-	1,468	1,468	265	1,732
純利益および自己資本直入損益	-	-	2,009	(1,495)	2,569	3,084	448	3,531
永久劣後債に係る支払	-	-	-	-	(731)	(731)	-	(731)
支払配当金	-	-	-	-	(2,877)	(2,877)	(404)	(3,282)
自己株式の買入/売却	-	4	-	-	-	4	-	4
EDFの増資(4)	37	-	-	-	1,083	1,120	-	1,120
その他の変動(5)	-	-	-	-	(1,214)	(1,214)	46	(1,168)
2015年12月31日現在自己資本	1,187	(47)	5,378	(2,909)	39,359	42,967	6,790	49,757

- (1) 2014年度の公表数値は、IFRIC第21号の遡及適用の影響について再表示されている（注記2を参照）。
- (2) これらの変動は、売却可能金融資産の公正価値修正の影響および公正価値の変動後に利益に振り替えられた金額、ならびに、キャッシュ・フローおよび在外事業への純投資をヘッジする金融商品の公正価値修正の影響および終了した契約に関連して利益に振り替えられた金額に相当する。詳細については純利益および自己資本直入損益計算書を参照。
- (3) 2014年1月に、当グループは、取引費用控除後、総額3,970百万ユーロの永久劣後債を発行した（注記3.6.3を参照）。
- (4) 2015年度における増資および発行プレミアムの合計906百万ユーロは、2015年度に係る株式による中間配当の支払に関係している（注記27.3を参照）。
- (5) 「その他の変動」は主に、2015年7月22日付の欧州委員会の決定の影響額を含む（注記3.3を参照）。

[次へ](#)

連結財務諸表に対する注記

フランス電力（以下「EDF」または「当社」という。）は、フランス法に準拠し、フランスにおいて登記されたフランスの株式会社（*société anonyme*）である。

当社の連結財務諸表は、以下の勘定を含む。

- ・ 当社が直接または間接的に支配する会社（これらは完全連結されている）
 - ・ 共同支配事業として分類された共同支配の取決めの資産、負債、収益および費用に対する当社の持分
 - ・ 関連会社および共同支配企業に対する投資（これらは持分法によって会計処理されている）
- これらの経済的実体すべてを合わせて「当グループ」という。

当グループはエネルギーの生産、輸送、配送、供給およびトレーディング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2015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、2016年2月15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、2016年5月12日開催予定の株主総会による承認後、最終的に確定する予定である。

注記1. グループの会計方針

1.1 基準への準拠の宣言およびグループの会計方針

国際的な会計基準の適用に関する2002年7月19日付欧州規則1606/2002に準拠して、EDFグループの2015年12月31日終了年度の連結財務諸表は、2015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準拠して作成されている。これらの国際的な会計基準は、IAS（国際会計基準）、IFRS（国際財務報告基準）ならびにSICおよびIFRIC解釈指針である。

当連結財務諸表に対する注記に表示されている2014年度の比較数値は、IFRIC第21号の遡及適用の影響について再表示されている（注記2を参照）。

1.2 2015年12月31日現在における会計処理方法の変更

2015年12月31日終了年度の連結財務諸表において当グループが採用している会計処理および評価の方法は、下記の変更を除いて、2014年12月31日終了年度の連結財務諸表において用いられているものと同一である。

1.2.1 2015年12月31日現在において連結財務諸表に導入された会計処理方法の変更：IFRIC第21号の初度適用

IFRIC解釈指針第21号は、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を明確にするため、2013年5月にIFRS解釈指針委員会（IFRS IC）により公表された。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。

IFRIC第21号は、欧州連合により2014年6月13日に採択されており、EDFグループには2015年1月1日から適用され、2014年度の公表済連結財務諸表に遡及適用されている。IAS第8号「会計方針、会計上の見積りの変更及び誤謬」に準拠して、これによる当グループの連結財務諸表への影響については注記2.1に記載している。

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に関し、現行の実務を変更するものである。

一定の税金は今後、通年にわたり配分されることなく契機となる事象が生じた時点で一括計上され、多くの場合は上半期に起こる。

1.2.2 欧州連合によって採択されたが2015年に強制適用になっておらず、当グループが早期適用をしない基準および改訂

当グループは、欧州連合によって採択されたが2015年1月1日に開始する年度に強制適用となっていない、以下の改訂を早期適用しないことを決定している。

- ・ IAS第19号の改訂「確定給付制度－従業員拠出」

- ・ IAS第16号およびIAS第38号の改訂「許容可能な減価償却および償却の方法の明確化」
- ・ IAS第1号の改訂「開示に関する取組み」
- ・ IFRS第11号の改訂「共同支配事業に対する持分の取得の会計処理」

当グループは、IAS第1号、IAS第19号、IAS第16号およびIAS第38号の改訂の将来の適用は、年次連結財務諸表に重要な影響を与えないものと考えている。

IFRS第11号の改訂「共同支配事業に対する持分の取得の会計処理」は、2016年1月1日以後開始する事業年度から将来に向かって適用することが強制され、IFRS第3号に定義する事業に該当する共同支配事業に対する持分を当グループが新規または追加で取得する場合に、影響を及ぼす可能性がある。

1.2.3 IASBによって公表されたが欧州連合によって承認されていないその他の基準および改訂

当グループに適用されることが明らかな会計原則に関連した以下のIASB公表物は、欧州連合によって承認されていない。

- ・ IFRS第15号「顧客との契約から生じる収益」
- ・ IFRS第9号「金融商品」
- ・ IFRS第16号「リース」
- ・ IFRS第10号およびIAS第28号の改訂「投資者とその関連会社または共同支配企業の間での資産の売却または拋出」
- ・ IFRS第10号、IFRS第12号およびIAS第28号の改訂「投資企業：連結の例外の適用」
- ・ IAS第12号の改訂「未実現損失に係る繰延税金資産の認識」
- ・ 「開示に関する取組み」プロジェクトの一環としてのIAS第7号の改訂。

欧州連合による承認を条件に、IFRS第15号「顧客との契約から生じる収益」は、2018年1月1日以後開始する事業年度から強制適用される。

当グループは現在、売上高の収益認識に対するこの新基準の潜在的な影響（評価および収益認識時期に関して）の算定を可能とするため、すべての重要な顧客との契約をレビューしている最中である。

欧州連合による承認を条件に、IFRS第9号「金融商品」は、2018年1月1日以後開始する事業年度から強制適用される。

IFRS第9号は、すべての金融資産に関し新たな分類アプローチを導入するものであり、これにより、当グループが現在IAS第39号「金融商品：認識および測定」に準拠して適用している分類および評価の規則が変更される予定である。

欧州連合による承認を条件に、IFRS第16号「リース」は、2019年1月1日以後開始する事業年度から強制適用される。

IFRS第16号は、短期リースおよび少額資産リースを除くすべてのリースを貸借対照表に認識することを求めている。現在、「オペレーティング・リース」に分類されたリースは、オフバランスシート項目として報告されている。

当グループは、上記以外の基準および改訂の潜在的な影響について、現在評価を行っている最中である。

1.3 主要な会計処理および評価方法の要約

連結財務諸表中に表示されたすべての期間を通じて、以下の会計処理方法が継続して適用されている。

1.3.1 評価

連結財務諸表は取得原価基準で作成されているが、企業結合によって取得した資産および引き受けた負債ならびに一部の金融商品は公正価値基準で評価されている。

1.3.2 経営者の判断および見積り

当財務諸表の作成に際しては、資産および負債の評価、当期に計上された収益および費用の決定に当たり、判断、最善の見積りおよび仮定を使用し、期末に存在する有利および不利な偶発事象を考慮することが要求される。当グループの将来の財務諸表上の数値は、これらの仮定または経済状況の変化により、現在の見積りと大きく異なる可能性がある。

耐用年数に関する特定のケースでは、EDFグループの産業戦略は、現在の会計上の減価償却期間である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。

当グループは数年間にわたり発電所の耐用年数を延長するための準備を進めてきており、「グラン・カレナージュ (grand carénage)」と呼ばれる業界のプログラムに基づいて必要な投資を行っている。

この産業戦略に合わせて行われるフランスの原子力発電所の耐用年数の調整は、必要とされる技術上、経済上およびガバナンス上の条件がすべて整った段階で、当グループの連結財務諸表に反映される。

その他の見積りおよび判断の使用を伴う慎重に取り扱うべき主要な会計処理方法は以下の通りである。

金融市場のボラティリティを特徴とする状況において、見積りを行うために使用したパラメータは、当グループの資産の超長期サイクルに適合するマクロ経済の前提に基づいている。

1.3.2.1 原子力引当金

核サイクル終了引当金ならびに廃炉および炉心核燃料引当金の測定は、技術的なプロセス、コスト、インフレ率、長期割引率、稼働中の発電所の耐用年数および支出スケジュールに関する仮定の影響を受ける。そのため、最終的に当グループが負担するコストの最善の見積額を引き当てることを確保するために、決算日毎に見積りの改定を行っている。見積りの改定により重要な差額が生じた場合には、引当額が変動する可能性がある。

原子力引当金に関する主要な仮定および感応度分析については、注記29.1.5に記載されている。

1.3.2.2 年金ならびにその他長期および雇用後給付

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。

2015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31に記載されている。これらの仮定は毎年更新される。当グループは、2015年12月31日現在で使用された数理計算上の仮定は適切かつ十分な裏付けがあると考えているが、将来これらの仮定に変更があれば債務の金額ならびに当グループの自己資本および純利益に重要な影響がある可能性がある。そのため、注記31に感応度分析が記載されている。

1.3.2.3 のれんおよび長期資産の減損

のれんおよび長期資産の減損テストは、使用されたマクロ経済およびセグメントに関する仮定、特にエネルギー価格の動向に関する仮定ならびに中期財務予測の影響を受ける。そのため、当グループは、定期的に更新される情報に基づき、基礎となる見積りおよび仮定を改定している。

これらの仮定は、当グループ固有のものであり、注記13に記載されている。

1.3.2.4 金融商品

非上場の金融商品(原則としてエネルギー契約)の公正価値を測定する際に、当グループは、予測できない展開を示し得る一定数の仮定に基づく評価モデルを使用している。

1.3.2.5 供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギー

注記1.3.7に記載するように、供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギーの量は、報告日現在で、消費統計および販売価格の見積りを基に計算される。期末日現在の未請求の売上部分の決定は、これらの統計や見積りを行うに当たり使用される仮定の影響を受ける。

1.3.2.6 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更新債務を、委譲者向けの年次事業報告書で計算・開示されている契約上のコミットメント金額に基づく価額で貸借対照表に表示することを選択している（注記1.3.13.2.1を参照）。別のアプローチによれば、この債務は、工業用の耐用年数到来時においてこれらの資産の取替に必要とされる将来支払額の現在価値に基づき評価されることになる。この別のアプローチが諸勘定に与えたであろう影響は、参考情報として注記1.3.24に記載されている。どの評価方法が使用されたとしても、取替予定資産に関する委譲負債の測定は、特にコスト、耐用年数および支出日についての予見できない変動の影響を受ける。

1.3.2.7 繰延税金資産

回収期間に関する見積りと仮定の使用は、繰延税金資産の認識に当たり特に重要である。

1.3.2.8 他の企業への関与

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。

他の企業に対する持分の全体的な分析のため、当グループは、特に以下の企業の状況判定に、主として判断を用いた。

- ・ EDFグループはRéseau de Transport d'Électricité (RTE)の資本の100%を所有しているが、フランス法に組み入れられたEU指令2009/72（2009年7月13日付）に沿ってRTEが統治されることとなった2010年に、EDFはRTEに対する支配（独占的ないし共同）の行使を終了した。ただし、当グループは、監査役会メンバーの3分の1を任命していることからRTEに対し重要な影響力を有する。従って、RTEはEDFグループの関連会社であり、IAS第28号（改訂後）の規定に従い持分法により会計処理されている。
- ・ 当グループは、原子力発電所の廃炉および放射性廃棄物長期貯蔵費用にEDFが調達資金の一部を充当できるようにする目的で設定された投資ファンドに対し、IFRS第10号に定義する支配を有しないと考えている（注記47.3を参照）。この結論は、ファンドの特性、ファンド・マネジャーの行使する権限および適用可能な運用戦略決定の手續に基づいている。これに従い、当該ファンドはIAS第39号を適用して売却可能金融資産として会計処理されている。
- ・ 2014年度以降、当グループは子会社であるEdisonを通じてEdensに対する投資の30%を保有しており、また、当グループの他にF2iも同社に対する投資を保有している。ただし、この取引に関連してEdensに関する統治契約および契約上の合意がなされたことにより、Edisonは、同社に対する独占的支配を与えられている。従って、Edensは、IFRS第10号を適用して当グループの連結財務諸表に（Edisonを通じて）完全連結されている。

共同で支配される事業体のそれぞれにつき共同支配の取決めの適切な分類を決定するために、当グループは、パートナーが当該資産の実質的にすべての経済的便益を享受するかどうか、および負債の決済に実質的に継続して責任を負うかどうかを検討する。共同支配の取決めは、これらの条件の両方を充足する場合には共同支配事業として、それ以外の場合には共同支配企業として分類される。

1.3.2.9 その他の判断

特定の取引に適用可能な基準または解釈指針がない場合には、当グループは、判断によって、財務諸表作成のための目的適合性があり信頼性のある情報を提供する会計処理方法を定義して適用する。

1.3.3 連結方法

主要な子会社、関連会社および共同支配企業の一覧は注記51に記載されている。

1.3.3.1 被支配企業

子会社は、当グループが独占的支配を行使する会社であり、完全連結されている。当グループは、以下の3つの条件が充足された場合に、当該企業を支配している。

- ・ 当該企業に対するパワーを有している。
- ・ 当該企業への関与により生じる変動リターンに対するエクスポージャーまたは権利を有している。
- ・ 投資者のリターンの金額に影響するようにパワーを用いる能力を有している。

当グループは、支配の判定に際し、すべての事実および状況を考慮する。他の当事者による行使の場合も含め、すべての実質上潜在的に行使可能である議決権も考慮される。

1.3.3.2 関連会社および共同支配企業に対する投資

関連会社は当グループが財務および営業の方針に重要な影響力を行使するが独占的支配または共同支配のいずれも有していない企業である。当グループの投資が20%以上である場合には、重要な影響力が存在すると推定される。

共同支配企業は、当該企業に対して共同支配を行使する当事者（共同支配投資者）が、当該企業の純資産に対する権利を有しているパートナーシップである。共同支配とは、少数のパートナーまたは株主によって共同で運営される企業の支配を共有する契約上の合意であり、そのため、財務および営業の方針は当事者全員の同意による。

関連会社および共同支配企業に対する投資は持分法により会計処理されている。これらは、取得後に生じた純資産持分に係る調整後、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。

1.3.3.3 共同支配事業に対する投資

共同支配事業は、当該事業体に対して共同支配を行使する当事者（共同支配事業者）が、当該事業体の資産に対する直接的な権利および負債に対する義務を有している共同支配の取り決めである。当グループは、共同支配事業の事業者として、その投資に関連する資産および負債ならびに収益および費用を勘定科目ごとに報告する。

1.3.4 財務諸表の表示規則

性質または機能が異なる資産および負債は、区分表示される。

企業の正常営業循環過程の中で使用される運転資本に関係する資産および負債は、連結貸借対照表上、流動項目として分類される。その他の資産および負債は、決算日から1年以内に満期が到来する場合には流動項目として、決算日から1年を超えて満期が到来する場合には非流動項目として分類される。

当グループが支配する会社の少数株主持分を購入するという当グループが付与したコミットメントは負債に含まれている。IAS第27号（改訂後）およびIFRS第3号（改訂後）の当グループによる初度適用日である2010年1月1日以降に付与されたこの種のコミットメントについては、非支配持分の価額とコミットメントに対応する負債との間の差額は自己資本に計上されている。

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。

キャッシュ・フロー計算書において、営業活動に関連するキャッシュ・フローは間接法により表示されている。

1.3.5 換算方法

1.3.5.1 報告通貨

親会社の機能通貨はユーロである。当グループの財務諸表は、百万ユーロ単位で表示されている。

1.3.5.2 機能通貨

企業の機能通貨は、その企業が主として営業活動を行う経済環境の通貨である。ほとんどの場合、機能通貨は現地通貨であるが、企業によっては、その主要な取引に用いられる通貨であれば、現地通貨以外の機能通貨が使用される場合もある。

1.3.5.3 機能通貨がユーロでない外国会社の財務諸表の換算

機能通貨がユーロでない外国会社の財務諸表は、以下の通り換算される。

- ・ 貸借対照表は決算日レートでユーロに換算される。
- ・ 損益計算書およびキャッシュ・フロー計算書は期中平均レートで換算される。
- ・ その結果生じる差額は、自己資本の「換算調整」に計上される。

連結された外国会社に対する当グループの純投資の不可欠な一部である貨幣性項目に影響する換算調整は、その純投資が売却または清算されるまで、連結自己資本に含められる。当該売却または清算日に、これらはその会社に関する他の換算差額と同様に、損益計算書に収益または費用として認識される。

1.3.5.4 外貨建取引の換算

IAS第21号を適用して、外貨建取引は当初は取引日レートによりその関連する企業の機能通貨に換算されて記録される。

外貨建の貨幣性資産および負債は、毎報告日に決算日レートで換算される。その結果生じる外国為替差額は、損益計算書に計上される。

1.3.6 関連当事者

関連当事者には、フランス政府、政府が持分の過半数を所有する会社およびその会社の一定の子会社、ならびにEDFグループが共同支配するか、または重要な影響を与える会社が含まれる。これにはまた、当グループの経営および統治機関の構成員が含まれる。

1.3.7 売上高

売上高は、エネルギー販売（最終顧客向けおよびトレーディング活動の一環としての）、接続およびその他のサービス提供による収益から成り、これらの収益には主にエネルギーの輸送および配送ならびに発電容量および相互接続の競売が含まれる。

当グループは、以下の条件が充足された時点で売上高を計上する。

- ・ 立証された契約関係が存在し、
- ・ 引渡しが行われており（またはサービスが完了しており）、
- ・ 定量化可能な価格が決定されたか、決定可能であり、
- ・ 債権の回収可能性が高い。

引渡しは、所有権に付随するリスクおよび便益が買主に移転された時に行われたものとする。

供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギーは、消費統計および販売価格見積りを基に計算される。

貸借対照表日現在で完了していない商品売上およびサービス収益は、同日現在の進捗度に基づき評価される。

エネルギー・トレーディング業務は、購入額差引後の純額で認識される。

1.3.8 法人所得税

法人所得税には当期税金費用(収益)および繰延税金費用(収益)が含まれ、その金額は利益に対する課税が行われる国々で施行されている税法に基づき計算される。

IAS第12号に準拠して、当期および繰延税金は通常、その基礎となる取引に応じて、損益計算書または自己資本に計上される。

IAS第32号に基づき、資本性金融商品の保有者に対する分配（特に、配当金および永久劣後債の保有者に対する支払）の税効果は、この一般原則に従って認識しなければならない。当グループは、これらの分配は過年度の累積利益の支払であるため関連する税効果は当期の純利益に含まれると考えている。

当期税金費用(収益)は、当期の課税所得に係る納税額の見積金額であり、年度末に適用される税率を使用して計算される。

繰延税金は、資産および負債の帳簿価額と税務上の価額との間の一時差異に起因する。繰延税金は以下により生じた一時差異に対しては認識されない。

- ・ 税務上損金算入できないのれん
- ・ 企業結合に該当せず、取引日現在で会計上の利益または課税所得(税務上の欠損金)に影響しない取引における資産または負債の当初認識
- ・ 当グループが一時差異の解消時期を決めることができ、その一時差異が予見可能な将来には解消しない可能性が高い場合の子会社および関連会社に対する投資、支店に対する投資ならびに共同支配の取決めに対する持分

繰延税金資産および負債は、期末日現在で適用される税率に基づき、資産が実現する期または負債が消滅する期の予想税率によって評価される。税率が変更された場合には、繰延税金は新たな税率により修正され、修正差額は、数理計算上の損益またはヘッジ手段および売却可能金融資産の公正価値の会計処理など、その基礎となる項目の価額の変動が自己資本に計上される場合を除き、損益計算書に計上される。

繰延税金は毎決算日に見直され、税法の改正および将来減算一時差異の回収見込みが勘案される。繰延税金資産は、当グループがその資産の便益を利用できる十分な課税所得を予見可能な将来に生み出す可能性が高い場合に限り認識される。ただし、期限が同じ繰延税金負債があれば、より長期的に考慮される。

1.3.9 1株当たり利益および希薄化後1株当たり利益

1株当たり利益は、純利益の当グループ持分を期中の加重平均社外流通株数で除して計算される。この加重平均社外流通株数は、期首の普通株式数に期中に買戻しまたは発行された株数を調整したものである。

この株数および1株当たり利益は、必要に応じて、希薄化効果のある潜在株式（発行済のストック・オプション、新株予約権および転換社債など）の転換または行使の影響を反映して調整される。

IAS第33号に準拠して、1株当たり利益および希薄化後1株当たり利益は、永久劣後債の持参人に対する支払額を控除後の純利益に基づいている。

1.3.10 企業結合

IFRS第3号を適用して、2010年1月1日以後実施される企業結合は、以下の原則に基づき測定・認識されている。

取得日現在で、識別可能な取得資産および引受負債は公正価値で測定され、被取得企業の非支配持分（少数株主持分）があればすべて、のれんとは別に記録される。

非支配持分は、公正価値（全部のれん方式）または被取得企業の純資産の公正価値の持分割合（部分のれん方式）のいずれかによる評価が認められる。この決定は取引毎に行われる。

IFRS第10号を適用して、支配に影響しない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IAS第39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。

1.3.11 のれんおよびその他の無形資産

1.3.11.1 のれん

1.3.11.1.1 のれんの決定

IFRS第3号「企業結合」を適用して、のれんは以下の差額とされる。

- ・ 以下の項目の総計
 - ・ 支配獲得のために支払われた対価の取得日における公正価値。
 - ・ 取得した被取得企業における非支配持分の価額。
 - ・ 段階的に達成される取得の場合には、被取得企業に対する支配獲得前の当グループ持分の取得日における公正価値。
- ・ 取得日の公正価値により測定した、取得資産および引受負債の正味の金額。

当該差額がマイナスとなる場合には、直ちに損益計算書に計上される。

資産および負債の公正価値ならびに結果として生ずるのれんは、取得後12か月以内に確定される。

1.3.11.1.2 のれんの測定および表示

子会社の取得に係るのれんは、貸借対照表上、区分表示される。こののれんの減損は、損益計算書の「減損」に計上される。当初認識の後、のれんは、減損が認識されている場合はそれを控除後の取得原価で計上される。

関連会社および共同支配企業の取得に係るのれんは投資の正味帳簿価額に含まれる。こののれんの減損は、「関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分」に含まれる。

のれんは償却されないが、注記1.3.15に記載されているように、減損の兆候がある場合は速やかに、また、少なくとも毎年、減損テストが実施される。

1.3.11.2 その他の無形資産

1.3.11.2.1 研究開発費

研究費は、発生した期において費用として認識される。

プロジェクト開発費は、当グループが以下を立証できる場合に、資産計上される。

- ・ 当該無形資産を使用または販売に供するための技術的実現可能性。
- ・ 当該無形資産を完成させ、使用または販売する意図。
- ・ 当該無形資産を使用または販売する能力。
- ・ 当該無形資産が将来の経済的便益を発生させる方法。
- ・ 当該無形資産の開発を完了し、使用または販売するための適切な資源（技術的、財務的等）の入手可能性。
- ・ 開発中の当該無形資産に帰属すべき費用についての信頼できる見積りを提供する能力。

資産計上された開発費は予測可能な有効期間にわたり定額法で償却される。

1.3.11.2.2 その他の自己創設または買入無形資産

その他の無形資産は、主に以下のものから構成されている。

- ・ ソフトウェア。これは耐用年数にわたり定額法で償却される。
- ・ 有効期間を決められないか、有効期間にわたり定額法で償却される買入ブランド。
- ・ 発電所の操業または使用権。これらはその基礎となる資産の耐用年数にわたり定額法で償却される。
- ・ 炭化水素関連の委譲に関する権利またはライセンス。これらは生産高比例法（UOP）によって償却される。探査費用は、当該年度にわたり償却される（注記1.3.11.2.3を参照）。
- ・ 環境規制に関連する無形資産（有償で取得した温室効果ガス排出権および再生可能エネルギー証書—注記1.3.28を参照）。

- ・ IFRS第3号の対象となる企業結合の一部として公正価値で計上されたエネルギー購入/販売契約のプラスの価額。この価額は契約に基づく引渡しに応じて償却される。
- ・ IFRIC第12号の対象となる委譲契約に関連する資産で「無形資産モデル」の対象となるもの（注記1.3.13.2.4を参照）。

1.3.11.2.3 炭化水素の試掘、探査および産出

当グループはIFRS第6号「鉱物資源の探査および評価」を適用している。

試掘および探査費用ならびに地質調査、探査試験、地質・地球物理図作製および試掘に関連して発生する費用は無形資産として認識し、発生年度に全額償却する。

商業的実用化が可能な鉱泉に関連する開発費および炭化水素を抽出して貯蔵する施設への投資は、「発電用その他のグループ所有有形固定資産」または適切な場合には「その他の業務に係る委譲運営有形固定資産」として認識される。

これらは生産高比例法（UOP）によって償却される。

1.3.12 委譲運営資産、発電用資産およびその他の有形固定資産

当グループの有形固定資産は、事業およびその使用に関する契約の状況に応じて、3つの貸借対照表科目として報告されている。

- ・ フランスの公共配電委譲運営有形固定資産
- ・ その他の業務に係る委譲運営有形固定資産
- ・ 発電用その他のグループ所有有形固定資産

1.3.12.1 当初測定

有形固定資産は、取得原価または製造原価で計上される。

内部で建造された施設の原価には、すべての労務費および材料費ならびに当該資産の建設に係るその他すべての製造費用が含まれる。

当グループは、遵守しないと行政による操業禁止の制裁措置を受ける法律上および規制上の義務の結果発生する安全対策費用を資産計上している。

有形固定資産の取得原価には、発電所の廃炉費用および原子力施設の炉心核燃料費用も含まれる。これらの資産はこれらの負担に対して計上された引当金の見合いとして計上される。これらの資産は、操業開始時に、対応する引当金と同様の方法で測定され、計上される(注記1.3.21を参照)。

発電所の廃炉費用の一部がパートナーによって負担される場合には、予想される補填額が未収収益として資産に認識される。引当金と未収収益との間の差額は有形資産として記録され、その後のパートナーによる支払額は未収収益から控除される。

そのため、有形固定資産の貸借対照表価額には、以下の要素が含まれる。

- ・ 施設解体の割引後費用。
- ・ 原子力施設については、炉心核燃料の割引後費用。これには、以下が含まれる。
 - ・ 操業停止時に完全には照射されず、技術的および規制による制約から再利用できない原子炉燃料の逸失コスト
 - ・ この燃料の処理費用
 - ・ これらの業務から生じた廃棄物の除去および貯蔵費用

原子力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。

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。

これは、主に、主要な点検の費用に関係しており、点検と次の点検の間の経過期間に対応する期間にわたり償却される。

資産の資金調達に起因する、建設期間中に発生した借入コストは、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、資産の価額に含まれる。

1.3.12.2 減価償却費

有形固定資産の各項目は、耐用年数にわたり、定額法で減価償却される。耐用年数とは、当グループがその資産の使用から将来の経済的便益の享受を期待できる期間と定義される。

各国の特定の規則および契約条項により、主要な施設の見積耐用年数は以下の年数となっている。

・水力発電ダム	：75年
・水力発電所において使用される電気機械設備	：50年
・化石燃料火力発電所	：25～45年
・原子力発電所	
・フランス	：40年
・国外	：35～60年
・送電および配電設備（電線、変電所）	：20～50年
・風力発電所および太陽光発電設備	：20～25年

1.3.13 委譲契約

1.3.13.1 会計処理

公共・民間契約の会計処理は、その契約の性質と具体的な契約特性に依存する。

温熱発電および配電に係る委譲を除き、委譲の大部分については、委譲者は実質的にIFRIC第12号に定義されるインフラに対する支配の性質を持たないと当グループは考えている。

1.3.13.2 フランスにおける委譲

フランスにおいて、当グループは、以下の4種類の公共サービス委譲の運営者となっている。

- ・委譲者が地方当局（市町村または複数の市町村の共同）である公共配電委譲。
- ・委譲者が国である水力発電委譲。
- ・国からの委譲に基づいて運営する公共送電網。
- ・公的委譲者からの温熱発電および配電に係る委譲。

1.3.13.2.1 公共配電委譲

背景の概要

フランスの1946年4月8日付法律の制定以来、EDFグループは法律上フランスにおける主要な公共配電委譲の唯一の運営者となっている。

委譲の会計処理は委譲契約に基づいており、その特別な条項を参照することとしている。これは、EDF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。

これらの契約は通常、20年から30年の期間を対象とし、全国委譲元当局連合会（Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies - FNCCR）との間で協議され、公的機関により承認された、1992年の枠組み契約（2007年に更新）に基づく標準的な委譲規定を適用している。

フランスの公共配電委譲運営有形固定資産としての資産の認識

EDFグループがフランスの公共配電委譲に使用するすべての資産は、委譲者と運営者のいずれが所有するかを問わず、取得原価または委譲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、貸借対照表の資産における個別項目として一括して報告されている。

1.3.13.2.2 水力発電委譲

フランスにおける水力発電委譲は政令により承認された標準規則に従っている。水力発電委譲に属する資産は水力発電設備（ダム、配管、タービン等）であり、最近更新された委譲の場合には、発電設備および交換機（交流発電機等）を含む。

これらの委譲に使用される資産は、「その他の業務に係る委譲運営有形固定資産」に取得原価で計上されている。

1.3.13.2.3 公共送電委譲

フランスの法律に基づき、公共送電委譲用資産はRTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE) に帰属する。2010年12月31日以降のRTEに対する当グループの支配の喪失に伴い、これらの資産は、連結貸借対照表上、RTEの自己資本価額の計算に含まれている。

1.3.13.2.4 温熱発電および配電委譲

Dalkiaと公的機関との間で締結された温熱発電および配電委譲契約は、当該機関から付託されたか、または当該機関の要請に基づき建設された施設を、限定された期間にわたり、委譲者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者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、無形資産として計上されている。

1.3.13.3 外国における委譲

外国における委譲は、様々な契約および各国の法律の規制を受ける。外国における委譲運営資産の大部分は、「その他の業務に係る委譲運営有形固定資産」として計上されている。外国における委譲は、実質的に、炭化水素産出地、ガス貯蔵所、地域ガス輸送網および水力発電所を委譲に基づき運営するイタリアのEdisonに関係している。Edisonは基本的にすべての資産を所有しているが、水力発電所の有形固定資産の一部は所有しておらず、当該資産は委譲終了時に無償または補償金とともに委譲者に返還される予定である。IFRIC第12号に従って、特定の委譲契約は無形資産として計上されている。

委譲満了時に無償で返還される予定の水力発電資産は委譲期間にわたって減価償却される。炭化水素産出地は当該産業に適用される規則に従って計上されている（注記1.3.11.2を参照）。

1.3.14 リース

当グループは事業の過程でリース契約により自ら資産を使用し、また、賃借人に資産を使用させている。これらの契約については、ファイナンス・リースかオペレーティング・リースかの判定に当たり、IAS第17号に記載された状況および規定された指針に基づき分析している。

1.3.14.1 ファイナンス・リース

リース資産の所有に伴うすべてのリスクおよび便益が実質的に賃借人に移転される契約は、ファイナンス・リースとして分類されている。契約により実質的にすべてのリスクおよび便益が移転するかどうかの判断に際して検討する主な基準は、以下の通りである。

- ・ リース資産の耐用年数のリース期間に対する比率。
- ・ 将来の割引後支払総額の調達された資産の公正価値に対する比率。
- ・ リース終了時に所有権が移転するか否か。
- ・ 購入オプションが有利な条件であるか否か。
- ・ リース資産の特有の性質。

ファイナンス・リース資産は、賃貸人の貸借対照表で認識中止され、賃借人の勘定における有形固定資産の適切な区分に含まれる。これらの資産はその耐用年数、または当該リース契約の契約期間が耐用年数よりも短い場合は契約期間にわたり、減価償却される。

対応する金融負債が賃借人によって、また、金融資産が賃貸人によって計上される。

当グループがファイナンス・リース契約となるセール・アンド・リースバック取引を行った場合、これは上記の原則に従い認識される。譲渡価格が資産の帳簿価額を上回る場合、その差額は繰り延べられ、リース期間にわたり、収益として認識される。

1.3.14.2 オペレーティング・リース

ファイナンス・リースに該当しないリース契約はオペレーティング・リースとして分類および認識される。賃借料はリース契約期間にわたり定額法で計上される。

1.3.14.3 リースを含む契約

IFRIC第4号に従い、当グループは、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契約を識別している。

こうした契約はリースとして扱われ、IAS第17号に基づき、ファイナンス・リースまたはオペレーティング・リースに分類される。

1.3.15 のれん、無形資産および有形固定資産の減損

当グループは、年度末および各中間報告日現在で、IAS第36号を適用して、資産が著しく減損している可能性を示す兆候の有無を評価している。減損テストはまた、のれんまたは有効期間が確定できない無形資産を含む資金生成単位（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。

のれんその他の非償却無形資産を含むCGUの場合または価値の喪失の証拠がある場合には、以下のように減損テストを行う。

- ・ 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。当グループのCGUは下位企業集団または法的事業体から構成され、必要に応じて、業務(発電および供給、配電、送電、その他)毎に細分化される。のれんは取得に起因するシナジーの便益を受けるCGUに配分される。
- ・ これらの単位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。
- ・ 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、
 - ・ 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。
- ・ 市場価値（または公正価値）は、資産の潜在的な売却価格から売却に要するコストを控除して算定される。
- ・ 使用される割引率は、関係する各資産または資産グループに係る加重平均資本コスト（WACC）に基づいており、これは、地域毎および事業セグメント毎にCAPMによって決定される。WACCは税引後で計算される。
- ・ 将来キャッシュ・フローは、評価日現在で入手可能な最善の情報に基づいて算定される。
 - ・ 最初の数年間のキャッシュ・フローは、経営者が承認した中期計画（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、入手可能な先渡価格に基づいて決定される。
 - ・ MTP対象期間を超える期間のキャッシュ・フローは、各国および各エネルギーについて経営者が行った長期の仮定を基礎として見積られる。中長期のエネルギーおよびコモディティ価格はマクロ経済の仮定および基礎的な需給バランス・モデルに基づいて決定され、その結果はエネルギー業界向けに予測機関によって発表された数値と定期的に比較される。より具体的には、中長期の電力価格は、電力需要予測、燃料および二酸化炭素価格の中長期予測、ならびに電力システムにおける設備容量および発電所の利用技術構成について見込まれる変化のモデルを用いて決定される。

これらの計算は、複数の変数の影響を受ける。

- ・ 金利および市場リスク・プレミアムの変動
- ・ 料率規制の変更、ならびにエネルギーおよびコモディティの市場価格の変動
- ・ 市場水準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
- ・ 施設の耐用年数および該当する場合には委譲の有効期間
- ・ 考慮に入れた中期計画期間以降の成長率および最終価値

のれんの減損は戻入できない。

1.3.16 金融資産および負債

金融資産には、売却可能資産（非連結投資、投資有価証券および一部の専用資産）、償却原価で計上される貸付金および債権（営業債権を含む。）、ならびにデリバティブの正の公正価値が含まれる。

専用資産に配分された売却可能有価証券については、注記47に記載している。

金融負債には、借入金およびその他の金融負債、営業債務、銀行与信ならびに金融デリバティブの負の公正価値が含まれる。

金融資産および負債は、貸借対照表上、決算日から1年以内に満期となる場合には流動項目として、決算日から1年を超えて満期となる場合には非流動項目として分類される。ただし、売買目的デリバティブは、すべて流動項目として区分される。

営業上の債権債務ならびに現金および現金同等物にはIAS第39号が適用され、貸借対照表上、区分表示される。

1.3.16.1 金融資産および負債の分類および評価方法

IFRS第7号に基づき、金融商品は以下のように分類される。

- ・ 公正価値で評価され、公正価値の変動が利益に含まれる金融資産および負債
- ・ 満期保有目的金融資産
- ・ 貸付金および金融債権
- ・ 売却可能金融資産
- ・ 営業債権
- ・ 現金および現金同等物
- ・ 金融債務および営業債務
- ・ デリバティブ

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である。

IFRS第13号を適用して、評価に用いるデータの重要性を反映した公正価値ヒエラルキーは、以下のレベルからなる。

- ・ レベル1（無調整の相場価格）：企業が測定日現在でアクセスできる同一の資産または負債に関する活発な市場における価格。
- ・ レベル2（観察可能なデータ）：レベル1のインプットに含まれる市場価格以外の当該資産または負債に関するデータで、直接観察可能（価格等）または間接的に観察可能（すなわち観察可能な価格から推定される）なもの。
- ・ レベル3（観察不能なデータ）：市場において観察可能でないデータ。観察可能なデータに重要な調整を加えたもの（例えば、観察不能な長期の期間にわたる金利曲線の推定）を含む。EDFグループでは、これは主に一部の非連結投資に関連する。

1.3.16.1.1 公正価値で評価され、公正価値の変動が利益に含まれる金融資産および負債

公正価値で評価され、公正価値の変動が損益計算書に計上される金融資産は、以下に該当する場合に、取引開始時点で当該項目として分類される。

- ・ 当初から短期間で売却する目的で取得された。
- ・ ヘッジに分類されないデリバティブ（売買目的デリバティブ）である。
- ・ IAS第39号が認めたオプションに基づき、当グループがこの区分に分類することを選択した。

これらの資産は、取引日に、通常は現金支出額と同額の公正価値で計上される。取得に直接起因する購入費用は損益計算書に計上される。その後、これらの資産は報告日毎に公正価値に修正される。公正価値は、上場金融商品については外部の情報源から入手可能な相場価格、その他の金融商品については割引キャッシュ・フロー法等広く認められた評価手法の使用または外部の情報源の参照に基づく。

公正価値の変動は、コモディティ契約に関するものを除いて、損益計算書の「その他の金融収益および費用」に計上される。

公正価値で計上された資産からの受取配当金および利息は、損益計算書の「その他の金融収益」に計上される。

コモディティ売買契約の公正価値の変動は、損益計算書の「売上高」に計上される。

売買目的以外のコモディティ取引の公正価値の変動は、損益計算書の減価償却費および償却費控除前営業利益の下の特許料目である「トレーディング業務以外のエネルギーおよびコモディティ・デリバティブの公正価値の純変動額」に区分表示されて報告されている。これらはIAS第39号の適用範囲となる取引であるが、会計上、ヘッジ会計の要件もIAS第39号の「自己使用」の例外の要件も満たさないものである（注記1.3.16.1.6を参照）。

公正価値オプションについては、当グループは、以下の3つの場合に、資産または負債を「公正価値で評価され、公正価値の変動が利益に含まれるもの」に分類する。

- ・ 公正価値を使用することで資産および負債の測定上の矛盾が解消または大幅に削減される場合。
- ・ 文書化された戦略および経営者への報告に従って、一連の金融資産または金融負債の業績が公正価値に基づき管理されている場合。
- ・ 契約が1以上の組込デリバティブを含む場合。この場合には、公正価値オプションを複合商品に適用することができる。ただし、以下の場合を除く。
 - 組込デリバティブが契約のキャッシュ・フローに実質的な影響を与えない。
 - 主契約および組込デリバティブの分析により、組込デリバティブの区分処理を行う結果とならない。

1.3.16.1.2 満期保有目的金融資産

この分類には、当グループが満期まで保有する意図と能力をもって取得した期間固定の投資が含まれる。これらは、取引日に償却原価で計上される。利息は実効金利により計算され、損益計算書の「その他の金融収益および費用」に計上される。

1.3.16.1.3 貸付金および金融債権

貸付金および金融債権は、取引日に償却原価から減損を控除した額で評価および計上される。

利息は実効金利により計算され、損益計算書の「その他の金融収益および費用」に計上される。

1.3.16.1.4 売却可能金融資産

売却可能金融資産には、非連結投資、投資有価証券、専用ファンドおよび一部の専用資産が含まれる。

当初認識時に、売却可能金融資産は、公正価値にその取得に起因する取引コストを加算した金額で計上される。その後、これらは毎報告日現在で公正価値に再修正される。

公正価値による測定は、活発な市場に上場されている商品については外部の情報源から入手可能な相場価格に基づき、それ以外の商品については割引キャッシュ・フロー法に基づいて行われる。活発な市場に上場されておらず、その公正価値を信頼性をもって見積ることができない株式は、取得原価で計上される。

これらの資産に係る未実現損益は自己資本に計上されるが、損失が実現したことの証拠がある場合には、金融損益において減損が認識される（注記1.3.16.2.2を参照）。

債券のような売却可能金融資産に係る受取利息は実効金利により計算され、損益計算書の「その他の金融収益および費用」に貸方計上される。

1.3.16.1.5 借入金および金融負債

個別ヘッジの会計処理が適用されない場合には（注記1.3.16.1.6(A)を参照）、借入金および金融負債は、該当する場合には組込デリバティブの区分処理を行って、償却原価で計上される。支払利息は実効金利により計算され、その借入金または金融負債の期間にわたり、「総金融負債に係る費用」として、損益計算書に計上される。

1.3.16.1.6 デリバティブ

範囲

当グループが採用するデリバティブの範囲は、IAS第39号が定めた原則に一致する。

特に、エネルギーまたはコモディティの現物引渡しを伴う先物購入および販売契約は、当グループの通常の営業活動の一環として締結された（「自己使用」）と認められる場合、IAS第39号の適用対象外と判断される。次の条件のすべてに合致すれば、この要件を満たしたことになる。

- ・ 当該契約ではすべて現物引渡しが生ずる。
- ・ 契約による購入または販売数量が当グループの営業上の必要量に一致する。
- ・ 契約が基準に定義されたオプションとは考えられない。電力の販売契約という個別のケースにおいては、契約は、確定先物販売と同等であるか、発電容量の販売と考えられる。

当グループは、電力の購入および販売コミットメントを量的に均衡させる目的で行う相対取引は、総合電力事業者としての業務の一部であり、IAS第39号の適用対象外であると考えている。

IAS第39号に従い、当グループは、金融および金融外の性質を持つすべての契約を分析し、「組込」デリバティブの存在を識別する。ある契約の構成要素のうちに当該契約のキャッシュ・フローに単独のデリバティブと同様の影響を及ぼすものがある場合には、当該構成要素は組込デリバティブの定義を満たす。組込デリバティブは、IAS第39号に定める条件に合致する場合には、契約締結時に主契約と区分して会計処理される。

測定および認識

デリバティブは、当初、相場価格および外部の情報源から得られる市場データに基づき、公正価値で計上される。相場価格が入手できない場合、当グループは、直近の比較可能な取引を参照するか、かかる取引が存在しない場合には、店頭登録等の観察可能なデータから直接導かれる情報を優先するが、市場参加者によって認められた内部モデルに基づき評価を行うことができる。

これらのデリバティブの公正価値の変動は、キャッシュ・フロー・ヘッジまたは純投資のヘッジとして指定された場合を除き、損益計算書に計上される。キャッシュ・フロー・ヘッジまたは純投資のヘッジとして指定されたヘッジ手段の公正価値の変動は、ヘッジの非有効部分を除き、直接、自己資本に計上される。

トレーディング業務の一環で締結した金融商品という特殊な場合には、実現および未実現損益は、「売上高」に純額で計上される。

IFRS第13号を適用して、デリバティブの公正価値には、デリバティブ資産に係る相手先の信用リスクおよびデリバティブ負債に係る自己の信用リスクを含める。これらの信用リスクの算定に用いるデフォルト確率は、過去のデータに基づく。

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、デリバティブをヘッジとして分類するに当たり、IAS第39号が定義する規準を採用している。

- ・ その金融商品が、ヘッジされるリスクに起因する公正価値またはキャッシュ・フローの変動をヘッジするものであり、かつ、ヘッジの有効性（すなわち、ヘッジ手段の公正価値の変動額がヘッジ対象または予定取引の価額の変動額を相殺する程度）が80%から125%の範囲内にある必要がある。
- ・ キャッシュ・フロー・ヘッジの場合、ヘッジ対象である予定取引の発生可能性がかなり高くなければならない。
- ・ ヘッジの有効性が信頼性をもって測定できなければならない。
- ・ ヘッジは、その開始時点から、適切に文書化されていなければならない。

ヘッジ関係は、次の場合に終了する。

- ・ デリバティブが有効なヘッジ手段でなくなる場合。
- ・ デリバティブの満期、売却、解約または行使の場合。
- ・ ヘッジ対象の満期、売却または償還の場合。
- ・ 予定取引の発生可能性がかなり高いと考えられなくなった場合。

当グループの外部デリバティブおよび当グループの同様の外部取引とマッチングされた内部デリバティブのみが、ヘッジ会計に適格となる。

当グループは、ヘッジに以下の分類を使用している。

(A) 公正価値ヘッジ

これらの金融商品は、貸借対照表に計上されている資産もしくは負債の公正価値の変動、または資産の購入・売却に関する確定契約の公正価値変動のエクスポージャーをヘッジする。ヘッジ対象の公正価値変動額のうち当該項目のヘッジ対象要素に起因するものは損益計算書に計上され、対応するヘッジ手段の公正価値変動額により相殺される。ヘッジの非有効部分だけが、利益に影響する。

借入金および金融負債は、公正価値ヘッジの対象である債券を含む。ヘッジ会計を適用して、その貸借対照表価額は、ヘッジ対象リスク（外国為替および金利リスク）に起因する公正価値変動額について調整される。

(B) キャッシュ・フロー・ヘッジ

これらの金融商品は、発生可能性がかなり高い予定取引をヘッジする。ヘッジされた取引により生ずるキャッシュ・フローの変動は、ヘッジ手段の価額の変動により相殺される。

ヘッジの公正価値変動累計額のうち有効部分は自己資本に計上され、非有効部分（すなわち、ヘッジ対象の公正価値変動額を上回るヘッジ手段の公正価値変動額）は、損益計算書に計上される。

ヘッジ対象のキャッシュ・フローが現実には発生した時、それまで自己資本に計上された金額は、ヘッジ対象と同様に、損益計算書に振り替えられる。

(C) 純投資のヘッジ

これらの金融商品は、当グループと機能通貨が異なる事業体への純投資に関わる外国為替リスクのエクスポージャーをヘッジする。ヘッジの公正価値変動累計額のうち有効部分は、当該純投資の売却または清算時まで自己資本に計上され、売却の時点で売却損益に含めて計上される。非有効部分（キャッシュ・フロー・ヘッジに関するものと同様に定義される。）は、直接、損益計算書に計上される。

在外営業活動体に対する純投資をヘッジするデリバティブの外国為替の影響および金利の影響に起因する公正価値変動額は自己資本に計上される。

1.3.16.2 金融資産の減損

当グループは、年度末および各中間報告日現在で、資産が著しく減損した可能性があることの客観的な証拠があるかどうかを評価する。その様な証拠がある場合には、当グループは、資産の回収可能価額を見積り、当該資産の分類に従い、必要な減損を計上する。

1.3.16.2.1 償却原価で計上される金融資産の減損

減損は、資産の帳簿価額と予測将来キャッシュ・フローを金融商品の当初の実効金利で割引いた現在価値との差額である。減損は、損益計算書の「その他の金融収益および費用」に含まれる。後の期間において減損損失額が減少した場合には、減少額は戻し入れられて損益計算書に計上される。

1.3.16.2.2 売却可能金融資産の減損

売却可能資産の公正価値の多額または長期的な下落がある場合には、未実現損失は、自己資本から当期の損益に振り替えられる。負債商品については、相手先に関連する減損の兆候がある場合にのみ損益に減損が計上される。その後の期間において売却可能金融資産の公正価値が増加した場合には、その価値増加額は、資本性金融商品については自己資本に含められ、負債商品については過去に計上された減損の戻入として計上される。

適用される減損の基準は、売却可能金融資産の種類に応じて異なっている。

被支配企業が保有する売却可能金融資産（専用資産を除く）については、当グループは、通常、以下のような減損の評価基準を使用している。

- ・ 長期的な価値の喪失の評価基準として3年間
- ・ 重要な価値の喪失の兆候として取得原価からの50%の下落

EDFの専用資産ポートフォリオの一部として保有される売却可能金融資産については、当グループは以下のような減損の評価基準を使用している。

- ・ 長期的な価値の喪失の評価基準として5年間
- ・ 重要な価値の喪失の兆候としてポートフォリオの取得価額からの40%の下落

専用資産の減損の評価に当たり、当グループは、専用資産の固有の性質である当該資金に関連する法規制上の義務、当該資金からの支払時期および長期的な資金管理を考慮している。

1.3.16.3 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金利または当グループが留保する金利は、別の資産または負債として計上される。

当グループは、金融負債に係る契約上の義務が消滅、取消または満了したときに、認識を中止する。債務が貸手との間で実質的に異なる条件で再交渉された場合には、新たな負債が認識される。

1.3.16.4 証券化取引

当グループが債権の譲渡に関連する実質的にすべてのリスクと経済価値、特に信用リスクを譲渡していることを証明できる場合には、その項目の認識は中止される。

そうでない場合には、その取引は金融取引に該当するものとされ、債権は、対応する金融負債の認識を伴って、引き続き貸借対照表上の資産として認識される。

1.3.16.5 金融資産と金融負債の相殺

当グループは、以下の場合に金融資産と金融負債を相殺する。

- ・ 認識している金額を相殺する法的に強制力のある権利が存在し、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。

IFRS第7号を適用して、相殺契約の実際の影響および潜在的な影響に関する開示情報については連結財務諸表に対する注記に記載している。

1.3.17 棚卸資産

棚卸資産は、取得原価または正味実現可能価額のうち、いずれか低い方で認識される。ただし、トレーディング業務のために保有される棚卸資産は、市場価額で計上される。消費された棚卸資産は通常、加重平均単位原価法によって評価される。

原価には、すべての直接材料費、労務費および製造間接費の配賦額が含まれる。

1.3.17.1 核燃料および原材料

棚卸資産勘定には以下が含まれている。

- ・ 燃料生産過程にあるあらゆる形態の核物質。
- ・ 貯蔵中または原子炉内の燃料要素。

核燃料および原材料ならびに仕掛品の計上額は、原料費、労務費および外注費（例えば、フッ素化、濃縮、生産など）を含む直接加工費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、使用済み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ている。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。

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、燃料が原子炉に積載された時点の予想生産量に対する割合により決定される。この量は棚卸資産の加重平均原価で評価される。棚卸資産は、中性子測定に基づく予測使用量と実地棚卸を考慮して、定期的に修正される。

1.3.17.2 その他の事業用棚卸資産

その他の事業用棚卸資産は以下から成る。

- ・ 化石燃料発電所の操業に必要な化石燃料。
- ・ 事業用資材および設備。例えば、保守プログラムに基づき供給される予備部品（資産計上された戦略的安全予備部品を除く）。
- ・ 各種の環境政策に基づき発行された証書（注記1.3.28を参照）。
- ・ 仕掛品および進行中のサービス。特にEDF Énergies NouvellesおよびDalkiaの事業に関連するもの。
- ・ ガス在庫。

その他のトレーディング以外の事業用棚卸資産は、一般に、直接および間接購入費用を含む加重平均原価で評価されている。

予備部品の減損は、これらの部品の回転率に依存する。

トレーディング目的で保有される棚卸資産は市場価額で計上される。

1.3.18 営業債権

営業債権は、当初、受け取ったか受け取る予定の対価の公正価値で認識される。債権の種類に応じて評価された回収可能性に基づく価額が帳簿価額を下回る場合には、減損が計上される。貸倒れに関連するリスクは、債権の性質に応じて、個別に、または実績に基づく統計的方法により評価される。

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ている。

1.3.19 現金および現金同等物

現金および現金同等物は、既知の金額の現金に容易に換金可能であり、通常、取得日後3か月以内に満期を迎え、価額の変動について僅少なリスクしかない、直ちに利用可能な手許流動性および非常に短期の投資から成る。

短期所有で「現金同等物」に分類される有価証券は公正価値で計上され、公正価値の変動額は「その他の金融収益および費用」に含まれる。

1.3.20 自己資本

1.3.20.1 金融商品の公正価値修正

金融商品の公正価値修正は、売却可能金融資産および一部のヘッジ手段の公正価値の再表示に起因する。

1.3.20.2 新株発行費

新株発行費は、増資に明示的に関係する対外費用のみを含む。当該費用は、税引後の金額で発行プレミアムから控除される。

その他の費用はすべて、当期の費用となる。

1.3.20.3 自己株式

自己株式は、EDFが発行し、EDFまたは連結グループ内の他の企業が所有する株式である。自己株式は取得原価で評価され、処分日まで自己資本から控除される。自己株式の処分に係る純損益は、自己資本に直接計上され、純利益には影響を及ぼさない。

1.3.20.4 永久劣後債

2013年度および2014年度に、EDFは、ユーロ、米ドルおよび英ポンド建の数本のトランシェから成る永久劣後債を発行した（ハイブリッド債の発行）。これらの社債は、個別の発行条件ごとに異なる最低期間の経過後に、その後は各利息支払日ごと、または極めて特殊な状況（IFRSもしくは税制の変更等）が起きた場合に、EDFの主導により償還することができる。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、EDF株主に配当金を支払うことが決定された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、元本の払戻しまたは利息の支払において、EDFには現金またはその他の金融資産による支払を回避できる無条件の権利が与えられている。従って、IAS第32号に準拠して、これらの社債は自己資本に計上され、支払額は配当金として扱われる。

1.3.21 従業員給付引当金以外の引当金

以下の3つの条件を満たす場合には、当グループは引当金を計上する。

- ・ 当グループが、決算日前の事象から生じた第三者に対する現在の債務（法的または推定的）を負う場合。
- ・ 債務を決済するために、経済的便益を持つ資源の流出が必要となる可能性が高い場合。
- ・ 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。

引当金は、債務を決済するために必要な費用の予想額についての当グループによる見積に基づいて決定される。見積額は、情報システムからの経営データおよび当グループが採用した仮定に基づき、また、必要に応じて、類似の取引の経験または場合により独立した専門家による報告または請負業者による見積りに基づき算出される。決算日ごとに、各種仮定の見直しが行われる。

関連する費用は、期末日現在の経済状況に基づいて見積られ、これが予測支出スケジュールにわたって配分され、予測長期インフレ率を適用して支払年度のユーロに調整される。引当金の算定に当たっては、当該金額が、名目割引率を用いて現在価値に割引かれる。

核サイクル終了費用、発電所廃炉および炉心核燃料に関する費用、ならびに不利契約に対する引当金は、割引後の将来キャッシュ・フローに基づいて見積られている。

インフレ率および割引率は、企業が所在する国の経済および規制に関するパラメータに基づき、当グループ資産の長期の操業サイクルおよびコミットメントの期限も勘案する。

各決算日に生ずる、時間の経過を反映する割引の影響は、金融費用の「割引の影響」に含まれる。

引当対象となった費用の全額または一部の払戻しが見込まれる場合には、その金額は当グループが払戻しを受けることがほぼ確実である場合に限り債権として認識される。

非常に稀な状況では、信頼性をもって見積ることができないために引当金が計上できないことがある。その場合には、資源流出の可能性がほとんどない場合を除き、債務は偶発債務として注記に記載される。

1.3.21.1 原子力発電関連引当金

原子力発電関連引当金は、主に以下に対して設定される。

- ・ 核サイクル終了費用。各国特有の義務および最終的な拠出に従って、使用済燃料管理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。
- ・ 発電所の廃炉費用および原子炉が閉鎖された際に原子炉内に存在する燃料に関連する損失（炉心核燃料引当金）。

割引率の変更、支出スケジュールの変更または請負業者の見積りの変更に起因する引当金の変動は以下のように計上される。

- ・ 引当金が、当初、貸借対照表資産によってカバーされていた場合には、その正味帳簿価額を上限に、対応する資産の増加または減少として（現在稼働中の発電所の廃炉、その廃炉から生ずる放射性廃棄物の長期管理および炉心核燃料）。
- ・ それ以外のすべての場合には損益計算書において。

フランスおよび英国の原子力発電関連引当金の算定原則に関する詳細な情報は、注記29に記載されている。

1.3.21.2 その他の引当金

その他の引当金は、主に以下に関連する。

- ・ 投資関連の偶発債務
- ・ 税金負債
- ・ 訴訟
- ・ 不利契約
- ・ 環境計画

不利契約引当金は、主にエネルギー売買複数年契約に関連している。

- ・ エネルギー購入契約に関連する損失は、契約条件に基づく取得原価と予想市場価格を比較して測定される。
- ・ エネルギー販売契約に関連する損失は、契約条件に基づく見積収益と供給すべきエネルギーの原価を比較して測定される。

環境計画引当金は、温室効果ガス排出権および再生可能エネルギー証書の与えられた目標に対する不足分を補填するために設定されている（注記1.3.28を参照）。

非常に稀な状況では、情報開示によって当グループが著しい損害を受けることとなり得る場合、引当金が対象とする特定の訴訟に関する記載を財務諸表注記に含めないことが認められる。

1.3.22 従業員給付引当金

当グループは、事業展開している各国において施行されている特定の法律および施策に従って、従業員に対して雇用後給付（年金制度、退職金など）およびその他の長期給付（例えば長期勤続報奨）を付与している。

1.3.22.1 従業員給付の計算および認識

確定給付制度に基づく債務は、予測単位給付積増方式により計算されている。この方式は、期末日現在で従業員がすべての形態の制度の下で稼得している受給権の現在価値を、昇給予想および各国固有の経済状況を考慮して、決定するものである。

雇用後給付債務は、主に以下の方法および仮定を用いて評価される。

- ・ 各制度に適用される規則に基づき決定された退職年齢および年金満額受給権を得るための要件。
- ・ 従業員の年功を参照する退職時の給与水準、予想される昇進の影響に基づく退職時の予測給与水準および年金水準の見込み動向。
- ・ 従業員の離職率および死亡率に関する各国のデータに基づき決定された予測年金受給者数。
- ・ 該当する場合には、従業員とその配偶者の平均寿命および婚姻率の両方を考慮した寡婦／寡夫年金。
- ・ 地域および債務の期間に応じた割引率。当該割引率は、従業員に対するEDFグループのコミットメントと同様の期間を有する優良社債の市場利回りまたは国債の利率を参照して年度末日現在で決定される。

引当金の額は、債務の評価額からその債務をカバーする制度資産の公正価値を控除した額に対応する。

従業員給付債務に関連して年度中に計上された費用の純額は、以下のものを含む。

- ・ 損益計算書：
 - ・ 当期勤務費用。年度中に稼得した受給権の上乗せに対応する。
 - ・ 純利息費用。債務に係る利息から制度資産に係る運用収益を控除した純額に対応し、現在、運用収益は債務に関する割引率と同一の割引率を用いて計算されている。
 - ・ 過去勤務費用。給付制度の変更/清算または新制度の導入に関連した収益または費用を含む。
 - ・ 長期給付に関連する数理計算上の損益。
- ・ 純利益および自己資本直入損益計算書：
 - ・ 雇用後給付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。

1.3.22.2 雇用後給付債務

当グループの従業員は、退職すると、国内規則により定められた年金からの給付を受ける。従業員はまた、会社が直接支払う給付および適用される法規に定められた付加給付を受ける権利を取得する場合もある。

1.3.22.2.1 IEG制度の適用を受けるフランス企業

IEG（電力およびガス）産業特別制度に属する企業、具体的にはEDF、ERDF、RTE、Électricité de Strasbourg、EDF PEI、Dunkerque LNGおよびTIRU下位企業集団の一部の子会社は、ほぼすべての従業員が特別年金制度およびその他の法定給付を含むIEG法の恩恵を受けているグループ会社である。

2005年1月1日に効力を生じたIEG産業の制度の財政改革以降、CNIEG（Caisse Nationale des IEG、当該産業の特別年金機関）は、IEG特別年金制度のみならず、当該産業のための業務上の事故、傷病および死亡保険も運営している。

CNIEGは、2004年8月9日付法律によって創設された、私法の管理下にある社会保障機関である。当該機関は、法律上の事業体として位置付けられ、フランス政府の監督下にあり、フランスの予算、社会保障およびエネルギー担当大臣との共同の監督下で運営されている。

当該法律によって導入された資金協定に基づき、IEG産業の企業は、IEG制度がその傘下になっているフランスの標準給付制度（CNAV、AGIRCおよびARRCO）またはガスおよび電力輸送および配送サービスに係るCTA（Contribution Tarifaire d'Acheminement）課税による資金供与のない給付金を填補するための年金引当金を設定している。

この積立方法の結果、IEG年金制度に転嫁されないフランスの標準年金制度の変更（従業員に有利か不利かを問わない）により、当グループが債務に対して計上している引当金の額に変動が生じる可能性が高い。

これにより引当金を計上している年金関連債務は以下を含む。

- ・ 非規制業務または競争の激しい業務に従事する従業員の特別給付
- ・ 従業員が規制業務(送電および配電)について2005年1月1日以降に稼得した特別給付（同日前に稼得した給付はCTA課税を財源とする）

年金に加え、元IEGの従業員（現在就業していない）に対し、以下に記載するその他の給付が付与されている。

- ・ 現物給付：IEG国家法第28条により、元IEGの従業員および現従業員は、優遇価格による電力またはガスの供給という現物給付受給権が与えられている。EDFおよびENGIEグループの従業員に対するエネルギー供給債務は、退職後の期間中に受益者またはその被扶養者に供給されるKWhの見積現在価値に対応しており、それは、単位原価を基に評価されている。これにはENGIEとの間のエネルギー交換契約に基づく支払額も含む。
- ・ 退職慰労金：老齢年金を受け取ることになっている従業員、または、その従業員が退職前に死亡した場合にはその被扶養者に対し、退職時に支払われる。これらの債務は、ほぼ全額、保険により補償される。
- ・ 忌引手当：休職中または障害がある従業員の死亡時に、その際に発生する費用への資金援助を目的として支払われる（国家法第26条第5項）。この手当は、死亡者の主たる被扶養者に支払われる（限度額までの3か月分の年金に相当する法定補償）か、葬式費用を支払った第三者に対して支払われる（発生費用と同額の裁量補償）。
- ・ 退職前特別有給休暇：法定の老齢年金給付受給権を既に持ち、退職日時点で55歳以上の従業員には、雇用期間中の最後の12か月の間に、18日間の特別有給休暇を取得する権利がある。
- ・ その他の給付には、学費補助、退職前休暇のための時間貯蓄およびIEG制度の適用を受けない子会社への出向者に対する年金が含まれる。

1.3.22.2.2 IEG特別制度の適用を受けないフランス内外子会社

年金債務は、基本的に、英国の会社に関連するもので、その大部分が確定給付制度によりカバーされている。

英国では、EDF Energyにおいて、以下の3つの主要な確定給付年金制度を有している。

- ・ 電力供給年金制度（ESPS）の傘下にあるBritish Energy発電グループ（BEGG）制度。同制度の大半の加入者は原子力発電の従業員である。2012年8月にBEGG制度は新規加入を中止した。
- ・ 同じくESPSの傘下にあるEDF Energy発電および供給グループ（EEGSG）制度。同制度は、2010年12月に、電力網売却の一部としてUK Power Networksに以前のグループ制度が譲渡された後にEDF Energyに残った従業員向けに設定されたものである。EEGSG制度への新規加入は認められていない。
- ・ EDF Energy年金制度（EEPS）。同制度は2004年3月に設定され、新規従業員の加入を認めている。

2015年度に、BEGG制度およびEEGSG制度の年金支給額について、限度額が設定された。当該限度額は、基本給が限度額を超える従業員の増加を最大1%として、特定の指標に基づき年次で調整される（注記31.1.2を参照）。

各年金制度は財政的にそれぞれ独立している。BEGG制度およびEEGSG制度は、英国民間部門最大の年金制度の一つである産業全体のESPSの一部である。

当該制度は、別個の信託により外部管理される。受託者は企業および制度加入者により任命され、その排他的利益のために基金を管理する。受託者は制度の数理計算上のレビューを3年ごとに実施し、積立水準、雇用者および従業員の要拠出額ならびに支払計画を決定する。受託者は、企業の合意を得て、制度の投資戦略を定める責任を負う。

1.3.22.3 その他長期給付債務

これらの給付は在職中の従業員に対するものであり、国内法規、具体的にはIEG体制のもとにあるEDFとフランス国内子会社に対する電力およびガス産業を規制する法規に従って稼得される。これらには、以下が含まれる。

- ・ 就労不能、傷病、業務上の事故または業務に関連した疾患による年金。一般的な国による同等の制度と同様に、IEG内の従業員は、業務上の事故および業務に関連した疾患に際して財政的な援助を受ける権利、ならびに就労不能および傷病による年金および給付を受ける権利がある。この債務は、現在の受給者に対して支払うべき将来給付の現在価値の予測として測定されており、復帰の可能性も考慮している。

- ・ 長期勤続報奨。
- ・ アスベストとの接触があった従業員に対する特別給付。

1.3.23 株式報酬

フランスにおける現在の法規制に基づき、会社またはグループの従業員は従業員割当増資の恩恵を受けることができる。会社はまた、無償株式制度を実施することもできる。

IFRS第2号に照らして、現従業員および元従業員に付与されるこれらの給付は、その会社が、付加的報酬と同様に人件費として処理し、その相手勘定を自己資本において認識しなければならない。

在職中および退職後の従業員を対象とする株式の割当により付与された給付の価額は、株式の引受価額と付与日の株価の差額を基礎として、該当する場合には、支払の条件、最低保有期間および無償株式の権利確定期間中には配当がないという事実の影響の数理計算上の評価を加味したものである。

無償株式の場合には、給付の価額は付与日の株価を基礎とし、付与された株式の数および権利確定期間中には配当がないという事実を考慮したものである。当該費用は、権利確定期間にわたり配分される。

1.3.24 特別委譲負債

これらの負債は、フランスにおける公共配電委譲の委譲規定に特有の契約上の義務を表し、以下のように負債において認識されている。

- ・ 既存資産に対する権利。これらはすべての資産を無償で取戻す委譲者の権利に対応する。この権利は施設の現物評価額（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。
- ・ 取替予定資産に対する権利。これらは取替予定資産のための運営者の資金供与債務に対応する。これらの非金融負債は以下から構成される。
 - － 委譲者が資金供与した部分の資産について計上された減価償却費。
 - － 更新引当金（委譲終了前に更新が必要となる資産に関するもののみ）。

資産が取替えられると、取替えられた資産に関して計上されていた委譲者の供与資金の引当および償却は消去され、既存資産に対する権利に振替えられる。これは新たな資産のための委譲者の供与資金と考えられるためである。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更新により振替えられ、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。

一般に、特別委譲負債の価額は、以下のように決定される。

- ・ 既存資産に対する委譲者の権利は、委譲資産に対する委譲者の想定持分を示すものであり、貸借対照表に計上された資産を基に評価される。
- ・ 取替予定資産に関係する義務は、年度末現在での減耗を考慮して測定された毎年度末現在の関連する資産の見積価額を基に評価される。
 - － 更新引当金の計算は、年度末に評価された資産の取替価額と取得原価の差額を基礎とする。毎期の引当金繰入額はこの差額（既存の引当金控除後）を基礎とし、この純額が資産の残存耐用年数にわたり計上される。結果として、ある項目について認識される費用計上額は時間とともに増加する。
 - － 委譲者の供与資金の償却は、資産の取得原価のうちの委譲者が資金供与した部分を基礎とする。

当グループは、取替予定資産に関係する義務は委譲契約中の特別条項を基に評価されるべきであると考えている。このアプローチによれば、これらの義務は委譲者向けの年次報告書において計算され、報告された契約上の義務の価額で計上される。契約上の価額は、EDFグループがいつか委譲運営者としての地位を喪失する可能性も反映している。

特別条項が存在しない場合には、代替的なアプローチにより、委譲運営資産の工業用耐用年数到来時における取替えに必要な支払額の現在価値で、契約上の義務を計上することになる。

この代替的なアプローチ、すなわち、取替予定資産の資金供与という将来の債務の割引によった場合の影響額を参考として示すと、以下の通りとなる。

この試算に当たり使用した主要な仮定は、以下の通りである。

- ・ 更新引当金の計算の基礎は、每期1.6%の予想インフレ率を適用して算出した資産の耐用年数到来時の見積取替価額から資産の取得価額を控除したものである。この金額は、資産の減耗を基に4.3%で割引いた金額である。
- ・ 委譲者の供与資金の償却もまた4.3%で割引かれている。

以下の表は、EDFおよびERDFに関する2015年度の試算の影響を示している。

- ・ 損益計算書への影響

(単位：百万ユーロ、税引前)	2015年度
営業利益	420
金融損益	(550)
連結会社の税引前利益	(130)

- ・ 貸借対照表 - 自己資本への影響

(単位：百万ユーロ、税引前)	2015年度
期首現在	2,095
期末現在	1,965

この方法による委譲負債の評価は、原価と支出日に関する不確実性の影響を受け、さらにインフレ率と割引率の影響も受ける。

1.3.25 投資補助金

グループ会社が受け取った投資補助金は、負債の中の「その他の負債」に含まれ、対応する資産の経済的便益の使用に応じて利益に振替えられる。

1.3.26 売却目的保有に分類された資産および関連負債ならびに非継続事業

売却目的保有に該当する資産および関連負債は、貸借対照表上、他の資産および負債とは区別して表示される。

非継続事業からの利益はすべて、損益計算書上、単一の科目として税引後の純額で表示される。キャッシュ・フロー計算書においてもまた、非継続事業の現金および現金同等物の純変動額は別科目として区分して報告される。

実現可能価額が正味帳簿価額を下回る場合には、減損が計上される。

1.3.27 資産へのアクセスもしくは利用または負債の決済を行う当グループの能力に対する制約の内容および範囲

資産へのアクセスもしくは利用または負債の決済を行う当グループの能力を限定する可能性のある制約の主なものは、以下の項目に関連している。

- ・ 従業員給付への資金供給目的で保有する資産（主にフランスおよび英国—注記1.3.22を参照）および原子力負債に関連する費用（主にフランスおよび英国—それぞれ注記47および注記29.2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、ERDF、RTEおよびDalkia）、次いでイタリア、ポーランドおよびハンガリーにおけるこの種の資産に当てはまる（注記1.3.13および注記1.3.24を参照）。
- ・ 当グループの一部の子会社に対する投資の売却は、特にその会社が規制対象事業を行うか原子力発電所を操業している場合（英国のEDF Nuclear Generation Ltd.、中国のTaishan (TNPJVC) および米国のCENGの場合がこれに当たる）、国の機関による承認を必要とする。

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いる（注記38.2.6を参照）。

1.3.28 環境

1.3.28.1 温室効果ガス排出権

排出権の会計処理は、その保有意図により異なる。2つの経済モデルが存在し、EDFグループではその両方を併用している。

「トレーディング」モデルでは、保有する権利は公正価値で棚卸資産に計上される。年度中に観察された公正価値の変動は損益計算書に計上される。

温室効果ガスに係る規制上の要求に従うために保有する権利（「生産」モデル）は、無形資産に計上される。

- ・ 市場で購入した場合には、取得原価による。
- ・ 無償割当の場合には、ゼロ評価となる（無償割当システムが存続している国の場合）。

所定の期間中の当グループ内企業による見積排出量が、その期間に無償で割り当てられた排出権から現物ないし先物市場で売却された割当済権利を控除後の残量を超える場合、排出超過を填補するための引当金が設定される。この引当金は、保有する権利の不足分（実際の排出量と保有する割当済権利との決算日現在での差）に相当する。

排出権の無償割当がない場合、決算日現在の実際の排出量相当の引当金が定期的に計上される。

いずれの場合も、この引当金は、現物ないし先物市場で取得された権利の量までは取得原価を基礎として測定され、残量は市場価格に基づく。この引当金は、排出権を国に提出する際に取り崩される。

決算日現在で、当年度の排出権および排出権提出義務のポートフォリオは、相殺しないで総額で表示される。

期末日現在で無形資産として計上され、先物売りの対象となっていない購入排出権の数量が、当年度分として国に提出される予定の購入した権利の数量を上回る場合には、その超過分に対して減損テストが行われなければならない。購入した権利の保有分に関して重要なマイナスの差額がある場合、減損が記帳されるか、該当する場合には、一部または全部が戻入される。

1.3.28.2 再生可能エネルギー証書

再生可能エネルギーの利用促進に係るEU指令2009/28/ECを適用して、各EU加盟国は再生可能なエネルギー源から生産された電力の消費について国の目標を設定した。

国がこの目標を達成する方法には、以下の2つがある。

- ・ この発電に関するコストを電力の販売価格に組み込む（フランスが採用する方法）。
- ・ 再生可能エネルギー証書の仕組みを導入する（英国、イタリア（2015年度まで）、ポーランドおよびベルギーで実施している）。

再生可能エネルギー証書の仕組みは、以下に適用できる。

- ・ 義務対象外発電業者。当該義務がエネルギー販売に適用される場合（EDF Énergies Nouvelles、ポーランド）。
- ・ 義務対象発電業者。当該義務が発電に適用される場合。
- ・ 電力販売も行う発電業者。当該義務がエネルギー販売に適用される場合（EDF Energy、Edison、EDF Luminus、Fenice）。

EDFグループは以下の会計処理を適用している。

- ・ 義務対象外発電業者については、発電量に基づき取得した証書は供給業者に販売されるまで「その他の棚卸資産」に計上する。
- ・ 義務対象発電業者、および、発電と供給の両方を行い、規定量の再生可能エネルギーの販売義務を負う企業については、当グループは発電量に基づき取得した証書に以下の会計処理を適用する。
 - 義務の水準に到達するまでは当該証書は認識されない。
 - 義務を上回る証書は「その他の棚卸資産」に計上される。
 - 企業が年度末に義務を充足する立場にない特別な状況の場合には、当グループは以下の会計処理を適用する。
 - ・ 義務を充足するために有償で取得された証書は取得原価で無形資産に計上される。
 - ・ 年度末の義務と比較した証書の不足分相当の引当金が計上される。この引当金の価額は、現物ないし先物市場において購入済みの証書の取得価格および残量についての市場価格または罰金額を基礎とする。この引当金は証書が国に提出される際に取り崩される。

トレーディング業務の一環として実施される証書の先物売買は、IAS第39号に準拠して計上され、貸借対照表日現在の公正価値で評価される。公正価値の変動額は損益計算書に計上される。

1.3.28.3 省エネ証書

エネルギー効率に関するEU指令2012/27/ECを適用して、EU加盟国は2020年までに省エネ目標を達成することが求められている。この目標は、2005年7月13日付フランス法が導入した制度に類似した省エネ証書制度により達成することができる。

EDFグループは、国から省エネ証書を受けるためにその資産または最終顧客との間の取組みに関する施策を実施するか、または省エネ証書を直接購入するかのいずれかによって、その義務を履行している。

省エネ義務の累積分を充足するために発生した費用は以下のように処理される。

- ・ 企業の行う対策がその企業自身の資産に関係し、その費用が資産の認識基準を満たす場合には、有形固定資産。
- ・ その費用が資産計上の要件を満たさない場合または行われた行為が第三者の省エネを促進するためのものである場合には、発生年度の費用。

期末日現在の義務の累積分を超えて発生した費用は、義務履行に使用されるまで、棚卸資産に含まれる。達成した省エネが、省エネ義務の累積分に満たない場合には、引当金が認識される。引当金の額は、販売したエネルギーに関連する義務を充足するために今後取るべき対策の費用に相当する。

1.3.28.4 環境費用

環境費用とは、当グループの業務に起因するかその可能性がある環境破壊の防止、削減または修復のために発生する識別可能な費用である。これらの費用は、以下のように処理される。

- ・ 将来の破壊の防止もしくは削減、または資源保護のために生じたものである場合には資産計上される。
- ・ 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団体の営業費用である場合には費用計上される。

注記２．比較可能性

2.1 会計処理方法の変更：IFRIC第21号の初度適用

IFRIC第21号は2015年1月1日付で強制適用されており、IAS第8号に準拠して遡及適用されている。

当グループにおけるこの会計処理方法変更の影響は、主に一定の税金の認識に関連している。これらの税金は今後、通年にわたり配分されることなく、多くの場合は上半期中に起こる、当該税金計上の契機となる事象が生じた時点で一括計上される。

この会計処理方法の変更が関連する税金は、基本的に、EDFグループのフランスにおける事業に関連している。その多くは、契機となる事象が1月1日に生じる税金であり、原子力施設に係る税金、設備網を有する企業に対する税金（IFER）、土地税、鉄塔税および水力発電税などである。

IFRIC第21号の適用は、年次連結財務諸表には重要な影響を与えない。

注記３．重要な事象および取引

3.1 Cigéo貯蔵プロジェクト費用に関する省令

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貯蔵プロジェクトに基づく長寿命中高レベル放射性廃棄物の長期管理解決策の実施に係る費用を、2011年の経済状況下で、250億ユーロと設定する省令を公布した。この費用の評価は、フランスのエネルギー法第L542-12条により要求されたものである。

当該省令に規定された費用は、フランスの放射性廃棄物管理庁(ANDRA)が、原子力安全当局(ASN)の設定した安全基準に準拠して、原子力施設事業者との密接な協力のもとに達成すべき目標に相当する。当該省令の適用により、Cigéoプロジェクト費用は、定期的に、少なくとも同プロジェクト進展の重要な節目（施設の設置許可、運転開始、パイロット操業フェーズの終了、安全性審査）において、ASNの意見に従って更新される。

当該省令により設定された2011年の経済状況下でのCigéoプロジェクト費用は250億ユーロである。2014年12月31日現在および2015年6月30日現在の連結財務諸表においてEDFグループが用いた見積ベンチマーク費用208億ユーロは、この金額に置き換えられる。

2015年12月31日現在、新たな費用の金額により、Cigéo深層貯蔵プロジェクトに関連した将来の費用を填補する目的で設定された放射性廃棄物長期管理引当金は、820百万ユーロ増加した。

この引当金の増加は、2015年度のEDFの純利益に対し、税引後で509百万ユーロのマイナスの影響を与えている。

3.2 EDISON：長期ガス供給契約の再交渉

2015年11月27日に、国際商業会議所の仲裁裁判所は、EdisonおよびENIに対し、リビアのガス長期契約価格に関する仲裁の決定を通知した。この決定により、当グループの2015年度の減価償却費および償却費控除前営業利益に855百万ユーロのプラスの影響が生じた。

2014年8月29日に、ストックホルム商業会議所の仲裁裁判所は、EdisonおよびPromgasに対し、ロシアとのガス価格の改訂に関する裁定を通知した。この裁定により、当グループの2014年度の減価償却費および償却費控除前営業利益に80百万ユーロのプラスの影響が生じた（過年度分の受取補償を含む）。

3.3 1987年から1996年の間に設定された一般電力網更新引当金の税務上の取扱いに関する欧州委員会の決定

2015年7月22日に欧州委員会は、1987年から1996年の間に設定された一般電力網施設の更新に対する引当金の税務上の取扱いを、欧州連合の規則に適合しない政府補助金として分類する新たな決定を採択した。

この決定は、2012年6月に欧州連合司法裁判所が支持した2009年12月の決定を通じて、欧州連合一般裁判所が、欧州委員会の2003年12月16日付の当初の決定を取り消したことを受けたものであった。この取消しは、同委員会が決定を下すに当たり、当該行為が政府補助金に当たるか否かを判定する際に民間投資家の原則を適用すべきであったとの根拠に基づいている。

この取消しを受けてフランス政府は、2009年12月30日に1,224百万ユーロをEDFに払い戻した（元金889百万ユーロおよび利息335百万ユーロ）。これはEDFが2004年2月にフランス政府に支払った額に相当する（ERDFおよびRTEの各持分は振替済である）。その後、2013年5月に、欧州委員会は手続きの再開を決定した。

欧州委員会は、その2015年7月22日付決定において、共同市場に相容れない政府補助金が確かに付与されていたと結論付けた。この決定の結果、フランス政府は、主張された補助金の額に同委員会の定めに従って計算された利息を加算した額に相当する金額の払戻しをEDFに命じた。

この決定に対応してEDFは、要求された金額を払い戻した。しかし、EDFは違法な政府補助金の存在に異議を唱えており、2015年12月22日に、欧州連合一般裁判所に取消しの申し立てを行った。

EDFは、この決定の結果を、2015年12月31日現在の連結財務諸表に以下の通り認識している。

- ・ 2009年12月31日現在の財務諸表に計上された影響額と対称的なアプローチにより：
 - － 税金の元金（889百万ユーロ）は、当グループの連結自己資本から控除された。
 - － 関連する財務利息494百万ユーロについては、EDFおよびERDFに関連する部分は「その他の金融収益および費用」に、RTEに関連する部分は「関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分」に含まれている。EDFの純利益に対する影響額は(354)百万ユーロである。
- ・ 2015年10月13日に、EDFは、対応する1,383百万ユーロをフランス政府に支払った。この一部は、RTEから受け取った払戻金375百万ユーロにより相殺された。
- ・ RTE持分額は、上記の元金および利息に対するRTE持分相当額（税引後）だけ減額されている（「関連会社および共同支配企業に対する投資」）。

同委員会の決定により、当グループの純負債額は税引後で906百万ユーロ増加した。

3.4 優先債の発行

2015年10月8日に、EDFは、米ドル建の数本のトランシェの優先債を発行した。

- ・ 固定表面年利率2.35%、期間5年、1,500百万米ドル
- ・ 固定表面年利率4.75%、期間20年、500百万米ドル
- ・ 固定表面年利率4.95%、期間30年、1,150百万米ドル
- ・ 固定表面年利率5.25%、期間40年、350百万米ドル

同日に、EDFは、固定表面年利率3.625%、期間10年、1,250百万米ドルのグリーン債を発行した。

これらの発行は、2015年9月25日の台湾市場における1,500百万米ドルの優先「フォルモサ債」発行（期間30年、固定表面利率4.75%）に続くものである。

これらの取引によって、当グループは、貸借対照表をさらに強化することが可能になる。

3.5 ヒンクリー・ポイントCの原子力発電所建設に関する契約

2015年10月21日に、EDFと中国広核集団(China General Nuclear Power Corporation, CGN)は、ヒンクリー・ポイントCにおける原子炉2基の建設への共同投資に関する戦略的投資契約に署名した。

当該契約は、サイズウェルおよびブラッドウェルにおける新たな原子力発電所の開発に向けた英国での広範な連携を含む。英国政府とEDFの間の契約、およびヒンクリー・ポイントCの主な供給業者4社との契約も確定した。

当該戦略的投資契約の下で、ヒンクリー・ポイントCに対するEDFの持分は66.5%、CGNの持分は33.5%となる。EDFは今後、この当初持分を50%未満に低下させない範囲で、他の投資者を当プロジェクトに参加させることを検討する。

EDFおよびCGNはまた、サフォークのサイズウェルおよびエセックスのブラッドウェルにおける新たな原子力発電所の共同開発に向けた、より広範な連携の主要な条件についても合意した。これらの条件は、ヒンクリー・ポイントCに関する最終的な投資意思決定の前に確定する予定である。

最終的な投資意思決定に関わる段階は以下の通りである。

- ・ EDFによる資金調達計画の確定およびCGNによる自己資金調達保証の抛出
- ・ EDFおよびCGNの取締役会による承認
- ・ 中国および欧州の合併規制その他の行政当局による認可
- ・ 2015年10月に署名した契約に基づく契約文書の確定

3.6 2014年度の重要な事象および取引

3.6.1 DALKIA

3.6.1.1 経緯

2014年3月25日付契約の条件に基づいて、EDFグループはDalkiaグループのフランスにおける全事業（Citelumを含む）を取得し、他方で、Dalkia Internationalの事業はVeolia Environnement（VE）によって取得された。

この取引の一環として、VEは、Dalkiaグループの様々な企業に対する両株主の所有持分間の差額を補填するため、EDFグループに対し純額661百万ユーロを支払った。

欧州委員会の承認およびその他の条件の充足を受け、当グループは2014年7月25日に、2014年3月25日付契約に規定された条件に基づいて、VEとの当該取引を完了した。

Dalkiaは、地方自治体および産業部門顧客向けのエネルギー効率化サービス市場におけるフランスの最大手企業であり、温熱および冷熱のネットワーク、産業向け公益事業、ならびに建物向けエネルギー・サービスの3つの事業分野においてサービスを展開している。Dalkiaの事業では12,000人超を雇用している（Citelumを除く）。

Citelum下位企業集団も、EDFグループが取得したDalkiaのフランス事業に含まれていた。Citelumは都市電気設備のソリューション（都市照明、交通管理、防犯設備および公共スペース向け通信施設）を、フランス内外の市場で提供している。

3.6.1.2 EDFの連結財務諸表における会計処理

Dalkiaの取得は、当グループの2014年12月31日現在の連結財務諸表上、以下の項目に反映された。

- ・ 支配獲得日現在で、従来保有していたDalkiaに対する投資を新たに公正価値で測定したことによる売却益217百万ユーロは、「その他の収益および費用」に計上された。
- ・ のれん392百万ユーロの認識。

この取引により当グループは、エネルギー・サービスへの関与を拡大することが可能となる。

3.6.1.3 Dalkia—2014年度の連結範囲に対する影響

EDFがDalkiaの支配を獲得したのは2014年7月25日であるため、2014年度の損益計算書には、上半期のDalkiaの活動は含まれていない。

Dalkiaの取得が2014年1月1日に行われていたとした場合の当グループの2014年度の売上高、ならびに減価償却費および償却費控除前営業利益は、それぞれ約14億ユーロおよび1億ユーロ高くなる。

3.6.2 CENGに関するEXELONとの契約

米国の原子力規制委員会（NRC）による承認後、2014年4月1日にEDFは、Exelonとの間で2013年7月29日に締結したConstellation Energy Nuclear Group（CENG）に関する契約を確定した。

この契約の条件に基づき、EDFは、CENGが所有する原子炉5基（総電力4.2GWで米国の3か所の用地に所在する）の運用管理を、米国の大手原子力事業者のExelonに委託した。

また、CENGは、ExelonからCENGへの貸付金により資金調達した400百万米ドル（290百万ユーロ）の特別配当を当グループに支払った。CENGは、当該貸付金の完済時にExelonに対し、現在価値にして400百万米ドル相当の配当を支払う旨のコミットメントを引き受けた。EDFはまた、CENGに対する保有持分を公正価値でExelonに売却するオプションの付与も受けた。当該オプションは2016年1月から2022年6月まで行使可能である。

当該取引後も引き続き、CENGは49.99%をEDFにより、50.01%をExelonにより所有されており、取締役会におけるExelonとEDFが指名する取締役は同数である。それでも新基準であるIFRS第10号およびIFRS第11号に定める分析基準に照らして検討した結果、新契約の諸条項により、CENGは、2014年4月1日から、EDFグループの関連会社として扱うべきこととなった（従来は共同支配企業に分類されていた）。従ってCENGは、持分法により会計処理されている。

3.6.3 永久劣後債の発行

2014年1月15日に、EDFは、ユーロ、米ドルおよび英ポンド建の複数トランシェの永久劣後債（ハイブリッド債）を発行した。

- ・ 表面年利率5.625%、初回コール日まで10年、1,500百万米ドル
- ・ 表面年利率4.125%、初回コール日まで8年、1,000百万ユーロ
- ・ 表面年利率5%、初回コール日まで12年、1,000百万ユーロ
- ・ 表面年利率5.875%、初回コール日まで15年、750百万英ポンド

これらの社債は、資金受領日から自己資本に計上されている（注記1.3.20.4を参照）。

注記4. フランスにおける規制

4.1 フランスの規制電力販売料金

2015年7月15日に、フランスのエネルギー規制委員会(Commission de Régulation de l'Energie - CRE)は、フランスの規制電力販売料金に係る2015年度の報告書を公表し、未補填の過年度不足分に加え、2014年度に922百万ユーロの料金不足があったことを報告した。

2015年7月30日付の決定において、2015年8月1日から適用の規制販売料金が設定された。料金の引上げは平均して住宅顧客向け「青色」料金で2.5%、「黄色」料金で0.9%、「緑色」料金で4%であり、非住宅顧客向け「青色」料金には変更がなかった。

2015年12月31日現在、「黄色」および「緑色」規制料金は終了している。2016年1月1日までに、関連する顧客層の約4分の3は選定した供給業者との市場価格契約に署名した。供給業者との署名に至らなかった残りの4分の1は、最大6か月間有効な移行契約に基づいて、引き続き従来の供給業者から電力の供給を受けている。

4.2 「TURPE 4」送配電網使用料金

2015年5月28日に、CREは、TURPE配電料金の2015年8月1日からの改定に係る決議を公表し、同料金は0.4%引き上げられた。この引上げは、収益費用調整勘定(CRCP)¹の清算に関する係数の安定化、およびインフレによる0.4%の増加を反映している。

1. 料金の基礎となる予測値と実績値の差異を測定し相殺するメカニズムである。

TURPE送電料金も、同じくCRCPの清算による2%およびインフレによる0.4%に対応して、2015年8月1日から2.4%引き上げられた。

2014年5月7日に、CREはまた、大口電力顧客である工業用地の送電料金の請求額に対し、異例の50%の引下げを適用することを決定した。この措置は、当初、2014年8月1日から2015年7月31日まで適用される予定であった。TURPE送電料金の変更を設定する2015年6月11日付の決議において、CREは、電力集約的利用者を対象としたこの50%の引下げを2015年12月31日まで延長した。これは現在、エネルギー移行法第157条により導入されたエネルギー法第L.341-4-2条に規定されており、90%まで引上げ可能である。これによるRTEの収益の喪失は、CRCPのメカニズムにより、将来の料金改定を通じて補填されることとなる。

CREはまた、2015年度中に、将来の公共電力網使用料金（「TURPE 5」料金）の構造についての検討を開始した。2015年7月22日にCREは、TURPE 5の料金構造に係る予備的分析を協議プロセスに提示した。この協議への回答は2015年9月25日までに提出されており、特に料金の構造、すなわち送配電網コストを主に受電、送出、計測および管理からなる料金の構成要素を通じて、異なる種類の使用者間で配分する方法に関連していた。今後は料金規模自体について、さらなる協議が行われる予定である。

4.3 CSPE

公共電力サービス拠出金（Contribution au Service Public de l'ÉlectricitéまたはCSPE）は、特にEDFが負担する特定の公共サービス費用を賄うことを目的としている²。CSPEは最終消費者から直接集金される。

2. 地方の配電業者および*Électricité de Mayotte*も、当システムに少額の拠出を行っている。

CSPEシステムは、2015年12月30日付官報に公布された2015年度改正財政法により改定された。公共エネルギー・サービス（電力およびガス）費用は、2016年度のフランス国家予算に組み入れられる。当該財政法は、44億ユーロの特別「エネルギー移行」予算項目を導入しており、その財源は2016年度には電力消費に係るTICFE税（Taxe Intérieure sur la consommation finale d'électricité）により賄われ、20億ユーロが控除され、ガス消費に係るTICGN税（Taxe Intérieure sur la Consommation sur le Gaz Naturel）の2.16%が加算される。予算の対象は、義務対象供給業者が負担する費用（再生可能エネルギーおよびバイオガスの購入を義務付ける契約に係る追加コスト等）、費用の予測と実績の差異、EDFへの累積不足額の払戻しに対する年次拠出金（払戻スケジュールは公式決定により設定される）、ならびに2016年度の前年までは免除対象であった産業事業者に係るCSPE前渡金の返済である。連帯費用、再生可能エネルギーを除く購入義務、およびフランス本土の電力網に接続していない地域に国の標準料金を適用することによるコストは、20億ユーロの「公共エネルギー・サービス」予算項目を通じて、国家予算の対象に含まれる。

同法はまた、エネルギー税の改正も導入しており、2016年度および2017年度にTICGN税および石炭税を引上げ、TICFE税は新CSPEの導入により廃止される。CSPEの料率は、2016年度はMWh当たり22.5ユーロに設定され、電力集約的利用者については、付加価値1ユーロ当たりkWhの規準に基づいてMWh当たり2ユーロ、5ユーロまたは7.5ユーロに、また超電力集約的利用者については、MWh当たり0.5ユーロに設定されている。

CSPEの政令案が、フランス高等エネルギー理事会（Conseil supérieur de l'énergieまたはCSE）に2015年12月21日に提出された。当該政令案の下で、公的金融機関である預金供託公庫（Caisse des Dépôts et Consignations（CDC））は、義務対象供給業者（EDFもその1社である）への支払を行い、「公共エネルギー・サービス」および「エネルギー移行」勘定を維持することが要求される。CREには、公共エネルギー・サービス費用の金額（実績および予測）を算定することが要求される。義務対象供給業者に対し当該費用を補償するための手続も、当該政令案に規定されている。

EDFに係る2015年度の補償対象費用の見積額は63億ユーロであり、2014年度から7%増加した。この増加の主な理由は、市場価格水準の低下（CSPEが補償する購入義務の対象となっているエネルギーの余剰コスト増加につながる）、ならびに太陽光発電および風力発電施設の産出量の増加である。2015年度中の受取金額は合計で61億ユーロであり、2014年度から17.6%増加した。この増加の主な原因は、2015年1月1日から適用されたCSPEの増額（2014年度からMWh当たり3ユーロ増額し、2015年度のCSPEはMWh当たり19.5ユーロとなっている）である。

2013年度初めにEDFとフランス当局により署名された契約は、2012年12月31日現在のCSPE不足額および当グループが当該不足額を負担することによるコストから成る債権を、2018年12月31日までに段階的にEDFに払い戻す旨を規定しており、2016年1月26日に受け取った政府書簡により、2015年度末頃に更新された。政府は、2013年度から2015年度の間に生じた追加の不足額および関連利息の見積額合計644百万ユーロを承認し、EDFが2016年度において当該債権を専用資産に配分することを認めた。従って、2015年12月31日現在のEDFの受取債権は、59億ユーロである（注記36.3を参照）。払戻時期は、当該債権が2020年度までに全額払い戻されるように調整された。これは、省令に規定される。

4.4 「NOME」法およびARENHシステム

原子力発電供給への規制接続に関するARENH制度の下でのEDFの競合他社への電力供給は、2015年度上半期においては12.3TWhの電力量に関係していた。2015年度下半期には、この電力量は大幅に減少して3.8TWhとなった。その主な理由は、卸売市場の価格が引き続き下落して、より魅力的なエネルギー供給源となっていること、および供給業者数社との枠組契約が終了したことである。2015年度末現在、2016年度上半期の供給に関するARENHの申請はなかった。

ARENH価格は2012年1月1日以降MWh当たり42ユーロに設定されており、既存の原子力施設による発電の経済状況を反映するものとされている。ARENH価格を構成するコストの評価方法を規定する政令案は、2014年6月19日にフランス高等エネルギー理事会（CSE）で検討され、更にフランスの競争当局およびフランスのエネルギー規制当局であるCREでの検討を経て、現在もお欧州委員会による検討に付されており、価格の計算式について同委員会の承認を受けなければならない。フランス政府は、欧州委員会との検討の結論が入手可能となるまで、新政令の適用日を延期している。

4.5 グリーン成長のためのエネルギー移行法

最終読会後の2015年7月22日に、フランス国民議会は、グリーン成長のためのエネルギー移行法を可決し、長期にわたる立法手続を終えた。これにより成立した、グリーン成長のためのエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律2015-992は、2015年8月13日の憲法制定評議会による決定を経て、2015年8月18日付の官報にて公布された。

4.6 2015年10月30日付のAGIRC-ARRCO合意

2015年10月30日付で、労使双方は、AGIRC-ARRCO公的年金機関の勘定のリバランスを目的として合意に達した。

この合意には数々の措置が含まれ、その一部は2016年1月1日から適用される。これらは、2016年度から2018年度の年金の微調整、年金価額調整日の4月1日から11月1日への変更、制度資産の運用収益率の引下げ、AGIRC制度のトランシェCへのAGFF拠出金の基礎の拡大、ならびに年金および関連制度の運営改善のためのその他の措置である。

フランスの電力およびガス産業向け特別年金制度は、2005年度からAGIRC-ARRCO標準国民年金制度の傘下の制度となっている。新たな合意はIEG受給者の年金受給権を変更しないことから、傘下の制度であることに起因する債務の増加10億ユーロは、数理計算上の損益に計上されている。

4.7 「LINKY」スマートメーターの展開

2015年度中にわたりERDFが実施したLinkyスマートメーター・プロジェクトに係る作業は、2015年12月1日に、展開フェーズの開始というパート1の重要な節目を迎えた。Linkyメーターの設置は、組合交渉が未了であるパリ地域を除き、フランス全土で開始された。2015年12月末までに、24,000個超のスマートメーターが実用に供され、3,000個超のデータ集線装置が変電所に設置された。

注記5．連結範囲の変更

2015年度中の連結範囲の主な変更は以下の企業に関係していた。

5.1 BUDAPESTI ERŐMŰ ZRT (BE ZRT)

2015年12月10日に、EDFグループは、ハンガリー企業のBudapesti Erőmű Zrt (BE Zrt)に対する95.6%の過半数持分のEP Energyへの売却を完了した。

この取引は、連結財務諸表に重要な影響を与えていない。

5.2 ESTAG

2015年12月21日に、EDFグループは、当該取引に関する2015年7月のMacquarie InfrastructureおよびReal Assetsとの契約署名に基づき、Energie Steiermark Holding AG (Estag)に対する25%の少数持分の売却を完了した。

この取引は、連結財務諸表に重要な影響を与えていない。

5.3 EDF LUMINUSの株主協定に係る新契約

2015年10月26日に、EDF Luminusの株主であるPublilec、Socofe、EthiasおよびNethys、ならびにEDFグループは、同社の発展を支援するとの意思を再確認し、株主協定の改訂に署名した。この署名をもって同年5月に開始されたIPO手続は終結した。

署名された改訂協定は、当該株主協定を2025年まで延長し、所有構造における以下の再編成を規定している（当グループが行使する支配には影響を与えない）。

- ・ ベルギーの4株主は変更されない：Publilec (26.4%)、Socofe (4.7%)、Ethias (0.2%) およびNethys (0.1%)。当該株主協定の下で同4株主は、一定条件下で2018年度末以後にEDF Luminus資本からの撤退を認める流動性メカニズムの恩恵を受ける。
- ・ EDFグループの持分は、PublilumおよびVEHの保有するEDF Luminus持分を58百万ユーロで当グループが取得することにより、63.5%から68.6%に引き上げられる。

5.4 2014年度における連結範囲の変更

注記3.6.1に記載された当グループによるDalkiaグループ事業の買収およびDalkia International事業の売却に加えて、2014年度中のフランスにおける連結範囲の主な変更は以下の通りである。

5.4.1 EDF NORTE FLUMINENSE

5.4.1.1 少数持分の取得

2014年4月11日に、EDFグループは、ブラジル企業のPetrobrasが保有していた、EDF Norte Fluminense S.A.の在ブラジル化石燃料発電所に対する10%の投資を取得した。当グループは現在、同社資本の100%を所有している。Petrobrasの投資の取得は、自己資本（EDF持分）に対し、取得した純資産持分の帳簿価額と支払った価格との差額に起因する35百万ユーロのマイナスの影響を与えた。

5.4.1.2 Sinop Energy Companyに対する投資

2014年12月に、EDF Norte Fluminense は、Sinopの水力発電ダムの建設および運営を管理するSinop Energy Company(CES)に対する51%の投資を取得した。他の2社の株主は、Eletronorte (24.5%) およびCHESF(24.5%)であり、ともにEletrobrasグループの子会社である。

400MWの発電容量をもたらす当該ダムの建設は2014年春に開始され、商業運転は2018年度上半期に開始する予定である。

CES株主間で定めた統治の取決めの分析に基づき、当グループの投資はIFRS第10号に基づく共同支配企業として分類され、持分法により会計処理されている。

5.4.2 Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd.に対する投資

2014年4月に、EDFおよび電力事業者であるChina Datang Corporation(CDT)は、EDFがJiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd.(FPC)に対する49%の持分を取得する旨の契約に署名した。この共同支配企業は、1,000MWのユニット2基から構成される超々臨界石炭火力発電所を建設、運営する。建設作業は中国南東部の福州の用地で既に開始されており、新たな発電所は2016年に試運転を開始する予定である。

FPC株主間の統治の取決めの分析に基づき、当グループの投資はIFRS第10号に基づく共同支配企業として分類され、持分法により会計処理されている。

5.4.3 South Stream TRANSPORT BVの売却

2014年12月29日に、EDFおよびGazpromは、EDFが子会社のEDF Internationalを通じて保有していたSouth Stream Transport BVのガス・パイプライン・プロジェクトに対する15%の持分をGazpromが取得する旨の契約に署名した。この展開により、従前の契約に従って、EDF Internationalは当該プロジェクトに対する投資の全額を回収した。

注記6．セグメント報告

6.1 事業セグメントによる報告

セグメント報告の表示は、IFRS第8号「事業セグメント」に準拠している。

セグメント報告は、セグメント間消去の前に決定される。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。当グループは以下のセグメントを使用している。

- ・ **フランス**：EDF、RTE (Réseau de Transport d'Électricité) およびERDFを指し、主に発電と供給（非規制業務）、電力網業務（配電と送電）および島部業務からなる。
- ・ **英国**：EDF Energy下位企業集団内の企業。EDF Energy Nuclear Generation Ltd.およびEDF Development Company Ltd.を含む。
- ・ **イタリア**：主としてEdison下位企業集団、TdEおよびFeniceなどのイタリアに所在するすべての企業。
- ・ **その他国外**：EDF International、ならびに欧州大陸、米国、中南米およびアジアに所在するその他のガスおよび電力企業。
- ・ **その他事業**：当グループのすべてのその他の投資。EDF Trading、EDF Énergies Nouvelles、Dalkia、Tiru、Électricité de StrasbourgおよびEDF Investissements Groupeを含む。

セグメントの統合は行われていない。

6.1.1 2015年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	フランス	英国	イタリア	その他 国外	その他 事業	セグメント 間消去	合計
損益計算書：							
対売上高	39,619	11,618	11,677	5,634	6,458	-	75,006
セグメント間売上高	949	4	17	193	1,765	(2,928)	-
売上高合計	40,568	11,622	11,694	5,827	8,223	(2,928)	75,006
減価償却費および償却費控除前 営業利益	11,517	2,242	1,345	609	1,888	-	17,601
営業利益	4,620	(217)	(814)	(382)	1,073	-	4,280
貸借対照表：							
のれん	-	9,163	-	15	1,058	-	10,236
無形資産および有形固定資産	100,372	14,668	7,350	3,907	12,906	-	139,203
関連会社および共同支配企業に 対する投資	5,625	61	171	4,891	777	-	11,525
その他セグメント資産 ⁽¹⁾	30,982	5,044	3,196	1,033	7,355	-	47,610
売却目的保有に分類された資産	-	-	-	-	-	-	-
その他の未配分資産	-	-	-	-	-	-	70,367
資産合計	136,979	28,936	10,717	9,846	22,096	-	278,941
その他の情報：							
減価償却費および償却費、純額	(5,690)	(1,416)	(856)	(461)	(586)	-	(9,009)
減損	(259)	(1,096)	(1,420)	(473)	(252)	-	(3,500)
自己資本（非支配持分）	-	3,174	633	640	1,044	-	5,491
無形資産および有形固定資産 への投資	9,297	1,823	587	696	2,386	-	14,789

(1) その他セグメント資産は、棚卸資産、営業債権およびその他の債権を含む。

6.1.2 2014年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	フランス	英国(2)	イタリア	その他 国外	その他 事業	セグメント 間消去	合計
損益計算書：							
対売上高	39,910	10,669	12,687	5,603	4,514	-	73,383
セグメント間売上高	931	-	3	193	1,374	(2,501)	-
売上高合計	40,841	10,669	12,690	5,796	5,888	(2,501)	73,383
減価償却費および償却費控除前 営業利益	12,198	1,941	886	632	1,622	-	17,279
営業利益	6,238	810	228	(356)	1,064	-	7,984
貸借対照表：							
のれん	-	8,652	-	42	1,000	-	9,694
無形資産および有形固定資産	96,404	14,531	8,915	4,206	12,328	-	136,384
関連会社および共同支配企業に 対する投資	5,109	51	219	5,022	582	-	10,983
その他セグメント資産 ⁽¹⁾	31,147	4,919	3,862	1,126	7,686	-	48,740
売却目的保有に分類された資産	-	-	-	-	18	-	18
その他の未配分資産							62,128
資産合計	132,660	28,153	12,996	10,396	21,614	-	267,947
その他の情報：							
減価償却費および償却費、純額	(5,343)	(1,007)	(714)	(385)	(491)	-	(7,940)
減損	(35)	(169)	(182)	(606)	(197)	-	(1,189)
自己資本（非支配持分）	-	2,998	729	730	962	-	5,419
無形資産および有形固定資産 への投資	9,025	1,585	444	511	2,156	-	13,721

(1) その他セグメント資産は、棚卸資産、営業債権およびその他の債権を含む。

(2) 2014年12月31日現在で正味ショート・ポジションであった卸売電力市場におけるEDF Energyの取引（トレーディング活動を除く）は、509百万ユーロで購入エネルギー費用から売上高に振り替えられている。

6.2 製品およびサービス・グループ別の外部顧客への売上高

当グループの売上高は、以下の製品およびサービス・グループに分類される。

- ・ **発電・供給**：エネルギーの生産、ならびに産業、地方当局、小企業および在宅消費者へのエネルギー販売。このセグメントはまた、コモディティのトレーディング業務を含む。
- ・ **配電**：低電圧および中電圧公共配電網の管理。
- ・ **送電**：高電圧および超高電圧送電網の運営、維持および開発。
- ・ **その他**：産業および地方当局へのエネルギー・サービス（地域暖房、熱エネルギー・サービス等）、ならびに、熱電併給および再生可能エネルギー資源（風力、ソーラーパネル等）からの発電増加を主な目的とする新規事業。

（単位：百万ユーロ）	発電・供給	配電	送電	その他	消去	合計
2015年度の対外売上高：						
－フランス	25,036	14,612	-	331	(360)	39,619
－国外およびその他事業	29,556	910	275	4,646	-	35,387
売上高合計	54,592	15,522	275	4,977	(360)	75,006
2014年度の対外売上高：						
－フランス	26,030	14,317	-	460	(897)	39,910
－国外およびその他事業(1)	29,937	588	245	2,703	-	33,473
売上高合計	55,967	14,905	245	3,163	(897)	73,383

(1) 2014年12月31日現在で正味ショート・ポジションであった卸売電力市場におけるEDF Energyの取引（トレーディング活動を除く）は、509百万ユーロで購入エネルギー費用から売上高に振り替えられている。

2015年度の「その他」の売上高は、2014年7月25日のDalkia（エネルギー・サービス）取得による連結範囲の変更の影響を含む（注記3.6.1.3を参照）。

損益計算書

注記7．売上高

売上高の内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)

	2015年度	2014年度(1)
エネルギーおよびエネルギー関連サービス売上高	72,768	70,958
その他商品およびサービス売上高	1,557	1,515
トレーディング	681	910
売上高	75,006	73,383

(1) 2014年12月31日現在で正味ショート・ポジションであった卸売電力市場におけるEDF Energyの取引（トレーディング活動を除く）は、509百万ユーロで購入エネルギー費用から売上高に振り替えられている。

2014年度のエネルギーおよびエネルギー関連サービス売上高は、2012年7月23日から2013年7月31日までの期間に係る規制販売料金の是正による影響9億ユーロおよび2014年7月25日からのDalkiaの売上高の連結による影響14億ユーロを含んでいた。

これらの影響を除くと、2015年度の売上高は、イタリアにおいて主に販売エネルギーに対する不利な価格の影響により売上高が減少したこと、ならびにフランスにおいて総合的な料金の引上げおよび2014年度と比較して若干有利な天候による影響が不利な市場状況を補う以上であったことから、僅かに減少した。

注記8．燃料およびエネルギー購入費用

燃料およびエネルギー購入費用の内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)

	2015年度	2014年度(1)
購入燃料使用分－発電	(13,572)	(12,307)
エネルギー購入	(15,870)	(15,889)
送電および配電費用	(9,462)	(9,316)
ヘッジ会計に係る利益／損失	(209)	(122)
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	338	421
燃料およびエネルギー購入費用	(38,775)	(37,213)

(1) 2014年12月31日現在で正味ショート・ポジションであった卸売電力市場におけるEDF Energyの取引（トレーディング活動を除く）は、509百万ユーロで購入エネルギー費用から売上高に振り替えられている。

購入燃料使用分は、エネルギー生産のための原材料（石炭、バイオマス、石油、プロパン、核分裂性物質、核燃料およびガス）、核燃料サイクルに関連するサービスの外注および環境計画（主に温室効果ガス排出権および再生可能エネルギー証書）に関連するコストを含んでいる。

エネルギー購入は、再販を目的とする熱電併給から生じたエネルギーを含む、第三者によるエネルギー生産を含む。

注記9. その他の対外費用

その他の対外費用の内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2015年度	2014年度
対外サービス費用	(11,631)	(11,316)
その他の購買費用（対外サービスならびに燃料およびエネルギーを除く）	(2,617)	(2,707)
棚卸資産および資本財の変動	4,509	4,673
その他の対外費用に係る引当金の（増加）／減少	213	169
その他の対外費用	(9,526)	(9,181)

連結範囲の変更による影響（特に2014年7月25日からのDalkia）を除くと、その他の対外費用は全部門において減少しており、2014年度と比較して全体で(5.1)%の減少となった。

注記10. 人件費

10.1 人件費

人件費の内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2015年度	2014年度
賃金および給料	(7,878)	(7,426)
社会保障費	(1,867)	(1,668)
従業員利益分配	(274)	(257)
人件費関連のその他の拠出	(388)	(373)
短期給付に連動するその他の費用	(236)	(242)
短期給付	(10,643)	(9,966)
確定拠出制度に基づく費用	(949)	(852)
確定給付制度に基づく費用	(952)	(723)
雇用後給付	(1,901)	(1,575)
その他の長期費用	11	(237)
退職手当	4	(7)
その他の人件費	15	(244)
人件費	(12,529)	(11,785)

10.2 平均従業員数

(単位：人)	2015年度	2014年度
IEG従業員	104,186	103,088
その他	52,126	44,936
平均従業員数	156,312	148,024

被支配企業および共同支配事業の平均従業員数は、常勤換算した場合の数値である。
2015年度に見られる増加は、主にDalkiaを連結範囲に含めたことに起因する。

注記11. 法人所得税以外の税金

法人所得税以外の税金の内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2015年度	2014年度
給与税	(258)	(243)
エネルギー税	(1,505)	(1,494)
その他の法人所得税以外の税金	(1,878)	(1,856)
法人所得税以外の税金	(3,641)	(3,593)

その他の法人所得税以外の税金は、基本的に、土地税、土地および付加価値に係るフランス事業税、ならびに経済拠出金および地域拠出金である。

注記12. その他の営業収益および営業費用

その他の営業収益および営業費用の内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	注記	2015年度	2014年度
営業補助金	12.1	6,552	6,116
連結除外による純利益	12.2	319	254
固定資産売却益	12.2	138	(153)
流動資産に対する引当金の純増加		(10)	(195)
営業リスクおよび費用引当金の純増加		(168)	(142)
その他の項目	12.3	235	(212)
その他の営業収益および営業費用		7,066	5,668

12.1 営業補助金

この項目は、主に、CSPEに関して、EDFが受け取ったか、受け取る予定の補助金から構成されており、この補償は、財務諸表上、2015年度における6,320百万ユーロ（2014年度における5,888百万ユーロ）の収益の認識によって反映されている。この差額の大部分は主に、市場における電力価格の下落ならびに風力および太陽光発電エネルギーの購入量の増加（購入義務に係る受取補助金を増加させる効果があった）に起因している。

12.2 連結除外による純利益および固定資産売却益

2015年度の連結除外による純利益および有形固定資産売却益には主に以下が含まれている。

- ・ 仕組資産の開発および売却（DSSA）事業の一部としてのEDF Énergies Nouvelles発電資産の売却益340百万ユーロ（2014年度225百万ユーロ）。
- ・ フランスにおける不動産の売却益236百万ユーロ（2014年度17百万ユーロ）。

12.3 その他の項目

その他の項目は、特に回収不能営業債権に係る損失を含んでおり、これは2014年度に比較して若干増加した。これ以外の2015年度のその他の項目の主な構成要素は、長期ガス供給契約価格の改訂に関するEdisonに有利な仲裁裁定の過年度に関連する影響である（注記3.2を参照）。

注記13. 減損/戻入

13.1 資産の種類別の減損

減損の認識額および戻入額は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	注記	2015年度	2014年度
のれんの減損	18	(34)	(298)
その他の無形資産の減損	19	(210)	(74)
有形資産の減損および非継続事業	21-22-46	(3,256)	(832)
イタリアに関連するリスクに係る引当金の戻入		-	15
戻入控除後の減損		(3,500)	(1,189)

2014年度においては、(1,189)百万ユーロの減損が計上されており、主に、EDF Luminusに関連した(586)百万ユーロ)、EDF Energyに関連した(169)百万ユーロおよびEdisonに関連した(167)百万ユーロを含んでいた。

2015年度の減損は(3,500)百万ユーロであり、その詳細は以下に記載する通りである。

13.2 のれんおよびその他の資産の減損テストならびに減損の認識

以下の表は2015年度における主要なのれん、有効期間が確定できない無形資産およびその他の当グループ資産について実施された減損テストの結果ならびに使用された主要な仮定を示している。

のれんおよび有効期間が確定できない無形資産の減損

事業セグメント	資金生成単位または資産	税引後WACC	永続成長率	2015年度の減損 (単位：百万ユーロ)
英国	EDF Energyのれん	6.7%	-	-
イタリア	Edisonブランド	7.5%-9.3%	2.0%	-
その他国外	EDF Polskaのれん	7.8%		(20)
その他事業	Dalkiaのれんおよびブランド	5.8%	1.7%	-
その他ののれんの減損		-	-	(14)
のれんおよび有効期間が確定できない無形資産の減損				(34)

その他の無形資産および有形固定資産の減損

事業 セグメント	資金生成単位 または資産	減損の兆候	税引後WACC	2015年度の減損 (単位：百万ユーロ)
英国	火力発電資産 (石炭およびガス)	スプレッドの縮小および 発電容量プレミアムに 関する仮定値の低下	6.5%-6.7%	(1,096)
イタリア	Edison資産 (主に電力および 探査-発電)	電力およびコモディティ 価格の下落 (特に ブレント価格)	6.5%-10.2%	(1,419)
その他国外	EDF Polskaの 火力発電資産	クリーン・ダーク・ スプレッドの縮小	7.8%	(186)
その他国外	EDF Luminusの火力発電 資産 (ベルギー)	総資産利益率モデル の変更	6.4%	(198)
その他国外	ドイツのガス貯蔵所	シーズナル・スプレッドの縮小 およびボラティリティの低下	5.9%	(117)
その他事業	EDF Énergies NouvellesのCGU	ギリシャのカントリー・ リスク、一部事業の業績低迷	4.7%-13.1%	(107)
フランス、その他 国外	その他の資産の減損			(343)
その他の無形資産および有形固定資産の減損				(3,466)

全般的前提

ベンチマーク国の割引率は、2014年度から2015年度にかけて、資本市場における長期の期待収益率が比較的安定していた状況により、リスクフリー・レートに観察された下落が市場リスク・プレミアムの上昇により相殺されたことから、引き続き、比較的安定していた。

資金生成単位 (CGU) の回収可能価額は、割引将来キャッシュ・フローに基づき、使用価値を参照して決定された。

2015年12月31日現在、市場要因は引き続き、欧州の発電資産の収益性に影響を与えた。その環境は、以下を特徴とする。

- (i) 長期的なシナリオでは、欧州のエネルギー市場の緊張が持続することが確認されている。価格の下落、需要の低下、再生可能エネルギーの増加および余剰発電容量のすべてが、特に石炭およびガス火力発電施設の収益性に影響を与えている。
- (ii) 先物電力価格が、特に石油およびガス価格の下落に起因して、大幅に下落した。
- (iii) ピークロード時の供給において発電施設をオンラインでつなぎ、電力網の安全性維持に必要な投資を引き起こすに十分な価格シグナルを送るための方法として考案された発電容量プレミアムのメカニズムが、意図した価格効果を上げていない。

英国—EDF Energy

EDF Energyののれんは2015年12月31日現在9,163百万ユーロであり、1998年から2009年までの間にEDFグループが取得した、現在英国で操業中の各種事業に起因するものである。

EDF Energyの回収可能価額は、割引将来キャッシュ・フローに基づいて見積られている。発電ユニットの使用価値は、既存の原子炉の耐用年数延長およびヒンクリー・ポイント用地の耐用年数60年の新たなEPR 2基が運転を開始するという仮定を勘案している。

ヒンクリー・ポイント用地のEPR 2基の建設計画に関する予測には、当グループと英国政府の間の差額決済契約 (Cfd) に基づく電力販売価格が組み込まれている。Cfdは、当該EPR 2基の初運転開始日から35年の期間にわたりEDF Energyにとって安定的で予測可能な価格を設定しており、市場価格がCfd行使価格を下回った場合、EDF Energyは追加の支払いを受ける。

既存の発電施設の回収可能価額は、英国における電力価格の長期動向に関する仮定の影響を受ける。採用した仮定は、特に既存の石炭火力発電所の除却により新たな発電施設が必要となったことを考慮した現在の余剰発電容量の漸減、および全資産について発電容量プレミアムのメカニズムを考慮に入れている。

WACCが100ベシス・ポイント高くなっても、のれんまたは既存の原子力資産の減損は生じない。

2015年度には、いくつかの新たな要因により、EDF Energyの火力発電資産について減損が認識された。

- ・ 先物および長期の対象期間に係るスプレッドの縮小
- ・ 発電容量プレミアムのメカニズムにより生み出される追加収益の水準の低迷
- ・ 2015年度における一定資産の操業時間短縮の発表に対し、市場の上向きの反応がなかったこと。

これを受けて、(811)百万ユーロの減損が、主にコッタムおよびウエスト・バートンAの石炭火力発電所ならびに、より少ない割合で、2013年度に運転を開始したウエスト・バートンBガス火力発電所について認識された。

最後に、ボラティリティ水準の低下が、ガス貯蔵キャパシティの柔軟性について見込まれる便益に影響を与えたことから、ガス貯蔵資産に関して(285)百万ユーロの減損が認識された。

イタリアーEdison

有効期間が確定できない無形資産として、当グループの連結財務諸表上、945百万ユーロの額で計上されているEdisonブランドは、減損テストの対象となったが、減損は認識されなかった。このテストはロイヤルティ免除法を使用した。同社は現在、住宅顧客基盤を合理化する方針を適用しており、これにより関連する売上高が短期的に減少しているが、ブランド認識および顧客ポートフォリオのマージンは改善している。

その他のEdisonの資産について、発電資産に関連する(868)百万ユーロの減損が認識された。

この減損の大部分は、化石燃料発電所に関連しており、資産ポートフォリオの最適化に係る選択肢を著しく減少させた市場状況、需要の低迷、および発電容量プレミアムの下方修正により不利な影響を受けた。これはまた、水力および風力発電資産にも関連しており、これらは市場価格の下落の影響を直接的に受けた。

2015年度にはまた、Edisonの探査一発電事業に関し、ブレント原油およびガス価格が市場の対象期間にわたり長期的に下落したことにより、(551)百万ユーロの減損も計上された（6月30日現在の(59)百万ユーロを含む）。この減損金額は、市場状況の不利な展開に起因する同年最終月における先物ブレントおよびガス価格の大幅な下落を考慮に入れている。計上した減損に鑑み、当該資産価額は現在、炭化水素価格に対する感応度が極めて高くなっている。

その他国外

EDF Polska

クリーン・ダーク・スプレッドの悪化が、ポーランドの一定の化石燃料発電所、特に市場価格の影響を全面的に受ける施設の業績にマイナスの影響を与えた。この結果、(206)百万ユーロの減損が認識された。この内訳は、のれんに関する(20)百万ユーロおよび有形固定資産に関する(186)百万ユーロである。

EDF Luminus

化石燃料発電所に関する経済モデルの最近の展開（規制の変更、すなわち戦略的引当金の設定、エネルギー競売における発電所の利用など）を考慮して、この資産グループは、2015年度から区分して分析されている。対応するポートフォリオのレビューにより、化石燃料発電所に関して(198)百万ユーロの減損が認識され、当該資産の帳簿価額はゼロとなった。

2015年11月17日に、ベルギーの原子力当局であるAFCNは、Doel 3およびTihange 2の原子炉（EDFが10.2%の持分を所有し、残りの持分をElectrabel が保有する）の再稼働を認めることを発表した。当該2基の発電所は、2016年1月に再始動した。

ドイツーガス貯蔵所

ガス貯蔵施設で把握されたボラティリティ水準の低下により、EnBWと共同で保有しているドイツのガス貯蔵施設に関連して、2015年12月31日現在で(117)百万ユーロの減損が認識され、当該資産の同日現在の帳簿価額はゼロとなった。

その他事業

EDF Énergies Nouvelles

2015年12月31日現在で(107)百万ユーロ（6月30日現在で既に認識した(30)百万ユーロを含む）の減損が、EDF Énergies Nouvellesの様々なCGUに関して計上された。

この減損は、基本的に米国のバイオガスおよびバイオマス・プロジェクト（実績が当初事業計画における予測を下回っている）、およびギリシャ事業（カンントリー・リスクの増大）に関連している。

その他の資産の減損

フランスおよび米国における一定のプロジェクトの継続中止を受け、また2016年度初めのアラモン化石燃料発電所の閉鎖を反映して、(316)百万ユーロの減損も認識された。

2015年12月31日現在で(549)百万ユーロの減損が、関連会社に関して計上された（注記23を参照）。

注記14. その他の収益および費用

2015年度のその他の収益および費用は、以下を含んでいる。

- ・ Cigéo貯蔵プロジェクトに基づく、長寿命中高レベル放射性廃棄物の長期管理解決策の実施に係る費用に関する2016年1月15日付決定を受けた、引当金繰入額820百万ユーロ（注記3.1および29.1.2を参照）。
- ・ 永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉に関する、業界シナリオおよび請負業者の見積価格の更新による引当金繰入額590百万ユーロ（注記29.1.3を参照）から、当該シナリオ更新による放射性廃棄物長期管理引当金の戻入額332百万ユーロ（注記29.1.2および29.1.3を参照）を控除した、純影響額258百万ユーロ。
- ・ 2015年6月30日にEDFおよびENGIEが署名した、エネルギーの形態で従業員に現物給付を行う報酬制度に関する契約に関連する収益287百万ユーロ（注記31.1.2を参照）。
- ・ EDF Energyの確定給付年金制度の変更に関連する収益154百万ユーロ（注記31.1.2を参照）。

2014年度のその他の収益および費用は、以下を含んでいた。

- ・ 当グループのDalkiaに対する投資に関連した取引による売却益217百万ユーロ。
- ・ フランスの永久に閉鎖された原子力発電所（天然ウラン黒鉛減速ガス冷却発電所（UNGG）、クレイ・マルヴィル、ブレンニリスおよびショーA）の廃炉関連費用（388）百万ユーロ。

注記15. 金融損益

15.1 総金融負債に係る費用

総金融負債に係る費用の内訳の詳細は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2015年度	2014年度
財務活動に係る支払利息	(1,955)	(2,207)
デリバティブおよび負債のヘッジの公正価値の変動	(9)	(10)
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	(57)	3
債務に係る外国為替差益（純額）	27	(29)
総金融負債に係る費用	(1,994)	(2,243)

15.2 割引の影響

時の経過による割引の戻入に係る費用は、主に、核サイクル終了、廃炉および炉心核燃料ならびに長期および雇用後従業員給付に係る引当金に関係している。

最終的な割引の影響の詳細は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2015年度	2014年度
長期および雇用後従業員給付引当金	(1,070)	(1,273)
核サイクル終了、廃炉および炉心核燃料引当金(1)	(1,639)	(1,633)
その他の引当金および前受金	(103)	(90)
割引の影響	(2,812)	(2,996)

(1) 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36.3を参照。

15.3 その他の金融収益および費用

その他の金融収益および費用の内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2015年度	2014年度
現金および現金同等物に係る金融収益	13	17
売却可能金融資産に係る利益／（損失）	1,174	1,258
その他金融資産に係る利益／（損失）	408	376
公正価値で評価され、公正価値の変動が利益に含まれる金融商品の 変動	(96)	16
その他の金融費用	(491)	(191)
債務以外の金融項目に係る外国為替差損益	132	124
ヘッジ資産に係る収益	538	594
借入コストの資産計上	540	494
その他の金融収益および費用	2,218	2,688

売却可能金融資産に係る損失控除後の利益には、売却益、受取利息および配当が含まれている。

2015年度の売却可能金融資産に係る利益および損失には、EDFの専用資産売却による純利益972百万ユーロ（2014年度894百万ユーロ）が含まれている。

その他の金融費用には、主に2015年7月22日付の欧州委員会の決定に関連する2015年12月31日現在の財務利息(360)百万ユーロが含まれている（注記3.3を参照）。

注記16. 法人所得税

16.1 税金費用の内訳

内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)

	2015年度	2014年度
当期税金費用	(1,028)	(2,115)
繰延税金	545	276
合計	(483)	(1,839)

2015年度の当期税金費用のうち(467)百万ユーロはフランスにおけるEDFの連結納税グループに関連し、(561)百万ユーロはその他の子会社に関連している(2014年度は、それぞれ(1,499)百万ユーロおよび(616)百万ユーロ)。

当グループの税金費用の減少は、主に税引前利益の減少に起因し、これは特に2015年度に認識した減損により説明される。

16.2 理論税額と実効税額の調整 (タックス・ブルーフ)

(単位：百万ユーロ)

	2015年度	2014年度
連結会社の税引前利益	1,692	5,433
親会社に適用される法人所得税率	38.00%	38.00%
理論税額	(643)	(2,065)
税率差異	229	87
永久差異	(266)	34
税法基準外税金	222	94
未認識の繰延税金資産	(24)	8
その他	(1)	3
実際税額	(483)	(1,839)
実効税率	28.55%	33.85%

2015年度および2014年度の実効税率は減損の影響を受けた。この要因を調整した後の実効税率は、2015年度24.3%、2014年度32.2%である。

理論上の税率と実効税率の差異を説明する主な要因は、以下の通りである。

- ・ 2015年度：
 - － 在外子会社に適用される税率の違いによる有利な影響(229百万ユーロ)、英国における2020年度までの2ポイントの税率引下げに関連する158百万ユーロ、および憲法裁判所の決定を受けたイタリアの「ロビン・フッド」税の取消しに関連する142百万ユーロを含む。
 - － 永久劣後債の持参人に対する支払による有利な影響(225百万ユーロ)。
- ・ 2014年度：
 - － 在外子会社に適用される税率の違いによる有利な影響(87百万ユーロ)。
 - － 永久劣後債の持参人に対する支払による有利な影響(148百万ユーロ)。

16.3 繰延税金資産および負債の変動

(単位：百万ユーロ)	2015年度	2014年度
繰延税金資産	2,590	2,135
繰延税金負債	(4,315)	(4,242)
1月1日現在の繰延税金（純額）	(1,725)	(2,107)
純利益の変動	547	276
自己資本の変動	(147)	258
換算調整	(75)	(101)
連結範囲の変更	(1)	(67)
その他の変動	(8)	16
12月31日現在の繰延税金（純額）	(1,409)	(1,725)
繰延税金資産	2,713	2,590
繰延税金負債	(4,122)	(4,315)

自己資本に含まれる2015年度の繰延税金資産の変動のうち(152)百万ユーロは雇用後給付に係る数理計算上の損益に起因する(2014年度241百万ユーロ)。

16.4 繰延税金資産および負債の性質別内訳

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
繰延税金：		
固定資産	(6,458)	(7,072)
従業員給付引当金	7,292	7,723
その他の引当金および減損	395	318
金融商品	(58)	179
繰越欠損金および未使用の税額控除	1,171	839
その他	46	225
繰延税金資産および負債合計	2,388	2,212
未認識の繰延税金資産	(3,797)	(3,937)
繰延税金（純額）	(1,409)	(1,725)

2015年12月31日現在、未認識の繰延税金資産は3,797百万ユーロ（2014年12月31日現在3,937百万ユーロ）の潜在的節税額を示している。2015年度の潜在的節税額のうち、2,912百万ユーロは主にフランスの従業員給付に係る繰延税金資産に関係する(2014年度3,097百万ユーロ)。

注記17 基本的1株当たり利益および希薄化後1株当たり利益

希薄化後1株当たり利益は、希薄化効果のある金融商品および永久劣後債の持参人に対する当年度中の支払額について修正した純利益の当グループ持分を、自己株式控除後の期中の加重平均社外流通潜在株式数で除すことにより計算されている。

以下の表は、1株当たり利益（基本および希薄化後）の計算に使用された基本および希薄化後利益の調整、ならびに基本および希薄化後1株当たり利益の計算に使用された加重平均株式数の増減を示している。

（単位：百万ユーロ）	2015年度	2014年度
普通株式に帰属する純利益	1,187	3,701
永久劣後債に係る支払	(591)	(388)
希薄化効果のある金融商品の影響	-	-
1株当たり利益の計算に使用された純利益	596	3,313
期中加重平均社外流通普通株式数	1,859,988,148	1,858,467,505
期中加重平均社外流通希薄化後株式数	1,859,988,148	1,858,467,505
1株当たり利益（単位：ユーロ）：		
1株当たり利益	0.32	1.78
希薄化後1株当たり利益	0.32	1.78

2015年12月において、2015年度に係る株式による中間配当の支払により、60,130,559株の発行に対応して資本金が30百万ユーロ増加し、発行プレミアム876百万ユーロを計上した。

[次へ](#)

営業資産および負債、自己資本

注記18. のれん

18.1 のれんの変動

連結企業に係るのれんの内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
期首における帳簿価額純額	9,694	9,081
取得	67	394
売却	(3)	-
減損（注記13）	(34)	(298)
換算調整	532	573
その他の変動	(20)	(56)
期末日における帳簿価額純額	10,236	9,694
期末日における総額	11,122	10,624
期末日における減損累計額	(886)	(930)

2015年度ののれんの変動は、主に以下に関係している。

- ・ DalkiaによるCRAMおよびCesbron57百万ユーロの取得。
- ・ EDF Polskaののれんに関する(20)百万ユーロを含む減損(34)百万ユーロ。
- ・ 大部分がユーロに対する英ポンドの上昇に起因する換算調整532百万ユーロ。

2014年度ののれんの変動は、主に以下に関係している。

- ・ Dalkiaの買収による392百万ユーロを含む取得。
- ・ EDF Luminusののれんに関する(281)百万ユーロを含む減損(298)百万ユーロ。
- ・ 大部分がユーロに対する英ポンドの上昇に起因する換算調整573百万ユーロ。

18.2 のれんの事業セグメント別内訳

のれんの内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
合計：英国（EDF Energy）	9,163	8,652
合計：その他国外	15	42
Dalkia	455	392
EDF Énergies Nouvelles	178	179
その他	425	429
合計：その他事業	1,058	1,000
グループ合計	10,236	9,694

注記19. その他の無形資産

その他の無形資産の純額の内訳は、以下の通りである。

2015年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	2014年 12月31日 現在	取得	売却	換算調整	範囲の変更	その他 変動	2015年 12月31日 現在
ソフトウェア	2,601	1,036	(116)	41	(4)	19	3,577
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	810	-	-	-	-	-	810
温室効果ガス排出権ー グリーン証書	674	1,227	(1,230)	19	-	-	690
その他の無形資産	5,545	450	(45)	10	(24)	-	5,936
開発中の無形資産(1)	2,220	(264)	-	17	-	3	1,976
総額	11,850	2,449	(1,391)	87	(28)	22	12,989
償却および減損累計額	(2,966)	(1,263)	141	(6)	7	(13)	(4,100)
純額	8,884	1,186	(1,250)	81	(21)	9	8,889

(1) 開発中の無形資産の増加は、新資産の運転開始の影響を控除後で表示されている。

2015年12月31日現在のその他の無形資産の総額には、以下が含まれている。

- ・ EdisonブランドおよびEdisonの水力発電委譲に関連する無形資産が、それぞれ945百万ユーロおよび831百万ユーロ。
- ・ DalkiaブランドおよびフランスにおけるDalkiaの委譲契約に関連する無形資産が、それぞれ130百万ユーロおよび735百万ユーロ。

2015年度には、その他の無形資産について(210)百万ユーロの減損が計上された。

2015年度に損益計算書に計上されたEDFの研究開発費の合計は、555百万ユーロである。

2014年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	2013年 12月31日 現在	取得	売却	換算調整	範囲の変更	その他 変動	2014年 12月31日 現在
ソフトウェア	2,104	542	(134)	42	46	1	2,601
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	813	-	-	-	-	(3)	810
温室効果ガス排出権ー グリーン証書	826	898	(1,082)	23	9	-	674
その他の無形資産	4,591	232	(7)	24	710	(5)	5,545
開発中の無形資産	1,974	234	-	17	-	(5)	2,220
総額	10,308	1,906	(1,223)	106	765	(12)	11,850
償却および減損累計額	(2,448)	(743)	233	(24)	-	16	(2,966)
純額	7,860	1,163	(990)	82	765	4	8,884

2014年12月31日現在のその他の無形資産の総額には、以下が含まれていた。

- ・ EdisonブランドおよびEdisonの水力発電委譲に関連する無形資産が、それぞれ945百万ユーロおよび831百万ユーロ。
- ・ DalkiaブランドおよびフランスにおけるDalkiaの委譲契約に関連する無形資産が、それぞれ130百万ユーロおよび601百万ユーロ。

2014年度には、その他の無形資産について(74)百万ユーロの減損が計上された。

2014年度に損益計算書に計上されたEDFの研究開発費の合計は、550百万ユーロである。

注記20. フランスの公共配電委譲運営有形固定資産

20.1 フランスの公共配電委譲運営有形固定資産（純額）

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
有形固定資産	50,093	48,746
建設中の有形固定資産	1,507	1,511
フランスの公共配電委譲運営有形固定資産	51,600	50,257

20.2 フランスの公共配電委譲運営有形固定資産の変動（建設中の資産を除く）

(単位：百万ユーロ)	土地・建物	電力網	その他 施設等	合計
2014年12月31日現在総額	2,361	81,240	3,600	87,201
増加 ⁽¹⁾	120	3,465	322	3,907
減少	(13)	(684)	(166)	(863)
2015年12月31日現在総額	2,468	84,021	3,756	90,245
2014年12月31日現在 減価償却および減損累計額	(1,248)	(34,906)	(2,301)	(38,455)
減価償却費、純額	(46)	(202)	(165)	(413)
除却	11	602	163	776
その他変動 ⁽²⁾	(8)	(1,957)	(95)	(2,060)
2015年12月31日現在 減価償却および減損累計額	(1,291)	(36,463)	(2,398)	(40,152)
2014年12月31日現在純額	1,113	46,334	1,299	48,746
2015年12月31日現在純額	1,177	47,558	1,358	50,093

(1) 増加には、委譲者によって提供された資産も含む。

(2) その他変動は、主に委譲運営資産の減価償却に関連しており、特別委譲勘定に計上された償却額の相手勘定として計上されている。

注記21. その他の業務に係る委譲運営有形固定資産

21.1 その他の業務に係る委譲運営有形固定資産（純額）

その他の業務に係る委譲運営有形固定資産（純額）の内訳は、以下の通りである。

（単位：百万ユーロ）	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
有形固定資産	6,142	6,495
建設中の有形固定資産	1,503	1,356
その他の業務に係る委譲運営有形固定資産	7,645	7,851

21.2 その他の業務に係る委譲運営有形固定資産の変動（建設中の資産を除く）

（単位：百万ユーロ）	土地・建物	化石燃料 および 水力発電所	電力網	その他 施設等	合計
2014年12月31日現在総額	1,519	10,687	586	919	13,711
増加	37	537	30	52	656
減少(1)	(14)	(23)	(3)	(459)	(499)
換算調整	11	37	-	39	87
連結範囲の変更	9	4	-	-	13
その他変動	(149)	179	-	(2)	28
2015年12月31日現在総額	1,413	11,421	613	549	13,996
2014年12月31日現在 減価償却および減損累計額	(849)	(5,325)	(302)	(740)	(7,216)
減価償却費、純額	(30)	(436)	(19)	(56)	(541)
減損、戻入控除後	-	(555)	-	-	(555)
除却(1)	13	17	2	459	491
換算調整	(1)	(23)	-	(36)	(60)
連結範囲の変更	(5)	(3)	-	-	(8)
その他変動	10	22	-	3	35
2015年12月31日現在 減価償却および減損累計額	(862)	(6,303)	(319)	(370)	(7,854)
2014年12月31日現在純額	670	5,362	284	179	6,495
2015年12月31日現在純額	551	5,118	294	179	6,142

(1) FIGLECにより委譲運営されていた中国の来賓B発電所は、契約条項に基づき2015年9月に広西チワン族自治区政府に譲渡された。

2015年12月31日現在、その他の業務に係る委譲運営有形固定資産は、主に、フランス（公共配電を除く水力発電）およびイタリア所在の委譲運営施設から構成されている。

注記22. 発電用その他のグループ所有有形固定資産

22.1 発電用その他のグループ所有有形固定資産（純額）

発電用その他のグループ所有有形固定資産（純額）の内訳は、以下の通りである。

（単位：百万ユーロ）	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
有形固定資産	50,197	50,342
建設中の有形固定資産	20,688	18,813
ファイナンス・リース有形固定資産	184	237
発電用その他のグループ所有有形固定資産	71,069	69,392

2015年12月31日現在の建設中の有形固定資産は主にフランスおよび英国におけるEPR建設プロジェクトならびにダンケルク・メタン・ターミナル建設に関係している。

2015年度にはまた、建設中の資産およびファイナンス・リース資産に関連して、それぞれ(349)百万ユーロおよび(27)百万ユーロの減損が計上された。

2014年12月31日現在、建設中の有形固定資産およびファイナンス・リース有形固定資産に関連する減損は、それぞれ(61)百万ユーロおよび(34)百万ユーロであった。

22.2 発電用その他のグループ所有有形固定資産の変動（建設中の資産およびファイナンス・リース資産を除く）

（単位：百万ユーロ）	土地・建物	原子力 発電所	化石燃料 および 水力発電所	電力網	その他 施設等	合 計
2014年12月31日現在総額	12,402	64,286	20,852	17	15,381	112,938
増加	833	2,840	1,158	-	3,221	8,052
減少	(204)	(1,557)	(88)	-	(642)	(2,491)
換算調整	55	686	250	-	166	1,157
連結範囲の変更	7	-	(174)	-	(776)	(943)
その他変動	188	(160)	(7)	-	(277)	(256)
2015年12月31日現在総額	13,281	66,095	21,991	17	17,073	118,457
2014年12月31日現在 減価償却および減損累計額	(6,824)	(39,740)	(10,316)	(4)	(5,712)	(62,596)
減価償却費、純額	(388)	(2,837)	(939)	(4)	(1,055)	(5,223)
減損、戻入控除後	(25)	-	(1,955)	-	(345)	(2,325)
除却	106	1,437	85	-	416	2,044
換算調整	(3)	(235)	(114)	-	(36)	(388)
連結範囲の変更	33	-	163	-	109	305
その他変動	(22)	(37)	(13)	-	(5)	(77)
2015年12月31日現在 減価償却および減損累計額	(7,123)	(41,412)	(13,089)	(8)	(6,628)	(68,260)
2014年12月31日現在純額	5,578	24,546	10,536	13	9,669	50,342
2015年12月31日現在純額	6,158	24,683	8,902	9	10,445	50,197

22.3 ファイナンス・リース契約

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在				2014年12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1年－5年	5年超	
将来の最低支払リース料債権（賃貸人分）	53	13	32	8	58
将来の最低支払リース料債務（賃借人分）	511	62	218	231	643

当グループは、IFRIC第4号およびIAS第17号に基づきファイナンス・リースとして分類される契約の賃貸人となっている。

当グループは、賃借人として事業の過程で使用される建物、器具および車両の解約不能なファイナンス・リース契約を締結している。関連する支払いは、契約に定められた期間毎に、交渉により見直される。

注記23. 関連会社および共同支配企業に対する投資

関連会社および共同支配企業に対する投資は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	主要 事業(1)	2015年12月31日現在			2014年12月31日現在	
		議決権 比率 (%)	自己資本 (純額) 持分	純利益 持分	自己資本 (純額) 持分	純利益 持分
主要な関連会社に対する投資						
RTE	T	100.00	5,159	457	5,109	379
CENG	G	49.99	2,524	(284)	2,615	(101)
Alpiq(2)	G, D, O, T	25.04	624	(192)	735	(193)
その他関連会社および共同支配 企業に対する投資			3,218	211	2,524	94
合計			11,525	192	10,983	179

(1) G=発電、D=配電、T=輸送、O=その他

(2) Alpiqは当グループの後に連結財務諸表を公表するため、上記の数値は2015年12月31日現在の純利益に関する見積りを含んでいる。

その他関連会社および共同支配企業に対する投資は主に、Taishan (TNPJVC)、Nam Theun Power Company (NTPC)ならびにEDF Énergies NouvellesおよびEdisonが所有する一部の会社に関連している。

RTE持分額は、2015年7月22日付の欧州委員会の決定による影響を受けている（注記3.3を参照）。

2015年度に、関連会社および共同支配企業に対する投資に関連して、以下を含む(549)百万ユーロの減損が計上された。

- ・ CENGの資産に関する(271)百万ユーロ（注記23.2.3を参照）。
- ・ Alpiqに対する投資に関し、Alpiq財務諸表上の過年度の減損に対する当グループの持分に相当する(196)百万ユーロ（注記23.3.2を参照）。
- ・ Edisonが保有する関連会社および共同支配企業に対する投資に関する(68)百万ユーロ。

23.1 RTE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (RTE)

23.1.1 RTE－財務指標

RTEに関する主要な財務指標（100%基準）は、以下の通りである。

（単位：百万ユーロ）	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
非流動資産	15,805	15,132
流動資産	2,323	3,000
資産合計	18,128	18,132
自己資本	5,159	5,109
非流動負債	8,157	8,623
流動負債	4,812	4,400
自己資本および負債合計	18,128	18,132
売上高	4,593	4,461
減価償却費および償却費控除前営業利益	1,913	1,687
純利益	457	379
純負債額	8,260	7,877
自己資本直入損益	(230)	(154)
グループに対する支払配当金	177	250

23.1.2 EDFグループとRTEとの間の取引

2015年12月31日現在におけるEDFグループとRTEとの間の主要な取引は、以下の通りである。

売上

ERDFはRTEの高電圧および超高電圧電力網を使用して発電場所から配電網へ送電している。このサービスにより、2015年度にRTEはERDFから3,271百万ユーロの売上収益を稼得した。

RTEはまた、電力システムのバランスを確保する責任の遂行に当たり、2015年度中に以下を行った。

- ・ EDFおよびERDFとの間のエネルギー購入および販売、それぞれ102百万ユーロおよび156百万ユーロ
- ・ EDFからのシステム・サービスの購入、294百万ユーロ

その他の取引

EDFグループは2015年12月31日現在総額670百万ユーロの貸付金によりRTEに資金を供与している（2014年12月31日現在から変更はない）。RTEは2015年度にこの貸付金について総額36百万ユーロの支払利息を計上した。

RTEはまた、2社間の連結納税契約に基づき、EDFグループの連結納税に含まれている。

23.2 CENG

23.2.1 CENG－財務指標

CENGに関する主要な財務指標（100%基準）は、以下の通りである。

（単位：百万ユーロ）	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
非流動資産	10,409	9,975
流動資産	1,019	1,009
資産合計	11,428	10,984
自己資本	5,048	5,232
非流動負債	6,016	5,481
流動負債	364	271
自己資本および負債合計	11,428	10,984
売上高	1,095	1,140
減価償却費および償却費控除前営業利益	235	285
純利益	(568)	(202)
自己資本直入損益	434	593
グループに対する支払配当金（注記3.6.2を参照）	-	315

23.2.2 EDFグループとCENGとの間の取引

2015年12月31日現在におけるEDFグループとCENGとの間の主要な取引は、CENGと当グループ（EDF Trading North America）との間の電力購入契約に関連している。当該契約では、2014年に終了した既存の電力購入契約を適用してCENGの発電所の元所有者に販売されないCENGの発電エネルギーの15%を、EDF Trading North Americaに納入することを規定していた。2015年1月1日以降、当グループは、CENGの2か所の発電所から生産された電力の49.99%を市場価格で購入している。

CENGからEDF Trading North Americaへのこれらの販売電力量は、2015年度において14.9TWhであった。

23.2.3 減損

2015年度に、当グループのCENGに対する投資について(271)百万ユーロの減損が計上された。この減損は、当グループにおいて適用される通常の減損テストの方法により算定された。これはガス価格の長期的な下落に起因して、先物価格および長期電力価格が下落した結果である。

2014年度に、長期価格曲線が低下した結果、当グループのCENGに対する投資について(122)百万ユーロの減損が計上された。

23.3 ALPIQ

Alpiqは当グループの後に連結財務諸表を公表するため、ここに示す数値は2015年12月31日現在の純利益に関する見積りを含んでいる（注記23の表に対する注2を参照）。

23.3.1 公表財務指標

Alpiqグループが公表した主要な財務指標は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
非流動資産	6,217	7,411
流動資産	3,248	4,419
売却目的保有に分類された資産	400	-
資産合計	9,865	11,830
自己資本(1)	3,919	4,756
非流動負債	3,984	4,480
流動負債	1,960	2,594
売却目的保有に分類された資産に関連する負債	2	-
自己資本および負債合計	9,865	11,830
売上高	6,644	7,623
減価償却費および償却費控除前営業利益	257	642
純利益	(744)	15
自己資本直入損益	(95)	115
グループに対する支払配当金	11	11

(1) ハイブリッド債846百万ユーロを含む。

2013年4月25日に、Alpiqのスイスの主要株主は366.5百万スイス・フランのハイブリッド・ローンを引き受けた。この最初の取引の後、Alpiqは、2013年5月2日に、表面年利率5%、最短で5年半後の償還オプション付の650百万スイス・フランのハイブリッド債の公募を行った。

その性質に基づき、IAS第32号に準拠して、これらのハイブリッド・ローンおよびハイブリッド債は、Alpiqの連結財務諸表の自己資本に計上された。EDFグループはこの取引に係る引受けを行っていないので、「関連会社および共同支配企業に対する投資」に報告されているAlpiqに対する投資の価額への影響はなかった。

Alpiqが公表した自己資本に対する持分と当グループの連結財務諸表計上額との差額は、大部分が、このハイブリッド・ローンによるものである。

2015年12月31日現在の株式市場価格に基づいて評価したAlpiqに対するEDFグループの投資額は676百万ユーロである。当グループは、特に浮動株式の水準の低さから、この株式市場価格は同社の価値に対応していないと考えている。

23.3.2 減損

2015年1月に、スイス国立銀行は、スイス・フランに対するユーロの最低為替相場1.20を継続しない意向を発表した。Alpiqは、スイスに所在する発電所で生産した電力をユーロで販売しているため、長期的なユーロ安は、その発電所の価値にマイナスの影響を与える。

従って、卸売市場の持続的な価格低迷を背景に、当グループはAlpiqのスイス資産について、2015年6月30日現在のAlpiqの公表財務諸表において計上された減損に対する当グループの持分に相当する(196)百万ユーロの減損を計上した。

Alpiqグループが2015年度の連結財務諸表において追加の減損を認識せざるを得ないと認めた場合には、EDFグループはそれを、2016年6月30日現在の中間財務諸表に反映しなければならない。

2014年度に、Alpiqに対する当グループの投資に関連して(206)百万ユーロの減損が計上された。この減損は大部分が、水力発電所、スイスの発電所プロジェクトならびに引出しおよび引渡しに関する長期契約に関連しており、市場価格および困難な規制事情を考慮して行われたものである。

注記24. 棚卸資産

棚卸資産の帳簿価額の種類別内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在			2014年12月31日現在		
	総額	引当金	純額	総額	引当金	純額
核燃料	11,104	(17)	11,087	10,807	(14)	10,793
その他燃料	1,657	(5)	1,652	1,916	(11)	1,905
その他原材料	1,500	(276)	1,224	1,586	(266)	1,320
仕掛品（製品・サービス）	215	(53)	162	197	(45)	152
その他の棚卸資産	613	(24)	589	596	(19)	577
棚卸資産合計	15,089	(375)	14,714	15,102	(355)	14,747

2015年12月31日現在の長期部分（1年超）は、主に、8,198百万ユーロの核燃料在庫に関連する（2014年12月31日現在7,943百万ユーロ）。

2015年12月31日現在、市場価額で計上されているEDF Tradingの棚卸資産の価額は458百万ユーロである（2014年12月31日現在593百万ユーロ）。

注記25. 営業債権

営業債権（純額）の内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
営業債権－総額（EDF Tradingを除く）	20,439	21,343
営業債権－総額（EDF Trading）	2,974	3,108
減損	(1,154)	(1,275)
営業債権－純額	22,259	23,176

営業債権の大部分は、1年以内に期限が到来する。

25.1 期日到来および期日未到来の営業債権

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在			2014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	23,413	(1,154)	22,259	24,451	(1,275)	23,176
- 期日経過後6か月以内	1,443	(279)	1,164	1,606	(245)	1,361
- 期日経過後6～12か月	572	(220)	352	662	(205)	457
- 期日経過後12か月超	1,207	(573)	634	1,339	(623)	716
期日到来営業債権	3,222	(1,072)	2,150	3,607	(1,073)	2,534
期日未到来営業債権	20,191	(82)	20,109	20,844	(202)	20,642

25.2 証券化業務

(単位：百万ユーロ)

	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
譲渡済で貸借対照表上に全額留保している営業債権	-	17
譲渡済で貸借対照表上に一部留保している営業債権	39	29
譲渡済で貸借対照表上全額認識中止した営業債権	1,544	1,225

当グループは2015年12月31日現在、Edisonグループによる911百万ユーロを含む、合計1,544百万ユーロの営業債権の証券化を行っていた（2014年12月31日現在、Edisonグループによる610百万ユーロを含む、1,225百万ユーロ）。

証券化のほとんどは反復的に、遡及権なしで行われており、対応する債権は当グループの連結貸借対照表には計上されていない。

注記26. その他の債権

その他の債権の内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)

	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
前払費用	1,532	1,585
CSPE	1,643	2,057
VAT債権	2,795	2,678
その他税金債権	845	822
その他の営業債権	3,822	3,675
その他の債権	10,637	10,817
非流動部分	1,830	2,024
流動部分	8,807	8,793
総額	10,832	10,896
減損	(195)	(79)

CSPE債権は、2015年12月31日現在の受取債権の額に対応しているが、2015年12月31日までの補償対象不足額に係る部分は除く。これらの補償対象不足額は5,875百万ユーロで金融資産に含まれ、払戻スケジュールの対象となっている（注記36.3および4.3を参照）。

注記27. 自己資本

27.1 資本金

2015年12月31日現在の資本金は960,069,513.50ユーロであり、1株の額面0.50ユーロの全額引受済・払込済株式1,920,139,027株から成っている。資本金のうち84.94%はフランス政府、13.30%は民間（機関投資家および個人投資家）、1.64%は在職中および退職後の当グループの従業員、ならびに、0.12%はEDFが自己株式として所有している。

2015年12月に、2015年度に係る中間配当の一部を株式による配当の形態で支払ったことにより、60,130,559株の新株発行を受けて資本金が30百万ユーロ増加し、発行プレミアム876百万ユーロを計上した。当該取引の法律上の手続は、2016年1月初めに完了した。

フランスのエネルギー法第L.111-67条に基づいて、フランス政府は常にEDFの資本の70%超を保有していなければならない。

27.2 自己株式

2006年6月9日の株主総会において承認された株式買戻プログラムが、当社の資本を構成する総株式数の10%を上限として、取締役会により実施された。このプログラムの当初期間は18か月であり、その後は毎期、暗黙の合意により12か月間の更新が行われている。

フランス市場監督機関のAMF（Autorité des Marchés Financiers）の要求に従い、このプログラムには流動性契約が存在する。

2015年12月31日現在、連結自己資本から控除されている自己株式は2,310,753株、総額38百万ユーロである。

27.3 配当

2015年5月19日の株主総会において、2014年度について1株当たり1.25ユーロの配当金の分配が決議された。

当社定款の第24条を適用して、期末日現在で少なくとも2年間継続して株式を保有し、配当分配日現在も保有していた株主は、配当の10%を特別配当として受け取る。特別配当の受領権を有する株式の数は、当社資本の0.5%を超えることはできない。特別配当を含む配当金は1株当たり1.375ユーロである。

中間配当（1株当たり0.57ユーロ）は2014年12月17日に支払われたため、2014年度に係る未払配当残額は、普通配当1株当たり0.68ユーロ、特別配当を含めると1株当たり0.805ユーロとなった。この未払配当残額は総額1,268百万ユーロで、2015年6月5日に支払われた。

2015年11月4日にEDFの取締役会は、2015年度について、1株当たり0.57ユーロの中間配当を支払うことを決議した。この中間配当は総額1,059百万ユーロで、2015年12月18日に、新株（株式による配当オプション）または現金で支払われた。フランス政府は株式による中間配当を選択した。中間配当の一部に株式による配当オプションを適用したことにより、60,130,559株の発行に対応して資本金が30百万ユーロ増加し、発行プレミアム876百万ユーロを計上した。

2015年度について株式による中間配当を選択しなかった株主に支払われた現金による配当の額は152百万ユーロであった。

27.4 永久劣後債の発行

2013年1月および2014年1月に、当グループは永久劣後債を発行した。2015年12月31日現在、永久劣後債は10,095百万ユーロ（取引費用控除後）で自己資本に計上されている。

2015年度に、発行された永久劣後債の持参人に対して591百万ユーロの利息が支払われた（2014年度388百万ユーロ）。

永久劣後債

（単位：百万通貨単位）

企業	発行日（月/年）	発行金額	通貨	期間	利率
EDF	01/2013	1,250	ユーロ	7年	4.25%
EDF	01/2013	1,250	ユーロ	12年	5.375%
EDF	01/2013	1,250	英ポンド	13年	6.0%
EDF	01/2013	3,000	米ドル	10年	5.25%
EDF	01/2014	1,500	米ドル	10年	5.625%
EDF	01/2014	1,000	ユーロ	8年	4.125%
EDF	01/2014	1,000	ユーロ	12年	5.0%
EDF	01/2014	750	英ポンド	15年	5.875%

27.5 非支配持分（少数株主持分）

27.5.1 非支配持分の内訳

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在			2014年12月31日現在	
	所有割合 (%)	自己資本 (非支配持分)	非支配持分 に帰属する 純利益	自己資本 (非支配持分)	非支配持分 に帰属する 純利益
主要な非支配持分					
EDF Energy Nuclear Generation Ltd	20.0%	3,174	231	2,998	155
EDF Luminus	31.4%	391	(74)	539	(96)
EDF Investissements Groupe	6.1%	526	30	515	19
その他の非支配持分		1,400	27	1,367	(6)
合計		5,491	214	5,419	72

当グループがEDF Energyを通じて80%を所有するEDF Energy Nuclear Generation Ltd（旧British Energy）に対する非支配持分は、Centricaの持分である。

EDF Luminusに対する非支配持分は、ベルギーの地方当局の保有する投資である（注記5.3を参照）。

EDF Investissements Groupeに対する非支配持分は、Natixis Belgique Investissementsの保有する投資である。

その他の非支配持分は、主に、TotalおよびFluxysがDunkerque LNGに対して保有する投資、およびEdison下位企業集団の子会社に対する少数株主持分である。

27.5.2 EDF Energyに対する非支配持分

EDF Energy Nuclear Generation Ltdに関する主要な財務指標（100%基準）は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
非流動資産	24,750	23,810
流動資産	3,710	3,549
資産合計	28,460	27,359
自己資本	15,877	14,999
非流動負債	11,465	11,141
流動負債	1,118	1,219
自己資本および負債合計	28,460	27,359
売上高	4,434	3,864
純利益	1,155	776
自己資本直入損益	758	1,060
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）	1,655	1,335
投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）	(566)	(622)
財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）	(1,143)	(809)
現金および現金同等物一期末残高	466	528
現金および現金同等物の純増加（減少）額	(54)	(96)
為替変動の影響	10	34
その他	-	-
現金および現金同等物一期末残高	422	466
非支配株主に対する支払配当金	(207)	(153)

注記28. 引当金

流動および非流動引当金の内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	注記	2015年12月31日現在			2014年12月31日現在		
		流動	非流動	合計	流動	非流動	合計
核サイクル終了引当金		1,733	20,179	21,912	1,632	19,455	21,087
廃炉および炉心核燃料引当金		251	24,646	24,897	290	22,943	23,233
原子力発電関連引当金	29	1,984	44,825	46,809	1,922	42,398	44,320
非原子力施設廃止引当金	30	75	1,447	1,522	37	1,297	1,334
従業員給付引当金	31	1,033	21,511	22,544	1,058	23,060	24,118
その他の引当金	32	2,262	2,190	4,452	2,237	1,841	4,078
引当金合計		5,354	69,973	75,327	5,254	68,596	73,850

注記29. 原子力発電関連引当金－核サイクル終了、発電所廃炉および炉心核燃料引当金

原子力発電関連引当金は、核サイクル終了費用（使用済燃料および放射性廃棄物管理）引当金、発電所廃炉引当金および炉心核燃料引当金から構成されている。

引当金は注記1.3.21に記載された原則に基づいて見積もられている。

債務は各国の法規制ならびに各国で用いられる技術および業界の実務に依存して大きく変動する可能性がある。

核サイクル終了引当金、廃炉および炉心核燃料引当金の変動の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2014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	2015年 12月31日現在
使用済核燃料管理引当金	12,230	762	(1,210)	524	133	(70)	12,369
放射性廃棄物長期管理引当金	8,857	522	(219)	373	72	(62)	9,543
核サイクル終了引当金	21,087	1,284	(1,429)	897	205	(132)	21,912
原子力発電所廃炉引当金	19,497	590	(190)	794	332	2	21,025
炉心核燃料引当金	3,736	-	-	190	82	(136)	3,872
廃炉および炉心核燃料引当金	23,233	590	(190)	984	414	(134)	24,897
原子力発電関連引当金	44,320	1,874	(1,619)	1,881	619	(266)	46,809

会社毎の引当金の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	EDF	EDF Energy	Belgium	合計
	注記29.1	注記29.2		
使用済燃料管理引当金	10,391	1,978	-	12,369
放射性廃棄物長期管理引当金	8,254	1,289	-	9,543
2015年12月31日現在核サイクル終了引当金	18,645	3,267	-	21,912
2014年12月31日現在核サイクル終了引当金	17,781	3,303	3	21,087
原子力発電所廃炉引当金	14,930	5,890	205	21,025
炉心核燃料引当金	2,555	1,317	-	3,872
2015年12月31日現在廃炉および炉心核燃料引当金	17,485	7,207	205	24,897
2014年12月31日現在廃炉および炉心核燃料引当金	16,279	6,759	195	23,233

29.1 フランスにおける原子力引当金

フランスにおける当該引当金は、放射性物質および放射性廃棄物の長期管理に関する2006年6月28日付法律ならびに関連する原子力費用の財源確保に関する施行規定を受け、EDFにより、原子力発電所について設定されている。

注記1.3.21に記載した会計原則に準拠して、以下のことが行われている。

- ・ EDFは運営する核施設に関連するすべての債務を補償する引当金を計上している。
- ・ EDFは長期債務の財源確保のための専用資産を保有している（注記47を参照）。

引当金の算定には、関連する事業に関し適切に、ある程度のリスクおよび未知の事項が織り込まれる。費用の評価には、以下のような不確定要素が伴う。

- ・ 安全、危機管理および環境保護に関する規制の変更。
- ・ 行政上の許可を得るために必要な規制上の廃炉の手続および時期の変更。
- ・ 長寿命放射性廃棄物の将来の貯蔵方法、およびフランスの放射性廃棄物管理庁ANDRA (Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs) による貯蔵施設の提供。
- ・ 割引率、インフレ率等の一定の財務的パラメータの変動、ならびに使用済燃料管理の契約条件の変更。

核サイクル終了引当金、廃炉および炉心核燃料引当金の変動の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	注記	2014年 12月31日現在	増加	減少	割引の 影響	その他の 変動	2015年 12月31日現在
使用済燃料管理引当金	29.1.1	10,105	726	(826)	456	(70)	10,391
放射性廃棄物長期管理引当金(1)	29.1.2	7,676	516	(215)	339	(62)	8,254
核サイクル終了引当金		17,781	1,242	(1,041)	795	(132)	18,645
原子力発電所廃炉引当金(2)	29.1.3	13,866	590	(165)	637	2	14,930
炉心核燃料引当金	29.1.4	2,413	-	-	113	29	2,555
廃炉および炉心核燃料引当金		16,279	590	(165)	750	31	17,485
原子力発電関連引当金		34,060	1,832	(1,206)	1,545	(101)	36,130

(1) Cigéo貯蔵プロジェクトに基づく、長寿命中高レベル放射性廃棄物の長期管理解決策の実施に係る費用に関する2016年1月15日付省令を受けた増加820百万ユーロ（注記3.1および29.1.2を参照）、および永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉に関する業界シナリオの更新による放射性廃棄物長期管理引当金の戻入332百万ユーロ（注記29.1.2および29.1.3を参照）を含む。

(2) 2015年度に、永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉に関する業界シナリオおよび請負業者の見積価格の更新による引当金の増加590百万ユーロ（注記29.1.3を参照）が計上された。2014年度には、これらの発電所の廃炉に関連して388百万ユーロの引当金の増加が計上された。

29.1.1 使用済燃料管理引当金

燃料サイクルに関して、EDFがフランス政府の合意の下に現在採用している戦略は、使用済燃料を処理し、分離されたプルトニウムをMOX（プルトニウムとウランの混合酸化物）燃料の形で再利用することである。

処理量（年間約1,100トン）は、MOX燃料の装荷を許可された原子炉内の再利用可能なプルトニウムの量に基づいて決定される。

従って、使用済燃料引当金は以下に関連するサービスを対象としている。

- ・ EDFの発電所からの使用済燃料の除去、受入および一時貯蔵
- ・ 処理（この処理から生じる再利用可能な物質および廃棄物の調整および貯蔵を含む）

引当金に算入される処理費用は、既存施設において再利用可能な使用済燃料（原子炉内にある未照射部分を含む）のみに関連する。

費用は期末日現在の予測物的フローを基礎とし、2008年12月の枠組み契約に従いAREVAとの間で現在効力を有する契約を参照して、測定される。これらの最初の契約は2010年7月に署名された実施契約であり、当該契約において2008年から2012年の期間に係るサービスの価格および量が設定されていた。2013年から2015年の期間にわたる処理および再利用サービスの条件は、2015年5月に署名された契約の対象となっている。2016年から2023年の期間に係る実施条件も2015年12月に合意され、2016年1月27日の取締役会に提出された。これらにより、修正契約の締結が予定されている。

29.1.2 放射性廃棄物長期管理引当金

当該引当金は、以下のための将来の費用に関係している。

- ・ EDFが運営する規制原子力施設の廃炉から生じる放射性廃棄物の除去および貯蔵。
- ・ ラアグで処理される使用済燃料から生じる一連の放射性廃棄物の除去および貯蔵。
- ・ 既存施設では再利用できない使用済燃料の長期かつ直接の貯蔵：濃縮加工から抽出されたプルトニウム（MOX）またはウラン燃料、クレイ・マルヴィルおよびブレンニリスからの燃料。
- ・ 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発電所の廃炉またはラアグにおける使用済燃料の処理によって生じた調整予定のすべての廃棄物の両方を含む（照射済その他を問わず、12月31日現在で原子炉内にあるすべての燃料に基づく）。この量は、ANDRAが引き受けた国内廃棄物一覧に関して公表されたデータを踏まえて、定期的に見直される。

放射性廃棄物長期管理引当金の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
超低レベルおよび低中レベル廃棄物	988	997
長寿命低レベル廃棄物	252	521
長寿命中高レベル廃棄物	7,014	6,158
放射性廃棄物長期管理引当金	8,254	7,676

超低レベルおよび低中レベル廃棄物

超低レベル廃棄物は主に、原子力発電所の廃炉により生じ、一般に、がれき（コンクリート、金属くず、絶縁体および導管）の形態をとる。この種の廃棄物は、ANDRAが管理するモルヴィリエの貯蔵センターの地表面に貯蔵されている。

低中レベル廃棄物は原子力施設から生じる（グローブ、フィルター、樹脂）。この種の廃棄物は、ANDRAが管理するスレーヌの貯蔵センターの地表面に貯蔵されている。

短寿命廃棄物（超低レベルおよび低中レベル廃棄物）の除去および貯蔵の費用は、運送者との現在の契約および既存の貯蔵センターの運営に関するANDRAとの契約に基づいて査定される。

長寿命低レベル廃棄物

EDFが所有する長寿命低レベル廃棄物は、基本的に以前のUNGG炉（天然ウラン黒鉛減速ガス冷却炉）の進行中の廃炉による黒鉛廃棄物からなる。

その寿命を考慮すると、この種の廃棄物は、既存の地表面の貯蔵センターに貯蔵することはできないが、長寿命中高レベル廃棄物と比較して低レベルであることから、2006年6月28日付のフランスの法律ではこれらの廃棄物に関して、特定の地下貯蔵を要求している。

2008年に着手されたANDRAの最初の用地調査は不成功に終わった。ANDRAは2013年にこの調査を再開し、現在、当局と連携して実行可能性調査を継続中である。黒鉛の分類および処理解決策を含む、他の代替的管理のシナリオも検討されている。

UNGG発電所の解体に関する新たなベンチマーク・シナリオ（注記29.1.3を参照）は、解体作業に異なる順序を取り入れている。特に、その目的は、最初のケーソン（UNGG炉建屋）の解体から得た経験を他の5基の作業を開始する前に統合することである。新たなスケジュールではまた、廃棄物（黒鉛および長寿命中レベル廃棄物）の除去日を遅らせている。この変更により、UNGG発電所の廃炉による長寿命低レベル廃棄物に係る引当金から292百万ユーロが戻し入れられ、より少ない40百万ユーロが超低レベルおよび低中レベル廃棄物に係る引当金から戻し入れられ、合計332百万ユーロが廃棄物長期管理引当金から戻し入れられた。

長寿命中高レベル廃棄物

長寿命中高レベル廃棄物は、基本的に使用済燃料の処理によって生じ、これより少ないが、原子力発電所の廃炉による廃棄物からも生じる（原子炉内にあった金属部品）。

2006年6月28日付のフランスの法律では、この種類の廃棄物の可逆的深部地層処分を要求している。

長寿命中高レベル廃棄物に対して設定された引当金は、放射性廃棄物長期管理引当金のうち最大の構成項目である。

2005年度から、将来の費用の総額および支出スケジュールは、産業廃棄物地層処分が導入されるという仮定に基づいていた。これは、国の監督の下に設置された、関連行政、ANDRAおよび廃棄物産出業者（EDF、AREVA、CEA）を代表するメンバーを含む作業部会が、2005年度上半期に出した結論を受けたものである。EDFは、この作業部会から提供された情報に対して合理的なアプローチを適用し、すべての産出業者からの廃棄物の貯蔵に関するベンチマーク費用を、2003年の経済状況下で141億ユーロと算出した（2011年の経済状況下で208億ユーロ）。

地層処分プロジェクト（Cigéoプロジェクト）達成に資する目的で2011年度にANDRAと廃棄物産出業者との間で形成されたパートナーシップを通じて、ANDRAは、2012年から予備的構想調査を実施し、産出業者が提案した技術的最適化について分析してきた。ANDRAと産出業者の協力により、正式な技術的検討を行うためのフォーラムが設けられ、廃棄物貯蔵の設計（例えば、地上施設の寸法変更、地下建造物の長さの大幅な短縮、より薄いコーティング等）および操業条件（作業員数の大幅な削減につながるパッケージ移行の新たな進行表等）が最適化された。

これに基づきANDRAは、2014年7月18日にEDFに送付された報告書において暫定的な数値を出した。2006年6月28日付法律に準拠して、フランス気象エネルギー総局（Direction Générale de l'Énergie et du ClimatまたはDGEC）により2014年12月18日に協議手続が開始され、同日にANDRAの連結数値が廃棄物産出業者にそのコメントを求めて提出された。協議の焦点は、主にリスク、機会および不確実性を織り込む方法、ならびに単位当たりの費用であり、これらの点については、依然として、ANDRAと産出業者の間で大きな隔たりがある。EDFおよび他の産出業者は、2015年2月にANDRAの報告書に対するコメントをDGECに提出し、2015年4月に目標とするCigéo貯蔵費用に関する共同の見積りを提出した。これらの情報はすべて、エコロジー・持続可能開発・エネルギー担当大臣に提出された報告書に含められた。これを受けて同大臣は原子力安全当局（ASN）と協議の上で、長寿命中高レベル廃棄物の貯蔵に関する新たなベンチマーク費用を設定する予定である。

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貯蔵プロジェクトに基づく長寿命中高レベル放射性廃棄物の長期管理解決策の実施に係る費用を、2011年の経済状況下で、250億ユーロと設定する省令を公布した。この費用評価は、フランスのエネルギー法第L542-12条により要求されたものである。

定義された当該費用は、ANDRAが、ASNの設定した安全基準に準拠して、原子力施設事業者との密接な協力のもとに達成すべき目標に相当する。

2014年12月31日現在の連結財務諸表に対する注記29.1.2に記載された情報に従って、この決定の公表により、当グループの財務諸表上の引当金の調整が必要となった。

当該決定により設定された2011年の経済状況下でのCigéoプロジェクト費用は250億ユーロであり、2014年12月31日現在および2015年6月30日現在の連結財務諸表においてEDFグループが用いた見積ベンチマーク費用208億ユーロは、この金額に置き換えられる。

2015年12月31日現在の財務諸表において、新たな費用の金額により、Cigéo深層貯蔵プロジェクトに関連する将来の費用を填補する目的で設定された放射性廃棄物長期管理引当金は、820百万ユーロ増加している（注記3.1および14を参照）。

当該省令を適用して、Cigéoプロジェクト費用は、定期的に、少なくとも同プロジェクト進展の重要な節目（施設の設置許可、運転開始、パイロット操業フェーズの終了、安全性審査）において、ASNの意見に従って更新される。

29.1.3 原子力発電所廃炉引当金

EDFは、操業する原子力発電所の廃炉に関して技術的および財務的に全責任を負っている。廃炉手続は、2006年6月13日付のフランスの法律および施行政令により管理されている。

国際原子力機関（IAEA）が1980年に定めた分類に基づく原子力発電所の廃炉には、3つのレベルがある。

- ・ レベル1：発電所の最終的な閉鎖（燃料の取出し、回路の排水等）。
- ・ レベル2：原子炉建屋を除く原子力建造物の解体、設備の解体および廃棄物の除去。
- ・ レベル3：原子炉建屋および設備の完全解体、ならびに廃棄物の除去。

EDFが採用する廃炉のシナリオは、最終的な閉鎖から解体までの経過期間を、経済的に許容可能な条件下で、かつ、公共健康法典第L.1333-1条（放射線防護）および環境法典第L.110-1条第2項（環境保護）に規定する原則に則り、可能な限り短くするよう求めるフランスの環境法典に準拠している。意図された最終目標は産業利用であり、用地は元の状態に原状回復され、産業施設向けに再利用される。

EDFは現在、解体中の発電所および稼働中の発電所における土壌汚染を識別するための柵卸しを実施している。現段階では、引当金は建造物の汚染除去のみを対象としており、稼働中の発電所における偶発的な土壌汚染は発生都度、速やかに処理される。廃炉中の施設に関する現在までに入手可能なフィードバックおよび最初の土壌分析（主にブレンニリス用地に関する）は、このアプローチを支持している。

廃炉引当金は上記の将来廃炉費用を対象としている。ただし、廃棄物長期管理引当金の対象となる廃棄物の除去および貯蔵の費用は対象外である。

原子力発電所廃炉引当金の変動の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2014年 12月31日現在	増加	減少	割引の 影響	その他の 変動	2015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	11,422	-	(5)	525	2	11,944
永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金	2,444	590	(160)	112	-	2,986
原子力発電所廃炉引当金	13,866	590	(165)	637	2	14,930

現在稼働中の原子力発電所（900MWクラス、1300MWクラスおよびN4型原子炉を備えたPWR加圧水型原子炉発電所）

2013年度までは、引当金は1991年にフランス通産省が実施した調査に基づいて見積られていた。その調査では、1979年にPEON委員会が設定した仮定が確認され、MW当たりユーロ金額で廃炉の見積ベンチマーク費用が定められた。

EDFは2009年に、ダンピエール（900MWユニット4基）を代表的用地として用いて、廃炉費用の詳細な調査を実施した。この調査には以下のステップが含まれていた。

- ・ 直近の規制動向、閉鎖発電所の廃炉の実績およびASNが発表した勧告を考慮に入れたダンピエール用地の廃炉費用の測定。
- ・ 長期の廃炉業務スケジュールの見直し（一つの原子炉の総廃炉期間は閉鎖後15年と見積られている）。
- ・ 稼働中のPWR発電所の設備一式に係る見積費用の推計方法の決定。

EDFの調査結果は、コンサルタントのLaGuardiaが、技術および発電容量の面で同等である米国Maine Yankee原子炉に主に基づき実施した調査と相互比較することにより、事後的に裏付けられた。

ダンピエール調査の結果、ベンチマーク費用に基づく引当金の額には変更がなかった。2013年度までは、全58原子炉に関する引当金は、設定キロワット当たり309ユーロ（2013年度）に相当する予測金額に基づいていた。

2014年度にEDFは、国内外の最近の展開および経験に照らして以前の計算が現在も有効であることを確認する目的で、ダンピエール調査の見直しを行った。この見直しによって、現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金の金額は、ダンピエール調査による費用を基礎として最善の見積りおよびフランス内外のフィードバックを織り込んだ強い裏付けのあるものとなった。この見積りの変更は、2014年12月31日現在の引当金の水準に重要な影響を与えなかった。

2016年1月15日に、DGECは、EDFの現在稼働中の原子力発電所の廃炉費用に関連して委託していた監査報告書の要約を公表した。

当該監査は、専門コンサルティング会社により実施され、2014年から2015年にかけて約1年にわたり行われた。DGECは、原子炉の廃炉費用の見積りが、相対的に限られた過去の経験、技術改変の見込み、および支払時期の遠さから要求の厳しい課題であるとしながらも、全体として、当該監査は、EDFの現在稼働中の原子力発電所の廃炉費用の見積りを追認すると述べている。

DGECはまた、この監査を受けて、EDFに対し多くの勧告を行った。EDFは、それがPWR発電所の将来の廃炉費用の管理に資する可能性が高い場合には、当該勧告を将来の調査および見積りに組み込んでいく予定である。

永久に閉鎖された原子力発電所

現在稼働中のPWR発電所と異なり、現在閉鎖されている第1世代の原子炉は、ショーAのPWR原子炉、ビュジェイ、サン・ローランおよびシノンのUNGG炉（天然ウラン黒鉛減速ガス冷却炉）、ブレンニリスの重水炉、クレイ・マルヴィルのナトリウム冷却高速中性子炉など、様々な異なる技術を利用していた。従って、廃炉費用は用地毎に個々に見積られている。

廃炉費用は請負業者の見積価格に基づいており、見積価格は原則として3年毎に全面改訂される。2008年に設定された見積価格は、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て、2012年に改訂された。

2015年度に予定されていたこれらの見積価格の全面改訂に先立ち、2014年度に行われた準備段階の作業により、用地の物理的進捗の遅れおよび一部の契約に関する費用の再査定を反映して2014年12月31日現在で引当金が388百万ユーロ増加した。

2015年度に、UNGG発電所に関する業界戦略が全面改訂された。従来選択していた戦略は、4基の原子炉についてケーソン（UNGG炉建屋）を「水中」解体し、現在ANDRAの検討対象となっているセンター（上記を参照）に直接黒鉛を貯蔵することを含むシナリオに基づいていた。このシナリオは、いくつかの新たな技術的要因（この特定の場合における水中解体の工業的困難を示唆する技術上の新情報、黒鉛貯蔵の利用可能性の見直し低下など）を考慮して再検討された。この新情報はまた、ケーソンの「空中」解体という代替的な解決策を引き出した。これは、工業的な作業管理を容易にし、安全性、放射線防護および環境的影響の観点でより好ましいと考えられる。従って当社は、6基のケーソンすべてのベンチマーク戦略として、新たな「空中」解体シナリオを選択した。当該シナリオについては現在ASNとの協議が行われており、新たな政令が制定されるとみられる。いずれのシナリオでも、請負業者の見積価格更新のための調査により当該ケーソンの予測廃炉費用は大幅に増加した。選択したシナリオは統合フェーズを含むもので、このフェーズは他の5基の作業開始に先立つ最初のケーソン解体から得た経験为基础としている。このシナリオの下では、廃炉フェーズが最終的に従来の計画よりも長期化することから、請負業者の見積価格は、それにより生じた作業コストに起因して増加する見込みである。

第1世代の発電所、特にUNGG炉に関する業界の廃炉シナリオの更新により、2015年12月31日現在で引当金は590百万ユーロ増加した。

29.1.4 炉心核燃料引当金

この引当金は、原子炉の閉鎖時における一部照射済燃料の廃棄から生ずる将来の費用を補填するものである。この引当金は、以下のように測定される。

- ・ 原子炉の最終的な閉鎖時点で完全に燃焼しておらず、技術的および規制上の制約によって再利用できない原子炉内の残存燃料に係る損失のコスト。
- ・ 燃料処理、廃棄物除去および貯蔵業務のコスト。これらの費用は、使用済燃料管理および放射性廃棄物長期管理引当金と同様に評価されている。

これらの回避不能コストは原子炉の閉鎖および解体原価の一部を構成する。そのため、操業開始日からその全額に対して引当金が設定され、引当金に見合う資産が認識されている。

29.1.5 原子力発電関連引当金の割引および感応度分析

29.1.5.1 割引率

割引率の計算

割引率は負債の期限に可能な限り近い期限の債券のサンプルに関する長期データに基づいて決定される。しかし、この引当金の対象となる費用の中には、金融市場で一般に取引される商品の期間より著しく長い期間にわたり支払われるものがある。

割引率の決定に使用される基準金利は、当該債務と類似の期間を有するフランスOAT2055国債の10年間の平均収益率をより長い時間軸にスライドさせ、EDFを含む、AからAAの格付けの社債のスプレッドを加えたものである。

使用された仮定上のインフレ率は、コンセンサス予想およびインフレ連動債の収益率に基づく予想インフレ率を踏まえて決定される。

この方法により算定された割引率は、2015年12月31日現在、インフレ率を1.6%と仮定して、4.5%である（2014年12月31日現在インフレ率1.7%として4.6%）。

割引率の見直しと規制上の制限

割引率の決定に使用される方法は、特に10年平均のスライドを参照することにより、支出が長期にわたることに鑑みて、利率の長期的な趨勢を優先できる。そのため、割引率は中長期的な変化をもたらす経済の構造変化に応じて見直される。

適用される割引率はまた、2つの規制上の制限に従う。2015年3月24日付決定により、2007年2月23日付政令および2007年3月21日付決定が定めた規則が改正された。これにより、割引率は以下より低くなければならない。

- ・ 「関連する期間の最終日に観察された、30年物固定金利（TEC 30年）の直近120か月間の算術平均プラス1ポイントに等しい」規制上限。
- ・ 負債を賄う資産（専用資産）の期待収益率。

TEC 30年の金利に基づく上限率は、2015年12月31日現在、4.6%であった。

29.1.5.2 マクロ経済に関する仮定に対する感応度分析

コスト、インフレ率、長期割引率および支出スケジュールに関する仮定に対する感応度は、年度末の経済状況に基づいて見積られた総額とその金額の現在価値との比較により見積ることができる。

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在		2014年12月31日現在	
	年度末の経済状況に基づく費用	引当金の現在価値	年度末の経済状況に基づく費用	引当金の現在価値
使用済燃料管理	16,470	10,391	16,463	10,105
放射性廃棄物長期管理(1)	28,890	8,254	26,159	7,676
核サイクル終了費用	45,360	18,645	42,622	17,781
原子力発電所廃炉引当金(2)	26,070	14,930	22,608	13,866
炉心核燃料引当金	4,123	2,555	4,050	2,413
廃炉および炉心核燃料費用	30,193	17,485	26,658	16,279

- (1) 年度末の経済状況に基づく放射性廃棄物長期管理費用の2014年度から2015年度への大幅な増加は、2016年1月15日付省令に起因している（注記29.1.2を参照）。
- (2) 年度末の経済状況に基づく原子力発電所廃炉費用の2014年度から2015年度への大幅な増加は、永久に閉鎖された発電所に関する業界のベンチマーク・シナリオの改訂を反映している（注記29.1.3を参照）。当該新シナリオは特に発電所の廃炉フェーズをより先の日付に遅らせるものであることから、引当金の現在価値測定に対するその影響の感応度は相対的に低い。

このアプローチは、割引率の変化が現在価値に与える影響を見積ることにより補足される。

2007年2月23日付政令第11条を適用して、以下の表は、核サイクル終了、原子力発電所の廃炉および炉心核燃料のための引当金の主要な要素についての詳細を報告している。

2015年12月31日現在：

(単位：百万ユーロ)	現在価値による 引当金の金額	割引率に対する感応度			
		貸借対照表上の引当金		税引前純利益	
		+0.20%	-0.20%	+0.20%	-0.20%
核サイクル終了費用：					
-使用済燃料管理	10,391	(168)	177	140	(149)
-放射性廃棄物長期管理	8,254	(400)	448	337	(376)
廃炉および炉心核燃料：					
-原子力発電所の廃炉	14,930	(496)	522	122	(131)
-炉心核燃料	2,555	(62)	65	-	-
合計	36,130	(1,126)	1,212	599	(656)

2014年12月31日現在：

(単位：百万ユーロ)	現在価値による 引当金の金額	割引率に対する感応度			
		貸借対照表上の引当金		税引前純利益	
		+0.20%	-0.20%	+0.20%	-0.20%
核サイクル終了費用：					
-使用済燃料管理	10,105	(171)	180	141	(149)
-放射性廃棄物長期管理	7,676	(381)	425	327	(368)
廃炉および炉心核燃料：					
-原子力発電所の廃炉	13,866	(431)	449	52	(54)
-炉心核燃料	2,413	(64)	68	-	-
合計	34,060	(1,047)	1,122	520	(571)

29.2 EDF Energyの原子力引当金

EDF Energyに関連する長期原子力債務に係る具体的な資金提供条件は、以下のようにEDFグループの財務諸表に反映されている。

- ・ この債務は2015年12月31日現在10,474百万ユーロの引当金として負債に報告されている。
- ・ EDFは、再編契約に基づくNLFによる契約外債務または廃炉債務の未払額、および英国政府による契約債務（過去の負債）に係る未払額に相当する債権を資産として報告している。

これらの債権は資金調達目的であ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36.3を参照）に2015年12月31日現在9,061百万ユーロ（2014年12月31日現在8,617百万ユーロ）含まれている。

核サイクル終了引当金、廃炉および炉心核燃料引当金の変動の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2014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	2015年 12月31日現在
使用済核燃料管理引当金	2,125	36	(384)	68	133	-	1,978
放射性廃棄物長期管理引当金	1,178	5	-	34	72	-	1,289
核サイクル終了引当金	3,303	41	(384)	102	205	-	3,267
原子力発電所廃炉引当金	5,436	-	(25)	147	332	-	5,890
炉心核燃料引当金	1,323	-	-	77	82	(165)	1,317
廃炉および炉心核燃料引当金	6,759	-	(25)	224	414	(165)	7,207
原子力発電関連引当金	10,062	41	(409)	326	619	(165)	10,474

29.2.1 規制および契約の枠組み

EDFグループによるBritish Energy取得の後にNuclear Liabilities Fund (NLF—British Energyの再編の一環として英国政府により設定された独立の信託)との間で締結された修正契約が、「再編契約」に基づき英国国務大臣およびNLFがBritish Energyに行った約定資金提供コミットメントに与える影響は限定的である。当該契約は、British Energyの財務状況の安定化を目的とし、2005年から英国政府の主導で行われた再編の一環として、British Energyによって2005年1月14日に締結された。British Energy Generation Limitedは、2011年7月1日に、EDF Energy Nuclear Generation Limitedへと社名を変更し、これらの契約とその修正契約におけるBritish Energyの地位を承継した。

再編契約条項に基づく内容は以下の通りである。

- ・ NLFはその資産の範囲内で次の事項に対して資金提供を行うことに合意した。(i) 偶発的および／または潜在的な適格原子力負債（サイズウェルB発電所の使用済燃料の管理に係る負債を含む。）および(ii) EDF Energyの既存の原子力発電所に係る適格廃炉費用。
- ・ 国務大臣は次の事項に資金提供することに合意した。(i) NLFの資産を超える範囲での、偶発的および／または潜在的な適格原子力負債（サイズウェルB発電所の使用済燃料の管理に係る負債を含む。）およびEDF Energyの既存の原子力発電所に係る適格廃炉費用、および(ii) 上限を2,185百万ポンド（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からの使用済燃料の管理に係る負債を含む。）。
- ・ EDF Energyは、一定の除外または不適格負債（EDF Energyの負債として定義された負債等）および適用される法律に基づく最低業績基準をEDF Energyが達成できない場合に生じる可能性のある追加的な負債に係る資金調達を行う責任を負っている。EDF EnergyのNLFおよび国務大臣に対する債務は、EDF Energyの主要メンバー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ている。

- ・ 「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。2015年12月31日現在、対応する引当金は158百万ユーロである。
- ・ 「再編契約」日後にサイズウェルBの原子炉に搭載されたウラン1トン当たり150,000ポンド（インフレに連動）。

更にEDF Energyは、2005年1月15日より後に、サイズウェルB以外の発電所の操業により生じたAGR使用済燃料および関連する放射性廃棄物の管理に関して原子力廃止措置機関（NDA）との間に別個の契約を締結しており、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ポンド（インフレに連動）の対応コストは、年度中の電力市場価格と発電量に応じた割引または追加料金を含めて、棚卸資産に含まれている（注記1.3.17.1を参照）。

29.2.2 核サイクル終了引当金

サイズウェルB PWR（加圧水型原子炉）発電所からの使用済燃料は施設内に貯蔵される。その他の発電所からの使用済燃料は、貯蔵および再処理のためにセラフィールドに移送される。

EDF Energyの核サイクル終了引当金は、使用済燃料の再処理および貯蔵ならびに放射性廃棄物の長期貯蔵のための債務であり、原子力廃止措置機関（NDA）が承認した英国における現行規則によって要求されている。その金額は契約上の合意、またはそれが可能でなければ、直近の技術的な見積りに基づいている。

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在		2014年12月31日現在	
	年度末の経済状況に基づく費用	引当金の現在価値	年度末の経済状況に基づく費用	引当金の現在価値
使用済燃料管理	3,037	1,978	3,192	2,125
放射性廃棄物長期管理	8,178	1,289	7,741	1,178
核サイクル終了費用	11,215	3,267	10,933	3,303

29.2.3 廃炉引当金

原子力発電所廃炉引当金は経営者の最善の見積りによっている。これは廃炉費用の全額を対象としており、現行規則の適用にあたり使用される可能性が最も高い現在の技術と方法に基づいて測定されている。現在の費用は2012年度に作成され2013年度に承認されたベースライン廃炉計画に基づくもので、発電所は廃炉され、その土地は最終的に再利用されると仮定されている。

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在		2014年12月31日現在	
	年度末の経済状況に基づく費用	引当金の現在価値	年度末の経済状況に基づく費用	引当金の現在価値
発電所廃炉費用	16,997	5,732	16,088	5,268

上記の表は、NLFに対する廃炉抛出の未払額（2015年12月31日現在158百万ユーロ、注記29.2.1を参照）の現在価値を除いた、廃炉債務に関係している。

29.2.4 原子力発電関連引当金の割引

割引率は、利用可能な最も長期の英国国債のサンプルに関する平均データを用いて、最も長期のAからAAの格付けを付与された英国社債のスプレッドを加えて算定されている。割引率の決定に用いられる黙示的なインフレ率は、調整後の小売価格（英国RPU指数）の長期予測に基づいている。

2015年12月31日現在で、EDF Energyは英国の原子力負債に対し3.0%の実質割引率を適用した。この割引率は2014年12月31日以降変更されていない。

注記30. 非原子力施設廃止引当金

会社毎の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	EDF	EDF Energy	Edison	その他企業	合計
2015年12月31日現在 非原子力施設廃止引当金	597	99	688	138	1,522
2014年12月31日現在 非原子力施設廃止引当金	589	88	521	136	1,334

非原子力施設廃止引当金は主に化石燃料発電所および水力発電所に関係している。

化石燃料発電所の廃止費用は、過去の稼働について計上された費用および稼働中の発電所に関する最新の見積りを参考に測定された見積将来費用に基づき、定期的に更新される調査を使用して計算される。

2015年12月31日現在で計上された引当金は入手された最新の請負業者の見積りおよび新しい発電資産の稼働を反映している。

注記31. 従業員給付引当金

31.1 EDFグループ

(単位：百万ユーロ)

	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
従業員給付引当金－流動部分	1,033	1,058
従業員給付引当金－非流動部分	21,511	23,060
従業員給付引当金	22,544	24,118

31.1.1 純債務の変動の内訳

(単位：百万ユーロ)

	債務	制度資産	純債務
2014年12月31日現在残高	42,616	(18,498)	24,118
2015年度純費用	1,569	(538)	1,031
数理計算上の損益	(1,490)	490	(1,000)
雇用主による拠出	-	(705)	(705)
従業員による拠出	4	(4)	-
給付支払額	(1,631)	662	(969)
換算調整	507	(489)	18
連結範囲の変更	8	-	8
その他の変動	(16)	7	(9)
2015年12月31日現在残高	41,567	(19,075)	22,492
このうち：			
従業員給付引当金			22,544
非流動金融資産			(52)

31.1.2 雇用後および長期従業員給付費用

(単位：百万ユーロ)	2015年度	2014年度
当期勤務費用	(1,032)	(792)
過去勤務費用	511	75
数理計算上の損益－長期給付	22	(243)
営業費用として計上された純費用	(499)	(960)
利息費用（割引の影響）	(1,070)	(1,273)
制度資産の運用収益	538	594
金融損益に含まれた純利息費用	(532)	(679)
損益計算書に計上された従業員給付費用	(1,031)	(1,639)
数理計算上の損益－雇用後給付	1,490	(7,088)
制度資産に係る数理計算上の損益	(490)	2,477
数理計算上の損益	1,000	(4,611)
換算調整	(18)	(22)
自己資本に直入された従業員給付に係る損益	982	(4,633)

2015年度の過去勤務費用には、以下が含まれている。

- ・ 2015年6月30日にEDFおよびENGIEが署名した、エネルギーの形態で従業員に現物給付を行う報酬制度に関する契約による収益287百万ユーロ。この契約により当グループが対象とする受給者の契約上の人数が変更された。
- ・ 給付制度の変更を受けてEDF Energyが認識した収益154百万ユーロ。EDF Energyの確定給付年金制度は現在、基準値を超える年金支給額について限度額を設けている。
- ・ 退職した従業員に関する死亡給付の限度額に関連した当グループの債務の減少67百万ユーロ。2015年度の社会保障財源に関する2014年12月22日付法律および2015年2月24日付政令2015-209により、フランスの通常制度に一律の尺度による死亡給付が導入され、2015年11月25日付政令2015-1536によりIEG産業にも適用された。

31.1.3 事業セグメントごとの従業員給付純債務

(単位：百万ユーロ)	フランス	英国	イタリア	その他国外	その他事業	合計
2014年12月31日現在債務	33,792	8,253	53	130	388	42,616
2015年度純費用	1,088	458	5	4	14	1,569
数理計算上の損益	(1,134)	(332)	(3)	(7)	(14)	(1,490)
従業員による拠出	-	4	-	-	-	4
給付支払額	(1,323)	(276)	(3)	(11)	(18)	(1,631)
換算調整	-	507	-	-	-	507
連結範囲の変更	-	-	-	-	8	8
その他の変動	-	-	(8)	-	(8)	(16)
2015年12月31日現在債務	32,423	8,614	44	116	370	41,567
制度資産の公正価値	(10,484)	(8,505)	-	(62)	(24)	(19,075)
2015年12月31日現在従業員給付純債務	21,939	109	44	54	346	22,492
このうち：						
従業員給付引当金	21,939	161	44	54	346	22,544
非流動金融資産	-	(52)	-	-	-	(52)

(単位：百万ユーロ)	フランス	英国	イタリア	その他国外	その他事業	合計
2014年12月31日現在債務	33,792	8,253	53	130	388	42,616
制度資産の公正価値	(10,421)	(7,990)	-	(56)	(31)	(18,498)
2014年12月31日現在従業員給付引当金	23,371	263	53	74	357	24,118

31.2 フランス

「フランス」セグメントは主にEDFおよびERDFから構成されている。これらの会社のほぼ全員の従業員は、注記1.3.22に記載するように、特別年金制度およびその他のIEG給付を含む、IEG従業員としての地位による恩恵を受けている。

31.2.1 引当金の変動の明細

(単位：百万ユーロ)	債務	制度資産	貸借対照表上の引当金
2014年12月31日現在残高	33,792	(10,421)	23,371
2015年度純費用	1,088	(229)	859
数理計算上の損益	(1,134)	158	(976)
基金への拠出	-	(376)	(376)
給付支払額	(1,323)	384	(939)
2015年12月31日現在残高	32,423	(10,484)	21,939

31.2.2 雇用後および長期従業員給付費用

(単位：百万ユーロ)	2015年度	2014年度
当期勤務費用	(726)	(546)
過去勤務費用(1)	355	55
数理計算上の損益－長期給付	21	(244)
営業費用として計上された純費用	(350)	(735)
利息費用（割引の影響）	(738)	(943)
制度資産の運用収益	229	296
金融損益に含まれた純利息費用	(509)	(647)
損益計算書に計上された従業員給付費用	(859)	(1,382)
数理計算上の損益－雇用後給付	1,134	(6,304)
制度資産に係る数理計算上の損益	(158)	1,671
数理計算上の損益	976	(4,633)
自己資本に直入された従業員給付に係る損益	976	(4,633)

(1) 2015年6月30日付のEDFとENGIEの契約に関連した287百万ユーロ、および一律の尺度による死亡給付の導入に関連した67百万ユーロを含む（注記31.1.2を参照）。

雇用後給付に係る数理計算上の損益の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2015年度	2014年度
実績による調整	358	244
人口統計上の仮定の変更	35	-
財務上の仮定の変更(1)	762	(6,792)
債務に係る数理計算上の損益	1,155	(6,548)
このうち：		
－雇用後給付に係る数理計算上の損益	1,134	(6,304)
－長期給付に係る数理計算上の損益	21	(244)

(1) 財務上の仮定は主に、割引率、インフレ率および昇給率である。

2015年度中に生じた債務に係る数理計算上の損益は1,155百万ユーロであり、主に以下に起因している。

- ・ 財務上の仮定の変更（特に割引率およびインフレ率の変更）。
- ・ 2015年10月30日付のAGIRC-ARRCO合意への署名。これにより、当グループの2015年12月31日現在の従業員給付債務は10億ユーロ増加した（注記4.6を参照）。

2014年度の債務に係る数理計算上の損益は(6,548)百万ユーロであり、主に財務上の仮定の変更（特に割引率の仮定値の低下および電力またはガスの形態による現物給付の評価に関する仮定の変更）による影響に関連していた。

31.2.3 性質別の従業員給付引当金

2015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
2015年12月31日現在の雇用後給付引当金	31,037	(10,484)	20,553
内訳：			
年金	22,926	(9,740)	13,186
現物給付（電力／ガス）	6,078	-	6,078
退職慰労金	880	(729)	151
その他	1,153	(15)	1,138
2015年12月31日現在のその他の長期従業員給付引当金	1,386	-	1,386
内訳：			
業務上の事故および疾病ならびに傷病による年金	1,191	-	1,191
長期勤続報奨	165	-	165
その他	30	-	30
2015年12月31日現在の従業員給付引当金	32,423	(10,484)	21,939

2014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
2014年12月31日現在の雇用後給付引当金	32,310	(10,421)	21,889
内訳：			
年金	23,504	(9,683)	13,821
現物給付（電力／ガス）	6,752	-	6,752
退職慰労金	916	(724)	192
その他	1,138	(14)	1,124
2014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
内訳：			
業務上の事故および疾病ならびに傷病による年金	1,278	-	1,278
長期勤続報奨	170	-	170
その他	34	-	34
2014年12月31日現在の従業員給付引当金	33,792	(10,421)	23,371

31.2.4 債務の受給者別の内訳

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
現職従業員	19,313	20,452
退職者	13,110	13,340
債務	32,423	33,792

31.2.5 制度資産

2015年12月31日現在のフランスに係るこれらの資産は10,484百万ユーロ（2014年12月31日現在10,421百万ユーロ）であり、退職慰労金（目標カバー率100%）および特別年金制度の特定給付に関係している。この資産は保険契約から構成されており、そのリスク・プロファイルは以下の通りである。

- ・ ヘッジ区分に70%。債券から成り、金利の変動による債務の変動を複製するよう設計されている。
- ・ 成長資産区分に30%。国際的株式から成る。

この資産の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
制度資産	10,484	10,421
特別年金給付向け資産	9,740	9,683
(%)		
上場資本性金融商品（株式）	30%	29%
上場負債商品（債券）	70%	71%
退職慰労金向け資産	729	724
(%)		
上場資本性金融商品（株式）	31%	31%
上場負債商品（債券）	69%	69%
その他の制度資産	15	14

2015年12月31日現在、制度資産の一部として保有する株式の配分は以下の通りであった。

- ・ 合計の約50%は北米会社の株式
- ・ 合計の約25%は欧州会社の株式
- ・ 合計の約25%はアジア太平洋地域および新興国の会社の株式

この配分は2014年12月31日現在の配分とほぼ同一である。

2015年12月31日現在、制度資産の一部として保有する債券の配分は以下の通りであった。

- ・ 合計の約85%はAAAおよびAA格付の債券
- ・ 合計の約15%はA、BBBおよびその他の格付の債券

債券の約80%はユーロ圏の国が発行したソブリン債であり、残りは主に金融会社および非金融会社が発行した債券から成る。

この配分は2014年12月31日現在の配分とほぼ同一である。

31.2.6 将来キャッシュ・フロー

将来の従業員給付に関連したキャッシュ・フローは以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	期末の経済状況における キャッシュ・フロー	引当金の対象と される額（現在価値）
1年未満	1,483	1,468
1－5年	5,964	5,539
5－10年	6,329	5,252
10年超	43,145	20,164
従業員給付に関連したキャッシュ・フロー	56,921	32,423

2015年12月31日現在、フランスの従業員給付コミットメントの平均期間は17.8年であった。

31.2.7 数理計算上の仮定

(%)	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
割引率／資産の運用収益率	2.40%	2.20%
インフレ率	1.60%	1.70%
昇給率(1)	1.70%	1.70%

(1)インフレ率を除く。

フランスでは、従業員給付債務に使用される割引率は、当該債務に起因する将来の支払に対応する満期までの期間に基づいて、優良社債の利回りを適用して決定されている。

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、2015年12月31日現在の割引率を2.40%に設定している。

従業員給付引当金の算定に使用されるインフレ率は、内部的に決定された期間毎のインフレ曲線から算出されている。これは、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ており、これによる2015年12月31日現在のインフレ率は、平均1.60%である。

31.2.8 感応度分析

債務金額に係る感応度分析は以下の通りである。

(単位：％)	2015年12月31日現在
割引率の25ベシス・ポイント増減の影響	-4.3%/+4.7%
昇給率の25ベシス・ポイント増減の影響	+3.0%/-3.0%
インフレ率の25ベシス・ポイント増減の影響	+4.7%/-4.4%

31.3 英国

「英国」セグメントは主にEDF Energyから構成されており、その主要な従業員給付は注記1.3.22に記載されている。

31.3.1 純債務の変動の明細

(単位：百万ユーロ)	債務	制度資産	純債務
2014年12月31日現在残高	8,253	(7,990)	263
2015年度純費用	458	(307)	151
数理計算上の損益	(332)	336	4
雇用主による拠出	-	(326)	(326)
従業員による拠出	4	(4)	-
給付支払額	(276)	276	-
換算調整	507	(490)	17
2015年12月31日現在残高	8,614	(8,505)	109
このうち：			
従業員給付引当金			161
非流動金融資産			(52)

31.3.2 雇用後給付費用および長期従業員給付費用

(単位：百万ユーロ)	2015年度	2014年度
当期勤務費用	(290)	(227)
過去勤務費用(1)	154	(6)
数理計算上の損益－長期給付	-	-
営業費用として計上された純費用	(136)	(233)
利息費用（割引の影響）	(322)	(316)
制度資産の運用収益	307	294
金融損益に含まれた純利息費用	(15)	(22)
損益計算書に計上された従業員給付費用	(151)	(255)
数理計算上の損益－雇用後給付	332	(716)
制度資産に係る数理計算上の損益	(336)	808
数理計算上の損益	(4)	92
換算調整	(17)	(23)
自己資本に直入された従業員給付に係る損益	(21)	69

(1) EDF Energyが導入した年金支給額の限度額に関連した154百万ユーロを含む（注記31.1.2を参照）。

31.3.3 債務の受給者別の内訳

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
現職従業員	5,443	5,013
退職者	3,171	3,240
債務	8,614	8,253

31.3.4 制度資産

英国における年金債務は、2015年12月31日現在における現在価値が8,505百万ユーロ（2014年12月31日現在7,990百万ユーロ）である外部基金によって一部カバーされている。

この基金で適用されている投資戦略は、負債主導型の投資戦略である。成長型とバック・ツー・バック型の間の配分は、受託者により少なくとも毎回の数理計算上の評価後に定期的に見直され、必要な目標カバー水準を達成するように基金の全体的な投資戦略の一貫性を確保している。

この資産の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
BEGG年金基金	6,853	6,560
EEGSG年金基金	982	892
EEPS年金基金	670	538
制度資産	8,505	7,990
(%)		
上場資本性金融商品（株式）	34%	35%
上場負債商品（債券）	42%	47%
不動産	7%	6%
現金および現金同等物	2%	1%
その他	15%	11%

2015年12月31日現在、制度資産の一部として保有する株式の配分は以下の通りであった。

- ・ 合計の約30%は北米会社の株式
- ・ 合計の約40%は欧州会社の株式
- ・ 合計の約30%はアジア太平洋地域および新興国の会社の株式

この配分は2014年12月31日現在の配分とほぼ同一である。

2015年12月31日現在、制度資産の一部として保有する債券の配分は以下の通りであった。

- ・ 合計の約55%はAAAおよびAA格付の債券
- ・ 合計の約45%はA、BBBおよびその他の格付の債券

これらの全債券の約55%は主に英国が発行したソブリン債であり、残りは主に金融会社および非金融会社が発行した債券から成る。

31.3.5 将来キャッシュ・フロー

将来の従業員給付に関連したキャッシュ・フローは以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	期末の経済状況における キャッシュ・フロー	引当金の対象と される額（現在価値）
1年未満	304	298
1－5年	1,478	1,314
5－10年	2,598	1,947
10年超	13,968	5,055
従業員給付に関連したキャッシュ・フロー	18,348	8,614

2016年度の基金拠出額は、約300百万ユーロと見積もられている。

2015年12月31日現在、英国の基金の加重平均期間は19.4年である。

31.3.6 数理計算上の仮定

(単位：％)	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
割引率／資産の運用収益率	3.85%	3.60%
インフレ率	3.10%	3.10%
昇給率	3.10%	3.10%

英国では、従業員給付債務に使用される割引率は、当該債務に起因する将来の支払に対応する満期までの期間に基づいて、優良非金融会社債の利回りを適用して決定されている。

31.3.7 感応度分析

債務金額に係る感応度分析は以下の通りである。

(単位：％)	2015年12月31日現在
割引率の25ベース・ポイント増減の影響	-4.6%/+4.8%
昇給率の25ベース・ポイント増減の影響	+0.6%/-0.7%
インフレ率の25ベース・ポイント増減の影響	+4.4%/-4.4%

注記32. その他の引当金

その他の引当金の変動は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2014年 12月31日 現在	増 加	減 少		範囲の 変更	その他の 変動	2015年 12月31日 現在
			使用	戻入			
投資関連リスク引当金	360	99	(44)	-	-	16	431
税金負債引当金	584	142	(179)	(58)	-	(5)	484
訴訟引当金	533	103	(44)	(42)	1	-	551
不利契約引当金	159	157	(29)	(4)	1	-	284
環境計画関連引当金 ⁽¹⁾	952	910	(987)	(1)	-	43	917
その他の引当金	1,490	599	(318)	(61)	37	38	1,785
合計	4,078	2,010	(1,601)	(166)	39	92	4,452

(1) 環境計画関連引当金には温室効果ガス排出権および再生可能エネルギー証書に対する引当金が含まれている（注記49を参照）。

注記33. フランスの公共配電特別委譲負債

既存資産および取替予定資産のための特別委譲負債の変動は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
資産の現物評価額	45,346	44,183
事業者による供与資金の未償却分	(22,287)	(21,599)
既存資産に対する権利—純額	23,059	22,584
委譲者による供与資金の償却	12,047	11,586
更新引当金	9,976	10,176
取替予定資産に対する権利	22,023	21,762
フランスの公共配電特別委譲負債	45,082	44,346

注記34. 営業債務

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
営業債務（EDF Tradingを除く）	10,428	11,151
営業債務（EDF Trading）	2,856	3,713
営業債務	13,284	14,864

当グループは、リバース・ファクタリング・プログラムを有している。これにより供給業者は、自らの意思で、EDFに対する受取債権をファクタリング会社に譲渡することができる。

当グループにとっては、このプログラムは、供給業者がEDFに対して保有する受取債権の実体および特性に何の変更ももたらさない。特に、一連の営業キャッシュ・フローに影響を与えない。従って、関連する債務は当グループの財務諸表上「営業債務」に含まれている。

注記35. その他の負債

その他の負債の明細は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
前受金および未成業務受入金	7,618	7,283
有形固定資産関連負債	3,331	3,647
税金負債	6,316	5,910
社会保障費	3,795	3,574
長期契約に係る繰延収益	3,586	3,762
その他の繰延収益	735	763
その他	3,367	3,069
その他の負債	28,748	28,008
非流動部分	5,126	4,956
流動部分	23,622	23,052

35.1 前受金および未成業務受入金

2015年12月31日現在、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6,682百万ユーロを含んでいる（2014年12月31日現在6,340百万ユーロ）。2015年度の増加は、主にこの方法による支払いを選択する顧客によるものである。

35.2 税金負債

2015年12月31日現在、税金負債には、主に、供給済であるが未請求のエネルギーについてEDFが集金するCSPE収益1,258百万ユーロが含まれている（2014年12月31日現在1,122百万ユーロ）。

35.3 長期契約に係る繰延収益

2015年12月31日現在のEDFの長期契約に係る繰延収益には、原子力発電所資金調達計画に基づくEDFに対するパートナー前渡金1,874百万ユーロ（2014年12月31日現在1,989百万ユーロ）が含まれている。

長期契約に係る繰延収益にはまた、Exeltiumコンソーシアムとの契約に基づき2010年度にEDFグループに支払われた前渡金が含まれている。この前渡金は、契約期間にわたり段階的に損益計算書に振り替えられている。

[次へ](#)

金融資産および負債

注記36. 流動および非流動金融資産

36.1 流動および非流動金融資産の内訳

流動および非流動金融資産の内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在			2014年12月31日現在		
	流動	非流動	合計	流動	非流動	合計
損益を経由して公正価値で評価される金融資産	4,973	-	4,973	4,194	-	4,194
売却可能金融資産	18,374	15,959	34,333	13,474	15,953	29,427
ヘッジ・デリバティブの正の公正価値	1,716	4,322	6,038	1,519	3,349	4,868
貸付金および金融債権	1,956	14,957	16,913	1,565	14,183	15,748
流動および非流動金融資産(1)	27,019	35,238	62,257	20,752	33,485	54,237

(1) 2015年12月31日現在、(558)百万ユーロの減損を含む(2014年12月31日現在(373)百万ユーロ)。

36.2 金融資産の明細

36.2.1 公正価値で評価され、公正価値の変動が利益に含まれる金融資産

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
売買目的デリバティブの正の公正価値	4,973	4,194
売買目的保有金融資産の公正価値	-	-
公正価値で評価され、公正価値の変動が利益に含まれる金融資産	4,973	4,194

公正価値で評価され、公正価値の変動が利益に含まれる金融資産は主にEDF Tradingに関係する。

36.2.2 売却可能金融資産

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在			2014年12月31日現在		
	株式(1)	債券	合計	株式(1)	債券	合計
EDFの専用資産	8,227	6,976	15,203	8,301	7,064	15,365
流動性の高い資産	3,942	14,199	18,141	1,774	11,216	12,990
その他の有価証券	941	48	989	987	85	1,072
売却可能金融資産	13,110	21,223	34,333	11,062	18,365	29,427

(1) 株式または投資ファンド。

売却可能金融資産の期中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)	2015年度		2014年度	
	自己資本に計上された公正価値の変動総額(1)	利益に振替られた公正価値の変動総額(2)	自己資本に計上された公正価値の変動総額(1)	利益に振替られた公正価値の変動総額(2)
EDFの専用資産	530	1,118	1,439	976
流動性の高い資産	(108)	44	223	68
その他の有価証券	(40)	(77)	(83)	-
売却可能金融資産(3)	382	1,085	1,579	1,044

(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。

2015年度および2014年度に自己資本（EDF持分）に含めた公正価値の変動総額は主にEDFに関係している。

2015年度に計上された重要な減損はなかった。

36.2.2.1 専用資産

EDFの専用資産に含まれる分散化された債券投資および株式は「売却可能金融資産」として計上されている。専用資産に関する全体的な管理方針は注記47に記載されている。

36.2.2.2 流動性の高い資産

流動性の高い資産は、当初の満期3か月超で、容易に換金でき、流動性重視の方針に従って運用される、ファンドまたは利付証券からなる金融資産である。

流動性の高い資産に含まれるEDFのマネーマーケットファンドは2015年12月31日現在3,490百万ユーロ（2014年12月31日現在1,595百万ユーロ）である。

36.3 貸付金および金融債権

貸付金および金融債権は償却原価で計上されている。

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
貸付金および金融債権－NLF向け債権	9,061	8,617
貸付金および金融債権－CSPE	5,875	5,144
貸付金および金融債権－その他	1,977	1,987
貸付金および金融債権	16,913	15,748

貸付金および金融債権には、以下が含まれている。

- ・ 2015年12月31日現在総額9,061百万ユーロ（2014年12月31日現在8,617百万ユーロ）の原子力長期債務の填補のためのNLFおよび英国政府からの払戻債権を示す金額（対象となる引当金と同じ割引率による割引後）。
- ・ 2012年12月31日現在のCSPE不足額および当グループが当該不足額を負担することによるコストに相当する債権に、2016年1月26日に受け取った政府書簡に準拠した2013年度から2015年度の間に生じた追加の不足額（644百万ユーロ）を加算した額（注記4.3を参照）。
- ・ 2015年12月31日現在670百万ユーロのEDFのRTEへの貸付金（2014年12月31日現在からの変動はない）。

36.4 デリバティブを除く金融資産の変動

金融資産の変動は、以下の通りである。

36.4.1 2015年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	2014年 12月31日 現在	純増加	公正価値 の変動	割引の 影響	範囲の 変更	換算調整	その他	2015年 12月31日 現在
売却可能金融資産	29,427	4,436	475	-	(4)	8	(9)	34,333
貸付金および金融債権	15,748	(364)	-	252	64	563	650	16,913

貸付金および金融債権の「その他」の変動は、CSPE債権の再分類による影響644百万ユーロを含む（注記36.3を参照）。

36.4.2 2014年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	2013年 12月31日 現在	純増加	公正価値 の変動	割引の 影響	範囲の 変更	換算調整	その他	2014年 12月31日 現在
売却可能金融資産	27,934	(151)	1,599	-	(1)	(2)	48	29,427
貸付金および金融債権	14,815	(270)	-	384	201	577	41	15,748

注記37. 現金および現金同等物

現金および現金同等物は、手元現金および銀行預金ならびにマネーマーケット商品への投資から構成される。キャッシュ・フロー計算書上の現金および現金同等物は、貸借対照表に計上された以下の金額を含む。

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
現金	3,263	3,037
現金同等物(1)	904	1,649
金融当座勘定	15	15
現金および現金同等物	4,182	4,701

(1) 2015年12月31日現在、公正価値で計上されている項目は896百万ユーロである（2014年12月31日現在1,635百万ユーロ）。

注記38. 流動および非流動金融負債

38.1 流動および非流動金融負債の内訳

流動および非流動金融負債の内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在			2014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	52,684	11,499	64,183	46,537	9,115	55,652
売買目的デリバティブの負の公正価値	-	4,001	4,001	-	2,855	2,855
ヘッジ・デリバティブの負の公正価値	1,475	1,973	3,448	737	2,214	2,951
金融負債	54,159	17,473	71,632	47,274	14,184	61,458

38.2 借入金およびその他の金融負債

38.2.1 借入金およびその他の金融負債の変動

(単位：百万ユーロ)	社債	金融機関からの借入金	その他の金融負債	ファイナンス・リース資産関連債務	未払利息	合計
2014年12月31日現在残高	43,584	3,768	6,561	491	1,248	55,652
増加	5,460	206	3,767	-	100	9,533
減少	(1,982)	(527)	(428)	(43)	(67)	(3,047)
換算調整	750	76	88	-	1	915
連結範囲の変更	-	61	(71)	5	1	(4)
公正価値の変動	722	-	419	3	-	1,144
その他の変動	4	2	(22)	(11)	17	(10)
2015年12月31日現在残高	48,538	3,586	10,314	445	1,300	64,183

当グループの主な企業の借入金およびその他の金融負債は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
EDFおよびその他の関連子会社(1)	52,351	42,526
EDF Energy(2)	4,983	4,898
EDF Énergies Nouvelles	4,396	4,060
Edison(3)	1,568	2,349
その他	885	1,819
借入金およびその他の金融負債	64,183	55,652

- (1) *ERDF、EDF PEI、EDF International、EDF Holding SAS、C3およびEDF Investissements Groupe。*
 (2) 持株会社を含む。
 (3) *Edison*からは*TdE SpA*が除かれている。

2015年12月31日現在、これらの企業に債務不履行はなかった。

2015年12月31日現在における当グループの主要な借入は、以下の通りである。

借入の種類 (単位：百万通貨単位)	企業	発行日 月/年(1)	満期 月/年	発行金額	通貨	利率
ユーロMTN	EDF	10/2001	10/2016	1,100	ユーロ	5.50%
社債	EDF	01/2014	01/2017	1,000	米ドル	1.15%
ユーロMTN	EDF	02/2008	02/2018	1,500	ユーロ	5.00%
社債	EDF	01/2009	01/2019	2,000	米ドル	6.50%
社債	EDF	01/2014	01/2019	1,250	米ドル	2.15%
社債	EDF	01/2010	01/2020	1,400	米ドル	4.60%
社債	EDF	10/2015	10/2020	1,500	米ドル	2.35%
ユーロMTN	EDF	05/2008	05/2020	1,200	ユーロ	5.38%
ユーロMTN	EDF	01/2009	01/2021	2,000	ユーロ	6.25%
ユーロMTN (グリーン債)	EDF	11/2013	04/2021	1,400	ユーロ	2.25%
ユーロMTN	EDF	01/2012	01/2022	2,000	ユーロ	3.88%
ユーロMTN	EDF	09/2012	03/2023	2,000	ユーロ	2.75%
ユーロMTN	EDF	09/2009	09/2024	2,500	ユーロ	4.63%
ユーロMTN	EDF	11/2010	11/2025	750	ユーロ	4.00%
社債 (グリーン債)	EDF	10/2015	10/2025	1,250	米ドル	3.63%
ユーロMTN	EDF	03/2012	03/2027	1,000	ユーロ	4.13%
ユーロMTN	EDF	04/2010	04/2030	1,500	ユーロ	4.63%
ユーロMTN	EDF	07/2001	07/2031	650	英ポンド	5.88%
ユーロMTN	EDF	02/2003	02/2033	850	ユーロ	5.63%
ユーロMTN	EDF	06/2009	06/2034	1,500	英ポンド	6.13%
社債	EDF	01/2009	01/2039	1,750	米ドル	6.95%
ユーロMTN	EDF	11/2010	11/2040	750	ユーロ	4.50%
ユーロMTN	EDF	10/2011	10/2041	1,250	英ポンド	5.50%
社債	EDF	01/2014	01/2044	1,000	米ドル	4.88%
社債	EDF	10/2015	10/2045	1,500	米ドル	4.75%
社債	EDF	10/2015	10/2045	1,150	米ドル	4.95%
ユーロMTN	EDF	09/2010	09/2050	1,000	英ポンド	5.13%
社債	EDF	01/2014	01/2114	1,350	英ポンド	6.00%

(1) 資金受領日。

2015年9月25日の台湾市場における優先「フォルモサ債」発行に続き、2015年10月8日にEDFは、米ドル建の数本のトランシェの優先債を発行した（注記3.4を参照）。

2015年12月31日現在、EDFのEMTN（ユーロ・ミディアム・ターム・ノート）プログラムの上限である、当該プログラムに基づく債務の発行可能額の総額は、450億ユーロである。

38.2.2 借入金およびその他の金融負債の満期

2015年12月31日現在：

(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	ファイナン ス・リース 資産関連 債務	未払利息	合計
1年未満	1,455	1,546	7,329	53	1,116	11,499
1年から5年	11,577	679	1,904	180	42	14,382
5年超	35,506	1,361	1,081	212	142	38,302
2015年12月31日現在借入金 およびその他の金融負債	48,538	3,586	10,314	445	1,300	64,183

2014年12月31日現在：

(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	ファイナン ス・リース 資産関連 債務	未払利息	合計
1年未満	2,006	1,095	4,862	46	1,106	9,115
1年から5年	8,624	1,345	1,295	185	25	11,474
5年超	32,954	1,328	404	260	117	35,063
2014年12月31日現在借入金 およびその他の金融負債	43,584	3,768	6,561	491	1,248	55,652

38.2.3 借入金およびその他の金融負債の通貨別内訳

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在			2014年12月31日現在		
	当初の 負債構造	ヘッジ手段 の影響 ⁽¹⁾	ヘッジ後の 負債構造	当初の 負債構造	ヘッジ手段 の影響 ⁽¹⁾	ヘッジ後の 負債構造
ユーロ	31,731	16,731	48,462	30,110	7,647	37,757
米ドル	19,137	(17,250)	1,887	12,948	(10,073)	2,875
英ポンド	11,677	382	12,059	11,095	1,939	13,034
その他	1,638	137	1,775	1,499	487	1,986
借入金およびその他の 金融負債	64,183	-	64,183	55,652	-	55,652

(1) 負債および在外子会社の純資産のヘッジ。

38.2.4 借入金およびその他の金融負債の金利種類別内訳

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在			2014年12月31日現在		
	当初の 負債構造	デリバティブ の影響	最終的な 負債構造	当初の 負債構造	デリバティブ の影響	最終的な 負債構造
固定金利	56,840	(22,261)	34,579	48,795	(15,377)	33,418
変動金利	7,343	22,261	29,604	6,857	15,377	22,234
借入金およびその他の 金融負債	64,183	-	64,183	55,652	-	55,652

借入金およびその他の金融負債の金利別の内訳には、IAS第39号に準拠してヘッジとして分類されたすべてのデリバティブの影響額が含まれている。

EDFグループの固定金利借入金の大部分は、スワップにより変動金利に変換されている。

38.2.5 与信枠

2015年12月31日現在、当グループは、多様な銀行との間に総額11,380百万ユーロ（2014年12月31日現在10,756百万ユーロ）の未使用の与信枠がある。

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在				2014年12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1年－5年	5年超	
確認与信枠	11,380	837	10,543	-	10,756

38.2.6 早期償還条項

グループ外からのEDF Énergies Nouvellesへのプロジェクト・ファイナンス貸付は、一般に、早期償還条項を含んでいる。この条項は、主に借手が最低の借入償還余裕率（DSCR）を維持できない場合に適用される。通常、早期償還条項は、この比率が1を下回った時に有効となる。

2015年度には、グループ企業が貸付に関連する契約条項に違反したことによる早期償還はなかった。

38.3 純負債額

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

純負債額は、2010年12月31日から持分法によって会計処理されているRTEへの当グループによる貸付金を含んでいる。

(単位：百万ユーロ)	注記	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
借入金およびその他の金融負債	38.2.1	64,183	55,652
負債のヘッジに使用されたデリバティブ	41	(3,795)	(3,083)
現金および現金同等物	37	(4,182)	(4,701)
売却可能金融資産－流動性の高い資産	36.2.2	(18,141)	(12,990)
RTEへの貸付金	36.3	(670)	(670)
純負債額		37,395	34,208

注記39. 金融資産および負債に関するその他の情報

39.1 金融商品の公正価値

以下の表は、貸借対照表に計上されている金融資産および負債のレベル別の内訳である。

39.1.1 2015年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	貸借対照表 計上額	公正価値	レベル1 無調整の 相場価格	レベル2 観察可能な データ	レベル3 観察不能な データ
公正価値で評価され、公正価値の変動が利益 に含まれる金融資産(1)	4,973	4,973	427	4,439	107
売却可能金融資産	34,333	34,333	1,676	32,032	625
ヘッジ・デリバティブの正の公正価値	6,038	6,038	31	6,007	-
公正価値で計上される現金同等物	896	896	113	783	-
貸借対照表上、公正価値で評価される金融資産	46,240	46,240	2,247	43,261	732
貸付金および金融債権－NLF向け債権	9,061	9,061	-	9,061	-
貸付金および金融債権－CSPE	5,875	5,875	-	5,875	-
その他の貸付金および金融債権	1,977	2,008	-	2,008	-
償却原価で計上されている金融資産	16,913	16,944	-	16,944	-
ヘッジ・デリバティブの負の公正価値	3,448	3,448	161	3,285	2
売買目的デリバティブの負の公正価値	4,001	4,001	390	3,516	95
貸借対照表上、公正価値で評価される金融負債	7,449	7,449	551	6,801	97
借入金およびその他の金融負債(2)	64,183	69,815	-	69,815	-
償却原価で計上されている金融負債	64,183	69,815	-	69,815	-

(1) 売買目的デリバティブの正の公正価値4,973百万ユーロを含む。

(2) 借入金およびその他の金融負債は、貸借対照表上、償却原価で計上され、公正価値ヘッジの対象リスクに係る公正価値の変動について調整されている。

レベル3の売却可能金融資産は、主に取得原価で計上される非連結投資である。

現金同等物は、主に譲渡性負債商品および短期投資の形態のものであり、通常、金利カーブ（そのため観察可能な市場データとなる）を使用して評価されている。

39.1.2 2014年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	貸借対照表 計上額	公正価値	レベル1 無調整の 相場価格	レベル2 観察可能な データ	レベル3 観察不能な データ
公正価値で評価され、公正価値の変動が利益 に含まれる金融資産(1)	4,194	4,194	352	3,754	88
売却可能金融資産	29,427	29,427	1,147	27,265	1,015
ヘッジ・デリバティブの正の公正価値	4,868	4,868	21	4,847	-
公正価値で計上される現金同等物	1,635	1,635	105	1,530	-
貸借対照表上、公正価値で評価される金融資産	40,124	40,124	1,625	37,396	1,103
貸付金および金融債権—NLF向け債権	8,617	8,617	-	8,617	-
貸付金および金融債権—CSPE	5,144	5,144	-	5,144	-
その他の貸付金および金融債権	1,987	2,071	-	2,071	-
償却原価で計上されている金融資産	15,748	15,832	-	15,832	-
ヘッジ・デリバティブの負の公正価値	2,951	2,951	20	2,929	2
売買目的デリバティブの負の公正価値	2,855	2,855	272	2,518	65
貸借対照表上、公正価値で評価される金融負債	5,806	5,806	292	5,447	67
借入金およびその他の金融負債(2)	55,652	63,460	-	63,460	-
償却原価で計上されている金融負債	55,652	63,460	-	63,460	-

(1) 売買目的デリバティブの正の公正価値4,194百万ユーロを含む。

(2) 借入金およびその他の金融負債は、貸借対照表上、償却原価で計上され、公正価値ヘッジの対象リスクに係る公正価値の変動について調整されている。

39.2 金融資産および負債の相殺

39.2.1 2015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	金融商品の 公正 価値	金融担保の 公正 価値	純額
デリバティブの公正価値 —資産	11,011	2,925	13,290	(5,204)	8,086	(1,695)	(2,142)	4,249
デリバティブの公正価値 —負債	(7,449)	(2,391)	(10,262)	5,204	(5,058)	1,695	58	(3,305)

39.2.2 2014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	9,062	594	12,764	(4,296)	8,468	(1,522)	(1,307)	5,639
デリバティブの公正価値 －負債	(5,806)	(721)	(9,381)	4,296	(5,085)	1,522	238	(3,325)

注記40. 市場リスクおよび相手先リスクの管理

世界的なエネルギー産業における事業者として、EDFグループは、金融市場リスク、エネルギー市場リスクおよび相手先リスクにさらされている。これらのリスクはすべて財務諸表にボラティリティを生じさせる可能性がある。

- 金融市場リスク

当グループがさらされている主な金融市場リスクは、流動性リスク、外国為替リスク、金利リスクおよび株式リスクである。

当グループの流動性リスク管理の目的は、最も有利なコストで資金を求め、常に確実に利用可能にすることである。

外国為替リスクは当グループの事業および地域の分散に関係するもので、為替レートの変動に対するエクスポージャーから生じる。これらの変動によって、当グループの換算差額、貸借対照表項目、金融費用、自己資本および純利益が影響を受ける可能性がある。

金利リスクは、当グループが投資した資産の価額、引当金によって填補される負債または金融費用に影響を与える可能性のある金利変動リスクに対するエクスポージャーから生じる。

当グループは、特に、長期原子力コミットメントの財源確保のために保有する専用資産ポートフォリオ、外部の年金基金、またこれらより少ない程度で、現金資産および直接保有投資を通じて、株式リスクにさらされている。

これらのリスクに関するより詳細な説明については、届出書類のセクション5.1.6.1「財務情報－財務リスクの管理とコントロール」（訳者注：原文の書類のセクションである。以下同じ。）を参照。

- エネルギー市場リスク

最終顧客市場の開設、卸売市場の発展および国外事業の拡大に伴い、EDFグループは、発電および供給業務を通じて、主に欧州の、非規制エネルギー市場で活動している。これにより当グループは、財務諸表に重要な影響を与える可能性のある、エネルギー（電力、ガス、石炭、石油製品）卸売市場および二酸化炭素排出枠市場に係る価格変動にさらされている。

これらのリスクに関するより詳細な説明については、届出書類のセクション5.1.6.2「財務情報－エネルギー市場リスクの管理とコントロール」を参照。

- 相手先リスク

相手先リスクは、契約相手方がデフォルトを起こして約定債務を履行できない場合にEDFグループがその事業および市場取引についてこうむる損失総額と定義される。

これらのリスクに関するより詳細な説明については、届出書類のセクション5.1.6.1.7「財務情報－契約相手方/信用リスクの管理とコントロール」を参照。

相手先リスクのもう一つの構成要素である顧客リスクに関して、期日未到来および期日経過債権の明細が注記25に示されている。

IFRS第7号が要求する感応度分析は届出書類のセクション5.1.6.1「財務情報－金融リスクの管理とコントロール」を参照。

- ・ 外国為替リスク：セクション5.1.6.1.3。
- ・ 金利リスク：セクション5.1.6.1.4。
- ・ 金融資産に係る株式リスク：セクション5.1.6.1.5および5.1.6.1.6。

金融資産および金融負債に関する主要な情報は以下の注記およびセクションにおいてテーマ毎に記載されている。

- ・ 流動性リスク
 - － 借入金およびその他の金融負債の満期：連結財務諸表に対する注記38.2.2。
 - － 与信枠：連結財務諸表に対する注記38.2.5。
 - － 借入金の早期償還条項：連結財務諸表に対する注記38.2.6。
 - － オフバランスシート・コミットメント：連結財務諸表に対する注記44。
- ・ 外国為替リスク
 - － 借入金の通貨および金利種類別内訳：連結財務諸表に対する注記38.2.3および38.2.4。
- ・ 株式リスク（届出書類のセクション5.1.6.1.5および5.1.6.1.6「財務情報－株式リスクの管理/EDFの専用資産ポートフォリオの金融リスクの管理」）
 - － 原子力債務のカバレッジ：連結財務諸表に対する注記47および29.1.5。
 - － 従業員給付債務：連結財務諸表に対する注記31.2.5および31.3.4。
 - － 長期現金管理。
 - － 直接投資。
- ・ 金利リスク
 - － 原子力引当金の割引率：計算方法および感応度：連結財務諸表に対する注記29.1.5.1。
 - － 従業員給付に使用される割引率：連結財務諸表に対する注記31.2.7および31.3.6。
 - － 借入金の通貨および金利別内訳：連結財務諸表に対する注記38.2.3および38.2.4。
- ・ 金融リスクおよび市場リスクの貸借対照表上の取り扱い
 - － デリバティブおよびヘッジ会計：連結財務諸表に対する注記41および自己資本変動計算書。
 - － ヘッジとして分類されていないデリバティブ：連結財務諸表に対する注記42。

注記41. デリバティブおよびヘッジ会計

ヘッジ会計はIAS第39号に準拠して適用されている。これに関係するのは、長期負債をヘッジするために使用される金利デリバティブ、在外純投資および外貨建債務をヘッジするために使用される通貨デリバティブ、ならびに、将来キャッシュ・フローをヘッジするために使用される通貨およびコモディティ・デリバティブである。

貸借対照表で報告されているヘッジ・デリバティブの公正価値の内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	注記	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
ヘッジ・デリバティブの正の公正価値	36.1	6,038	4,868
ヘッジ・デリバティブの負の公正価値	38.1	(3,448)	(2,951)
ヘッジ・デリバティブの公正価値		2,590	1,917
金利ヘッジ・デリバティブ	41.4.1	2,033	2,339
為替ヘッジ・デリバティブ	41.4.2	1,472	959
コモディティ関連キャッシュ・フロー・ヘッジ	41.4.3	(913)	(1,374)
コモディティ関連公正価値ヘッジ	41.5	(2)	(7)

ヘッジ・デリバティブの別の分類による内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	注記	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
負債をヘッジするデリバティブの公正価値	38.3	3,795	3,083
在外純投資をヘッジするデリバティブの公正価値		(420)	(60)
その他のヘッジ・デリバティブ（コモディティ）の公正価値		(785)	(1,106)
ヘッジ・デリバティブの公正価値		2,590	1,917

41.1 公正価値ヘッジ

EDFグループは、固定金利債務の公正価値変動のエクスポージャーをヘッジしている。このヘッジに使用されたデリバティブは、固定／変動金利スワップおよびクロス・カレンシー・スワップであり、公正価値の変動は損益計算書に計上されている。また、公正価値ヘッジは一定の確定購入コミットメントに関する為替ヘッジ商品を含んでいる。

2015年度において、公正価値ヘッジの非有効部分は、(9)百万ユーロの損失（2014年度(8)百万ユーロの損失）であり、金融損益に計上された。

41.2 キャッシュ・フロー・ヘッジ

EDFグループは、主に以下を目的として、キャッシュ・フロー・ヘッジを使用している。

- ・ 金利スワップ（変動／固定金利）を使った変動金利債務のヘッジ。
- ・ クロス・カレンシー・スワップを使った外貨建債務に関連する為替リスクのヘッジ。
- ・ 先物、先渡しおよびスワップを使った電力、ガスおよび石炭の予定売買に関連する将来キャッシュ・フローのヘッジ。

EDFグループはまた、燃料およびコモディティ購入に関連する為替リスクをヘッジしている。

2015年度において、キャッシュ・フロー・ヘッジの非有効部分はゼロ（2014年度(2)百万ユーロの損失）である。

41.3 在外事業体に対する純投資のヘッジ

在外純投資のヘッジは、当グループの在外事業体への純投資に関わる為替リスクのエクスポージャーをヘッジするために使用されている。

このリスクは、投資と債務を同じ通貨建にするか、市場を通じるかのいずれかにより、グループ・レベルでヘッジされている。後者の場合には、当グループは、通貨スワップおよび為替予約を使用する。

41.4 ヘッジ・デリバティブが自己資本に与える影響

自己資本（EDF持分）に計上されたヘッジ手段の期中の公正価値の変動は、以下の通りである。

	2015年度			2014年度		
(単位：百万ユーロ)	自己資本に計上された公正価値の変動総額(1)	利益に振替られた公正価値の変動総額 - リサイクル(2)	利益に振替られた公正価値の変動総額 - 非有効部分	自己資本に計上された公正価値の変動総額(1)	利益に振替られた公正価値の変動総額 - リサイクル(2)	利益に振替られた公正価値の変動総額 - 非有効部分

金利ヘッジ	(19)	-	-	(36)	-	(2)
為替ヘッジ	702	656	(19)	1,004	628	40
在外純投資ヘッジ	(1,038)	-	-	(1,076)	-	-
コモディティ・ヘッジ	(59)	(470)	(10)	(1,946)	(698)	(29)
ヘッジ・デリバティブ(3)	(414)	186	(29)	(2,054)	(70)	9

(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。

41.4.1 金利ヘッジ・デリバティブ

金利ヘッジ・デリバティブの内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在想定元本				2014年12月31日 現在想定元本	公正価値	
						2015年	2014年
	1年未満	1－5年	5年超	合計	合計	12月31日現在	12月31日現在
固定金利支払／変動金利受取	511	673	499	1,683	1,810	(121)	(172)
変動金利支払／固定金利受取	107	2,566	20,850	23,523	16,708	2,178	2,609
変動金利／変動金利	-	1,471	1,296	2,767	2,761	(3)	7
固定金利／固定金利	230	6,344	1,674	8,248	8,343	(21)	(105)
金利スワップ	848	11,054	24,319	36,221	29,622	2,033	2,339
金利ヘッジ・デリバティブ	848	11,054	24,319	36,221	29,622	2,033	2,339

金利／為替のクロス・カレンシー・スワップの公正価値は、金利の影響のみからなる。

クロス・カレンシー・スワップの想定元本は、本注記および為替ヘッジ・デリバティブの注記（注記41.4.2）の両方に含まれている。

EDFグループの固定金利借入金の大部分は、スワップにより変動金利に変換されている。

41.4.2 為替ヘッジ・デリバティブ

為替ヘッジ・デリバティブの内訳は、以下の通りである。

2015年12月31日現在：

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在受取想定元本				2015年12月31日現在付与想定元本				公正価値
									2015年
	1年未満	1－5年	5年超	合計	1年未満	1－5年	5年超	合計	12月31日現在
為替予約取引	4,477	843	-	5,320	4,434	847	-	5,281	39
スワップ	13,101	13,858	10,335	37,294	12,820	13,090	9,826	35,736	1,433
為替ヘッジ・デリバティブ	17,578	14,701	10,335	42,614	17,254	13,937	9,826	41,017	1,472

2014年12月31日現在：

	2014年12月31日現在受取想定元本				2014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	2014年 12月31日現在
(単位：百万ユーロ)									
為替予約取引	2,289	340	-	2,629	2,252	333	-	2,585	48
スワップ	9,600	9,597	7,824	27,021	9,160	9,380	7,539	26,079	911
為替ヘッジ・デリバティブ	11,889	9,937	7,824	29,650	11,412	9,713	7,539	28,664	959

本注記中のクロス・カレンシー・スワップの想定元本は、金利ヘッジ・デリバティブの注記（注記41.4.1）にも含まれている。

41.4.3 コモディティ関連キャッシュ・フロー・ヘッジ

コモディティに関連する公正価値の変動は、主に以下に起因する。

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
電力ヘッジ契約	182	42
ガス・ヘッジ契約	35	(290)
石炭ヘッジ契約	(142)	(462)
石油製品ヘッジ契約	(86)	(1,243)
二酸化炭素排出権ヘッジ契約	(48)	7
税引前公正価値変動額	(59)	(1,946)

期中に終了したコモディティ・ヘッジに関連して利益に振り替られた金額の主な内訳項目は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
電力ヘッジ契約	(113)	(274)
ガス・ヘッジ契約	(200)	42
石炭ヘッジ契約	(353)	(423)
石油製品ヘッジ契約	161	33
二酸化炭素排出権ヘッジ契約	35	(76)
税引前公正価値変動額	(470)	(698)

コモディティ関連キャッシュ・フロー・ヘッジの詳細は、以下の通りである。

(単位： 百万ユーロ)	測定単位	2015年12月31日現在				2014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	
スワップ		2	-	-	2	-	-
先渡／先物		(83)	(36)	-	(119)	784	193
電力	TWh	(81)	(36)	-	(117)	784	193
スワップ		(676)	(276)	-	(952)	181	42
先渡／先物		917	704	-	1,621	(364)	(402)
ガス	百万サーム	241	428	-	669	(183)	(360)
スワップ		48,891	20,153	-	69,044	(1,605)	(1,153)
石油製品	千バレル	48,891	20,153	-	69,044	(1,605)	(1,153)
スワップ		(1)	-	-	(1)	69	6
石炭	百万トン	(1)	-	-	(1)	69	6
スワップ		-	-	-	-	26,001	40
先渡／先物		14,844	5,762	-	20,606	22	10
二酸化炭素	千トン	14,844	5,762	-	20,606	22	33,603
コモディティ関連 キャッシュ・ フロー・ヘッジ						(913)	(1,374)

41.5 コモディティ関連公正価値ヘッジ

コモディティ関連公正価値ヘッジの詳細は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	測定単位	2015年12月31日現在		2014年12月31日現在	
		想定元本純額	公正価値	想定元本純額	公正価値
石炭および運賃	百万トン	8	(2)	27	(7)
コモディティ関連公正価値ヘッジ			(2)		(7)

注記42. ヘッジ以外のデリバティブ

貸借対照表に報告されている売買目的デリバティブの公正価値の詳細は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	注記	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
売買目的デリバティブの正の公正価値	36.2.1	4,973	4,194
売買目的デリバティブの負の公正価値	38.1	(4,001)	(2,855)
売買目的デリバティブの公正価値		972	1,339
売買目的金利デリバティブ	42.1	(52)	(42)
売買目的通貨デリバティブ	42.2	98	(12)
非ヘッジ・コモディティ・デリバティブ	42.3	926	1,393

42.1 売買目的金利デリバティブ

売買目的金利デリバティブの内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在想定元本				2014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	2015年 12月31日現在	2014年 12月31日現在
オプション購入	-	-	525	525	515	26	21
金利取引	-	-	525	525	515	26	21
固定金利支払／変動金利受取	1,941	137	602	2,680	11,680	(123)	(145)
変動金利支払／固定金利受取	1,258	21	214	1,493	5,869	43	84
変動金利／変動金利	-	-	-	-	225	1	(2)
固定金利／固定金利	-	301	-	301	-	1	-
金利スワップ	3,199	459	816	4,474	17,774	(78)	(63)
売買目的金利デリバティブ	3,199	459	1,341	4,999	18,289	(52)	(42)

42.2 売買目的通貨デリバティブ

売買目的通貨デリバティブの内訳は、以下の通りである。

2015年12月31日現在：

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在受取想定元本				2015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	2015年 12月31日現在
先渡取引	849	242	15	1,106	851	247	20	1,118	(9)
スワップ	8,738	802	-	9,540	8,651	793	-	9,444	107
売買目的通貨デリバティブ	9,587	1,044	15	10,646	9,502	1,040	20	10,562	98

2014年12月31日現在：

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在受取想定元本				2014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	2014年 12月31日現在
先渡取引	1,050	318	19	1,387	1,048	320	22	1,390	22
スワップ	9,845	320	-	10,165	9,868	323	-	10,191	(34)
売買目的通貨デリバティブ	10,895	638	19	11,552	10,916	643	22	11,581	(12)

42.3 非ヘッジ・コモディティ・デリバティブ

ヘッジとして分類されないコモディティ・デリバティブの詳細は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	測定単位	2015年12月31日現在		2014年12月31日現在	
		想定元本純額	公正価値	想定元本純額	公正価値
スワップ		(19)	70	(26)	(29)
オプション		83	(30)	93	11
先渡／先物		(6)	589	(65)	173
電力	TWh	58	629	2	155
スワップ		4,174	287	2,722	248
オプション		4,076	54	6,359	17
先渡／先物		(2,463)	21	(2,051)	487
ガス	百万サーム	5,787	362	7,030	752
スワップ		4,278	(27)	260	(79)
オプション		207	-	1,039	67
先渡／先物		(29)	1	10,879	16
石油製品	千バレル	4,456	(26)	12,178	4
スワップ		(1)	(203)	(15)	394
オプション		(16)	(3)	(21)	(1)
先渡／先物		66	252	87	(41)
運賃		(8)	90	(27)	108
石炭および運賃	百万トン	41	136	24	460
スワップ		-	-	(156)	11
オプション		600	-	-	-
先渡／先物		12,673	(20)	10,663	(4)
二酸化炭素	千トン	13,273	(20)	10,507	7
スワップ／オプション			194		-
先渡／先物			(352)		11
その他のコモディティ			(158)		11
組込コモディティ・デリバティブ			3		4
非ヘッジ・コモディティ・デリバティブ			926		1,393

これらは主にEDF Tradingのポートフォリオに含まれる契約を含む。

キャッシュ・フローその他の情報

注記43. キャッシュ・フロー

43.1 運転資本の変動

(単位：百万ユーロ)	2015年度	2014年度
棚卸資産の変動	129	(111)
CSPE債権の変動	(230)	(699)
営業債権の変動	896	(504)
営業債務の変動	(967)	147
その他の債権および債務の変動（CSPEを除く）	304	126
運転資本の変動	132	(1,041)

43.2 無形および有形資産への投資

(単位：百万ユーロ)	2015年度	2014年度
無形資産の取得	(1,224)	(1,006)
有形資産の取得	(13,249)	(13,067)
固定資産未払金の変動	(316)	352
無形および有形資産への投資	(14,789)	(13,721)

注記44. オフバランスシート・コミットメント

本注記は、2015年12月31日現在の当グループのオフバランスシート・コミットメント（付与および受取）を示している。コミットメントの金額は割引前の契約価額に相当する。

44.1 コミットメント（付与）

以下の表は、評価されている当グループのオフバランスシート・コミットメント（付与）を示している。その他のコミットメントの詳細については、別途注記に記載している。

(単位：百万ユーロ)	注記	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
業務コミットメント（付与）	44.1.1	42,060	40,933
投資コミットメント（付与）	44.1.2	13,262	14,437
資金供与コミットメント（付与）	44.1.3	6,390	5,425
コミットメント（付与）合計		61,712	60,795

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。

44.1.1 業務コミットメント（付与）

2015年12月31日現在で当グループが付与した業務コミットメントは以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
燃料およびエネルギー購入コミットメント(1)	29,909	29,147
業務契約履行コミットメント（付与）	8,317	8,207
賃借人としてのオペレーティング・リース・コミットメント	3,834	3,579
業務コミットメント（付与）合計	42,060	40,933

(1) ガス購入および関連サービスを除く。

44.1.1.1 燃料およびエネルギー購入コミットメント

通常の発電および供給業務の過程で、当グループは、電力、ガス、その他エネルギーおよびコモディティ、ならびに核燃料を最長で20年間購入する長期契約を締結している。

当グループはまた、一定数の発電業者との間で、発電所の資金拠出により長期購入契約を締結している。

2015年12月31日現在、燃料およびエネルギー購入コミットメントの期限は、以下のように到来する。

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在					2014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(1)	9,401	1,595	2,630	2,288	2,888	8,672
その他エネルギーおよびコモディティ購入(2)	740	150	398	192	-	1,362
核燃料購入	19,768	1,941	8,390	6,049	3,388	19,113
燃料およびエネルギー購入コミットメント	29,909	3,686	11,418	8,529	6,276	29,147

(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、2015年12月31日現在669百万ユーロ（2014年12月31日現在697百万ユーロ）を含む。

(2) ガス購入および関連サービスを除く（注記44.1.1.4を参照）。

変動は、主にEDF Energyの電力購入の増加およびEDFの核燃料購入コミットメントの増加に関係しており、特にポーランドにおける、その他エネルギーおよびコモディティ購入の減少により一部相殺されている。

44.1.1.1.1 電力購入および関連サービス

電力購入コミットメントは主にEDF、ERDFおよびEDF Energyに関係している。EDFについては、大部分がバガスおよび石炭を使用して発電された電力を購入するコミットメントを行っている島部エネルギー・システム(IES)向けである。

上記の義務に加え、また、2000年2月10日付法律第10条に基づいて、フランス本土でEDFは、発電会社の要請求により、また、一定の技術的特徴への準拠を条件として、熱電併給発電所および再生可能エネルギーの発電ユニット（風力発電所および小型水力発電所、太陽光発電等）が発電する電力を購入する義務を負っている。この義務から生じる追加のコストは、CREによる妥当性確認後、CSPEによって相殺される。これらの購入義務の2015年度の合計は41TWh（2014年度は35TWh）で、これには、熱電併給に係るもの5TWh（2014年度は5TWh）、風力発電に係るもの20TWh（2014年度は16TWh）、太陽光発電に係るもの7TWh（2014年度は6TWh）および水力発電に係るもの3TWh（2014年度は3TWh）が含まれている。

44.1.1.1.2 その他エネルギーおよびコモディティ購入

その他エネルギーおよびコモディティ購入コミットメントは、主として化石燃料発電所を運営するための石炭および石油ならびにDalkiaが事業の過程で使用するバイオマス燃料購入に関係している。

44.1.1.1.3 核燃料購入

核燃料購入コミットメントは、ウランならびにフッ素化、濃縮および燃料集合体生産サービスに対するEDFグループの需要を賄うことを目的とする原子力発電所のための供給契約により生じている。

これらのコミットメントの増加は、主に2017年から2024年の期間に係るMOX燃料集合体生産契約の作成に起因している。

44.1.1.1.4 ガス購入および関連サービス

ガス購入コミットメントは主にEdisonおよびEDFによって引き受けられている。2015年12月31日現在の両社に関する数量は以下の通りである。

(単位：10億立方メートル)	2015年12月31日現在				2014年12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1－5年	5年超	
Edison	180	13	50	117	191
EDF	88	3	16	69	58

Edisonは、ロシア、リビア、アルジェリアおよびカタールからの年間総供給量144億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。これらの契約には、実際に引渡を受けるか否かにかかわらず、買い手に每期最低量のガスに対する支払義務を負わせる「テイク・オア・ペイ」条項が含まれている。2015年12月31日現在、Edisonのテイク・オア・ペイ条項に係るオフバランスシート・コミットメントはない。

Edisonが7.3%の持分を持ち、2009年10月に操業を開始したガス液化企業であるTerminale GNL Adriaticoとの間の契約では、Edisonはまた、每期約100百万ユーロの割増価格で、2034年までそのターミナルの再ガス化能力の約80%の便益を受ける。

EDFはまた、ガス供給事業の開発に関連したガス購入コミットメントを有している。

ガス購入コミットメントは、供給元コストのほぼすべての変動額を顧客に転嫁できる「パススルー」条項を含む電力販売契約によって一般にカバーされるコミットメントを通じて、子会社によっても付与されている。

44.1.1.2 業務契約履行コミットメント（付与）

2015年12月31日現在、これらのコミットメントの期限は以下のように到来する。

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在				2014年12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1－5年	5年超	
業務保証（付与）	4,055	1,837	732	1,486	3,751
業務購入コミットメント(1)	4,084	2,381	1,401	302	4,294
その他の業務コミットメント	178	63	71	44	162
業務契約履行コミットメント(付与)(2)	8,317	4,281	2,204	1,832	8,207

(1) 燃料およびエネルギーは除外されている。

(2) 被支配企業から共同支配企業へ付与されたコミットメント、2015年12月31日現在126百万ユーロ（2014年12月31日現在128百万ユーロ）を含む。

44.1.1.2.1 業務保証（付与）

業務保証（付与）の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
EDF	1,443	1,382
Edison	1,193	1,179
EDF Energy	428	277
EDF Énergies Nouvelles	340	356
その他の企業	651	557
合計	4,055	3,751

44.1.1.2.2 業務購入コミットメント

業務購入コミットメントの内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
EDF	2,343	2,418
EDF Energy	715	738
ERDF	413	527
その他の企業	613	611
合計	4,084	4,294

44.1.1.3 賃借人としてのオペレーティング・リース・コミットメント

2015年12月31日現在、賃借人としてのオペレーティング・リース・コミットメントの内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在				2014年12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1－5年	5年超	
賃借人としてのオペレーティング・リース・コミットメント	3,834	638	1,693	1,503	3,579

当グループは、賃借人として、主に事業の過程で使用される建物、設備、土地および車両ならびにトレーディング業務のための海上貨物運送契約につき、解約不能なオペレーティング・リース契約を締結している。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ている。オペレーティング・リースは、主にEDF、EDF Énergies Nouvelles、ERDFおよびEDF Tradingに関連している。

44.1.2 投資コミットメント（付与）

2015年12月31日現在の投資コミットメントの詳細は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在				2014年12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1－5年	5年超	
有形および無形資産購入関連コミットメント	12,294	6,111	5,678	505	13,628
金融資産購入関連コミットメント	270	168	99	3	248
投資に関連するその他のコミットメント	698	57	504	137	561
投資コミットメント（付与）合計(1)	13,262	6,336	6,281	645	14,437

(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、2015年12月31日現在326百万ユーロ（2014年12月31日現在317百万ユーロ）を含む。

44.1.2.1 有形および無形固定資産購入関連コミットメント

有形および無形固定資産購入関連コミットメントは以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
EDF	8,426	9,391
EDF Énergies Nouvelles	1,066	1,506
ERDF	1,771	1,163
EDF Energy	529	642
Dunkerque LNG(1)	126	261
その他の企業	376	665
合計	12,294	13,628

(1) これらのコミットメントは主にダンケルク・メタン・ターミナル建設に関係している。

これらのコミットメントの減少は、FLA3 EPRプロジェクトの進捗および蒸気発生器更新契約の変更と整合している。

EDF Énergies Nouvellesにおける減少は、基本的に、特にカナダでのタービンの発注に関係している。

44.1.2.2 金融資産購入関連コミットメント

2015年12月31日現在、当グループには重要な金融資産購入関連コミットメントはない。

評価できない主な株式購入コミットメントはEDF Luminusに関係している。

2015年10月26日に署名された、株主協定に係る新たな改訂では、EDF Luminusの少数株主が保有する投資について、EDFの支配下にある一定の条件下で、その株式のIPOを通じた売却または当グループによるその株式の市場価格での購入に帰結しうる流動性条項を定めている。

この流動性条項は、2018年7月1日から2025年12月31日まで、随時有効である。

EDF Investissements Groupe(EIG)への投資について、C3 (EDFの完全子会社)とNBI (Natixisグループの子会社であるNatixis Belgique Investissement) は、EIGに対する両社の投資に関する契約を、2014年2月12日に改訂した。これによりC3は、NBIが保有するEIG持分を固定価格で売却するコール・オプションを有し、これは2021年5月まで随時行使可能である。一方、NBIは自らのEIG持分を固定価格の現金ですべてEDFに売却できるプット・オプションを有し、これは一定の条件下で2019年2月から2020年5月まで行使可能である。

その特徴から、IAS第39号に準拠して、NBIのプット・オプションおよびC3のコール・オプションはデリバティブとして扱われ、その正味価額が、売買目的デリバティブの正または負の公正価値に含められている。2015年12月31日現在、これらの売買目的デリバティブの公正価値は重要ではなかった。

44.1.2.3 投資に関係するその他のコミットメント

2015年12月31日現在の投資に関係するその他のコミットメント(付与)は、主に、ブラジルのテレスピレス川の水力発電ダムの建設と運営(シノップ・プロジェクト)を担当する会社であるCESに対する51%投資に関連してEDF Norte Fluminenseによって付与された保証から構成されている。

これらのコミットメントの増加は、不動産投資プロジェクトの一環としての親会社保証の設定に特に関係している。

44.1.3 資金供与コミットメント（付与）

2015年12月31日現在の当グループによる資金供与コミットメント（付与）は、以下のものから成る。

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在				2014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	5,075	92	346	4,637	4,316
借入金関連保証	1,050	407	497	146	860
その他資金供与コミットメント	265	247	13	5	249
資金供与コミットメント(付与)合計(1)	6,390	746	856	4,788	5,425

(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、2015年12月31日現在847百万ユーロ（2014年12月31日現在900百万ユーロ）を含む。これらの共同支配企業への資金供与コミットメントは主にEDF Énergies Nouvellesに関係している。

担保権および保証として提供された資産は、主として、EDF Énergies Nouvellesに関する、有形資産の担保権または抵当権、および有形固定資産を所有する連結子会社への投資を表す株式に関係する。

2015年12月31日現在のこれらのコミットメントの増加は、基本的に、担保提供株式の価額の変動ならびにEDF Énergies Nouvellesによるカナダおよび南アフリカの新たな担保権の提供に関係している。

44.2 コミットメント（受取）

以下の表は、評価されている当グループのオフバランスシート・コミットメント（受取）を示している。その他のコミットメントの詳細については、別途注記に記載している。

(単位：百万ユーロ)	注記	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
業務コミットメント(受取)(1)	44.2.1	2,633	2,964
投資コミットメント（受取）	44.2.2	80	102
資金供与コミットメント（受取）	44.2.3	29	124
コミットメント（受取）合計(2)		2,742	3,190

(1) エネルギーおよび関連サービスの供給に関連するコミットメントは除外している（注記44.2.1.4および44.2.1.5を参照）。

(2) 注記38.2.5に記載された与信枠に関連するコミットメントを除く。

44.2.1 業務コミットメント（受取）

2015年12月31日現在の当グループの業務コミットメント（受取）の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在				2014年 12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1－5年	5年超	
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	1,021	289	527	205	1,241
業務販売コミットメント	520	89	229	202	480
業務保証（受取）	1,030	751	147	132	1,164
その他の業務コミットメント（受取）	62	18	31	13	79
業務コミットメント（受取）	2,633	1,147	934	552	2,964

44.2.1.1 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

当グループは賃貸人としてのオペレーティング・リース・コミットメントから1,021百万ユーロの利益を得ている。

これらのコミットメントの大部分はIFRIC第4号「契約にリースが含まれるか否かの判断」によってオペレーティング・リースとして分類された契約から生じたものである。これらの契約は主にアジアの独立系発電所（IPP）および不動産のリースに関係している。

44.2.1.2 業務販売コミットメント

業務販売コミットメント（受取）は、基本的にEDF Énergies Nouvellesに関係しており、運営および保守契約に関連している。

44.2.1.3 業務保証（受取）

業務保証（受取）は、基本的にEDFに関係しており、供給業者から受け取った保証に関連している。

44.2.1.4 電力供給コミットメント

EDFグループは、事業の過程で、以下の長期電力供給契約を締結している。

- ・ 多数の欧州の電力事業者との間の長期契約。これは、フランスの原子力発電施設の特定の発電所または決められた発電所の集合体を対象としており、設置発電能力3.5GWに相当するものである。
- ・ 新電力市場組織に関するフランスの「NOME」法の実施により、EDFは、「従来型の」原子力発電所が発電した電力の一部を他の供給業者に販売するコミットメントを負っている。これは、2025年12月31日まで、毎年100TWhを上限とする電力を対象としている。
- ・ 英国において、EDFは2009年に、2011年以降5年間にわたり、18TWhの電力をCentricaに市場価格で供給することを確約した。2015年12月31日現在のコミットメント残高は、0.9TWhである。

44.2.1.5 再ガス化能力および関連サービスの販売コミットメント

Totalグループは、Dunkerque LNGから、期間20年、合計固定量400億立法メートルを対象とする液化天然ガス（LNG）の再ガス化能力を購入している。このうち85億立法メートルは、一定の制約条件の下で、EDFに譲渡可能である。

稼働開始は2016年度に予定されており、稼働開始後は、ダンケルク・メタン・ターミナルの年間再ガス化能力は約130億立法メートルとなる予定である。

44.2.2 投資コミットメント（受取）

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在			2014年 12月31日現在
	合計	期限		
		1年未満	1－5年	5年超
投資コミットメント（受取）	80	1	79	-
				102

Exelon との間で2013年7月29日に締結し2014年4月1日に確定した契約（注記3.6.2を参照）の条件に基づいて、EDFは、CENGに対する保有持分を公正価値でExelonに売却するオプションを有しており、これは2016年1月から2022年6月まで行使可能である。その特徴から、このコミットメントの2015年12月31日現在の評価額はゼロとされている。

2015年12月31日現在、当グループにはこの種類の重要なコミットメント（受取）はなかった。

44.2.3 資金供与コミットメント（受取）

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在				2014年 12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1－5年	5年超	
資金供与コミットメント（受取）	29	15	4	10	124

2015年12月31日現在、重要な資金供与コミットメント（受取）は存在しない。

注記45. 偶発債務

45.1 バーデン＝ヴュルテンベルク州/EnBWによる訴訟手続き

2012年2月に、EDF Internationalは、ドイツ企業のNeckarpri GmbHが国際商業会議所に提出した仲裁申立書を受け取った。Neckarpri GmbHは、2010年12月6日に合意され、2011年2月17日に完了したEDFグループのEnBWに対する持分のバーデン＝ヴュルテンベルク州による取得のピークルである。

Neckarpriは、EDFグループのEnBWへの投資に対して支払った価格は過大であることから、違法な政府補助金になると主張している。これを根拠に、Neckarpriは、過払いであったとする金額の払戻しを主張している。その金額は、仲裁申立書において当初20億ユーロと見積もられたが、2012年7月に、バーデン＝ヴュルテンベルクが委託したEnBWの評価に関する外部報告書において834百万ユーロと再見積りされた。2012年9月に、Neckarpriは、主たる請求をこの金額まで減額することを確認した。代替手段として、NeckarpriはEDFグループによるEnBW持分の売却を取り消すことを求めている。EDFは、この訴訟手続きが根拠のない、法の乱用であると考えており、これにより被った不利益に対し賠償を求める反対申立てを行った。

仲裁裁判所は2015年6月にこの訴訟手続きを終了した。判決は2016年度第1四半期中に下される予定である。

45.2 税務調査

EDF

過年度の決算の調査を受けて、フランスの税務当局は当社が支給する業務上の事故および疾病による年金のための引当金の損金算入の可能性に異議を申し立てている。これは、特別ガスおよび電力（IEG）規則に関係する問題であるため、RTE、ERDFおよびÉlectricité de Strasbourgにも関係する。当グループはこの問題についての税務当局の見解に異議を申し立てている。2014年度後半に直接税および売上税の国民会議は、RTEおよびEDFを支持するいくつかの意見を発表した。子会社RTEおよびÉlectricité de Strasbourgは、モントルイユ行政裁判所からも有利な判決を受け、この判決は2015年7月にヴェルサイユ行政控訴院によって支持された。この争いの結果が不利なものであれば、当グループの財務リスク（過去の法人所得税の支払い）は約250百万ユーロとなる可能性がある。

2011年度後半にEDFは、特に特定の長期負債の損金算入の可能性に関する2008年度についての修正勧告の通知を受けた。これは2015年12月31日現在で法人所得税における約660百万ユーロの財務リスクに相当する。

税務当局はまた、British Energyの取得に関連して間接子会社であるLake Acquisitions Limitedに対してEDFが供与した無利子の前渡金につき更生通知を発行した。EDFは、この更生についても異議を申し立てている。

2015年度の後半に、税務当局は当社に対し、2012年度および2013年度に係る上記の反復的な更正に関する通知を発行し、特定の長期引当金の損金算入の可能性に異議を唱えた。

当社はこの争いに勝つ可能性が高いと確信しており、上記のいずれの事項に対しても引当金を設定していない。

EDF International

EDF Internationalの2008年度から2011年度の税務調査の結果、2011年度後半および2013年度後半に修正勧告を受けた。約265百万ユーロの2つの主な更正は、米国子会社EDF IncへのCEG株式の抛出に係る損失（2009年度後半に発生し、EDF Internationalの所得から控除された）、およびBritish Energy取得資金の借換のために発行した転換社債の評価に関するもの

であった。2012年度にEDF Internationalはこれらの更正に異義を申し立てており、この争いに勝つ可能性が高いと考えている。2015年度に、EDF Internationalが開始したCEG株式の評価に関するフランスと米国との間の法廷外交渉が終了し、当社に通知された税金の更正は取り下げられた。

税務当局は、2012年度および2013年度に係る転換社債の評価に関する更正を維持した。

45.3 労働訴訟

EDFは、主に労働時間に関する法律の実施について、従業員との間の多数の労働訴訟の当事者になっている。EDFは、これらの訴訟それぞれが、利益および財政状態に重要な影響を与える可能性はないと見込んでいる。しかしながら、これら訴訟は、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、当グループの経営成績に潜在的に重要なマイナスの影響を与えるリスクとなる可能性がある。

45.4 ERDF－太陽光発電業者との訴訟

2010年度の電力買取料金の引き下げの公表によって、適用される料金が本格的な接続申請書の提出日に応じて異なることとなっていたため、ERDFが受けた接続申請数は、特に2010年8月に急増した。3か月後、2010年12月9日付の「一時停止令」により新たな契約の締結が3か月間差し止められ、技術的および財政的提案が2010年12月2日までに採用されていない接続申請については、その3か月間の経過後に、再提出しなければならないことが定められた。

一時停止期間終了時に、主に太陽光発電電力の買取価格を大幅に引き下げる効果があった2011年3月4日付決定によって、新たな電力買取の取決めが導入された。

2011年11月16日にフランス政府評議会が発行した決定により、2010年12月の一時停止令に対する不服申立てが棄却されたことから、2011年度後半に多数の訴訟手続きがERDFに対して提起され、2012年度、2013年度および2014年度まで続いた。これらの訴訟の大半は、新たな電力の買取料金により営業の状況が悪化したためにプロジェクトの中止に追い込まれた発電業者によって提起された。こうした発電業者は、より有利な電力購入条件の恩恵が受けらるようERDFが適時に技術的および財政的接続の提案を行わなかったことから、ERDFがこうした状況に対する責任を負っていると考えている。第一審および控訴裁判所による判決の論拠および判断は様々であり、すべての請求を棄却したものが一方で損害賠償を認めたものもあるが、その金額は、全般的に当初請求額を下回っている。

2015年度中に新たに49件の不服申し立てが提出され、2015年6月9日に破毀院が下した2件の判決により、ERDFはこの状況に責任を負っているとされ、保険業者の負債が確認された。

2015年12月に、ヴェルサイユ控訴裁判所は、2006年度および2010年度の料金の決定が政府補助金に関する欧州の法律に準拠しているかどうかの点について、欧州連合司法裁判所の予備判決を求めることを決定した。この措置以後、破毀院の判決に関する執行差止申請が、ERDFまたは該当する場合は保険業者により提出されている。

注記46. 売却目的保有資産および関連する負債

(単位：百万ユーロ)

	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
売却目的保有資産	-	18
売却目的保有資産に関連する負債	-	-

注記47. EDFの専用資産

47.1 規制

フランスの環境法典第L-594条およびその施行規則は原子力発電所廃炉費用および放射性廃棄物の長期貯蔵費用のための財源とする資産（専用資産）の確保を要求している。この規則は専用資産の構築方法ならびにそのファンド自体の管理および統治の方法を定めている。これらの資産は明確に特定され、会社のその他の金融資産および投資と分別して管理される。これらはまた、取締役会および行政当局の特別な監督支配下にある。

当該法律は、専用資産の実現可能価額が、長期原子力債務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。

2010年12月29日付政令により、RTE株式は一定の条件および当局による承認を前提として専用資産への組み入れに適格とされた。2013年7月24日付政令は保険法を参照して適格資産のリストを改訂しており、非上場有価証券もまた一定の条件を充足すれば現在は適格とされている。

2015年3月24日付政令は、専用資産に関する2つの新たな措置を含む。

- ・ 専用資産の実現可能価額が関連する引当金の額の110%未満である場合には、専用資産への年次配分は、引当金増加額を控除後で、ゼロ以上でなければならない。
- ・ 一定の条件を満たす場合、原子力施設の運営者が所有する不動産は、これらの引当金を填補するものとして配分できる。

47.2 ポートフォリオの内容および測定

適用される規則に照らして、これらの専用資産は非常に特殊な資産区分となっている。

専用資産は取締役会が定め、行政当局に報告される戦略的配分に従って構築・管理されている。戦略的配分は負債の長期填補という全体的な目的を達成することを目指しており、ポートフォリオ全体の構造および管理を決定している。この配分は専用資産の性質および流動性に関する規制上の制約、株式および債券市場の業績動向ならびに非上場資産の分散効果を考慮している。

戦略的配分の見直しプロセスの一環として、また、2010年度におけるRTE株式から始まる非上場資産への分散を進める目的で、2013年度に取締役会は、分散した株式および債券投資と並行して、非上場資産ポートフォリオの導入を承認した。このポートフォリオは、原子力費用のための資金確保に関する2013年7月24日付の政令を受けて設立されたEDF Invest部門が管理している。EDF Investには3種のターゲット資産（基本はインフラ、また、不動産およびプライベート・エクイティ）がある。EDF Investの目的は、最終的に、約50億ユーロ（専用資産合計の約四分の一）の非上場投資を管理下に置くことである。

2013年2月8日に公表されたフランス政府の承認ならびに原子力コミットメント監視委員会の同意および2013年2月13日付の取締役会の決定を受けて、EDFは、2012年12月31日現在のCSPE資金の累積不足分を示すフランス政府が認めた債権全額を専用資産に配分した。この金融債権の利息は1.72%であり、2020年度末まで延長された改訂スケジュールに基づいて返済される。これは2016年1月26日の政府書簡に記載された通り、決定に明記される予定である。この書簡において政府はまた、2013年度から2015年度の間に生じた不足額（見積額644百万ユーロで改訂後の返済スケジュールに含められている）を受け入れ、2016年度に専用資産に配分することを承認した。この追加債権は、2015年12月31日現在で、営業債権から金融債権に組み替えられた。当該政府書簡に従って、2015年12月31日現在の追加債権の金額および返済スケジュールは、2015年度に係る補償対象不足額のCREによる確認に基づいて、2016年度に調整される。

47.2.1 株式および債券の分散投資

一部の専用資産は、EDFが直接保有する債券である。残りは、独立した資産運用会社が運用する主要な国際市場における専門合同運用型投資ファンドから構成されている。これらは、オープンエンド型ファンドおよび当グループが自己の使用のみを目的として設定した「専用」ファンドの形を取っている（当グループは当該ファンドの管理には関与しない）。

こ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、当グループは長期的な投資方針の継続性を保証する全体としての複合ベンチマーク指標を決定している）を考慮している。

その結果、会計目的上、このポートフォリオは全体として、すべての資金を合わせてキャッシュ・フロー生成額を金融資産のグループとして扱うことにより評価されている。これにより、負債との法的対応および重要な支払時期が遠い将来である（支払は2156年までの期間に及ぶ）ことをはじめとする、専用資産ポートフォリオの特性との整合性が確保されている。

年度末現在で専用資産は、貸借対照表上に売却可能金融資産として清算価値で計上されている。専用資産ポートフォリオに固有の財務特性を勘案して、当グループは、このポートフォリオの構成に適した減損の兆候を考慮すべきかどうかの決定に当たり判断を行っている。

これにより当グループは取得価額と比較すべき長期的な価額の下落の評価の基礎として5年間を採用している。この期間は株式市場に関する統計的見積の範囲の下限である。加えて、当グループは、このポートフォリオに使用される資産/負債管理モデルの統計的観察に基づき、そのポートフォリオの価額がその取得価額より40%以上下落した場合、専用資産の減損は重要であると考えている。

これらの一般的な減損の規準と併せて、業務用資産のモニタリングの過程で、当グループは、その統治機関が定義し、監督する長期の特別な管理規則（投資割合の上限、ボラティリティの分析および個々のファンド・マネージャーの質の評価）を通して、判断を行っている。

47.2.2 非上場資産（EDF Invest）

EDF Investが管理する資産はインフラ、不動産およびプライベート・エクイティへの投資に関連する非上場有価証券から構成されている。

2015年12月31日現在、EDF Investが管理する資産は3,975百万ユーロで評価されており、主に以下から構成されている。

- ・ 2015年12月31日現在2,580百万ユーロである、当グループのRTEへの投資の50%（2014年12月31日現在2,555万ユーロ）。この価額は、連結貸借対照表の関連会社に対する投資に表示された当グループのRTEに対する持分の正味連結価額の50%に相当する。
- ・ 連結貸借対照表の売却可能金融資産に表示された当グループのTIGFおよびPorterbrookに対する投資。
- ・ 連結貸借対照表の関連会社に対する投資に表示されたMadrileña Red de Gas (MRG)に対する当グループの投資。

47.3 EDFの専用資産ポートフォリオの評価

専用資産は以下の価額で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)	貸借対照表表示	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
株式		7,298	7,592
負債商品		6,674	6,419
現金ポートフォリオ		282	640
専用資産－株式および負債商品	売却可能金融資産	14,254	14,651
デリバティブ	デリバティブの公正価値	6	(23)
その他	売却可能金融資産	20	5
株式および債券の分散投資		14,280	14,633
CSPE債権(1)	貸付金および金融債権	5,232	5,144
デリバティブ	デリバティブの公正価値	(7)	(8)
デリバティブ考慮後CSPE債権		5,225	5,136
RTE（当グループ保有投資の50%）	関連会社に対する投資	2,580	2,555
その他の関連会社		466	-
その他の資産(2)	売却可能金融資産	929	709
非上場資産（EDF Invest）		3,975	3,264
専用資産合計(2)		23,480	23,033

(1) 2012年12月31日現在の補償対象不足額からなる債権（注記47.2を参照）。

(2) 専用資産の規制上の実現可能価額の計算に関連する政令2007-243第16条に準拠して一定の投資の価額を制限することにより、2015年12月31日現在の規制上の実現可能価額は23,392百万ユーロに減額されている。

組成された企業－投資ファンド

当グループの保有する投資ファンドは、フランスに所在し、EDFが所有している。当グループはこれらのファンドに対して財務支援を行っていない。

これらの投資ファンドの2015年度における資産価額は1,292百万ユーロである（2014年度897百万ユーロ）。ファンドは主に7本の上場ファンド総額1,130百万ユーロ（2014年度は8本の上場ファンド総額845百万ユーロ）からなる。

47.4 2015年度の専用資産の変動

2015年12月31日現在、長期原子力引当金の99.3%が填補されていた（専用資産の規制上の実現可能価額算定に関する政令2007-243第16条に従って一定の投資の価額が制限される場合には、規制上の填補率は98.9%である）。

2015年度における総引出額は、対象となる長期原子力債務に関連した支払額と同額の378百万ユーロ（2014年度403百万ユーロ）であった。2015年度の専用資産への配分額は、EDFが既に所有していた株式の配分により、38百万ユーロであった（2014年度には専用資産への配分は行われなかった）。

2015年3月24日付政令に基づいて専用資産への配分により相殺しなければならない引当金の2015年度における増加額は1,010百万ユーロであったため、2015年12月31日現在の専用資産への要配分額は972百万ユーロである。これらの配分は、同日後、遅くとも3年以内に行わなければならない。注記47.2に記載する通り、フランス政府はEDFに対し、CSPE債権（金融債権644百万ユーロ）を2016年度に専用資産に配分することを承認した。

金融ポートフォリオ（株式および債券）は2015年度においては比較的大きく変動し、株式市場は年間を通じて上昇した。ポートフォリオの実績はプラスで、総合ベンチマーク・インデックスより良好であった。夏以降の見通しの不透明さに対応して、株式／債券の配分バランスは、下半期において引き続きほぼ中立的であった。ただし、当グループは、特に欧州および日本を北米および新興諸国より優先する地理的配分を継続した。

非上場資産ポートフォリオについては、2015年度にEDF Investおよび他の2者の長期投資家が、マドリッド地域のガス輸送網に関する規制対象事業者であるMadrileña Red de Gas (MRG)に対する少数株式の取得を完了した。

EDF InvestはまたArdianとの折半保有のコンソーシアムを通じて、フランスのマノスクに拠点を置く炭化水素貯蔵会社であるGéoselに対する50%超の投資を、Totalグループから取得した。

これらの投資はいずれも、RTE、TIGFおよびPorterbrookとともにEDF Investの「インフラ」区分に配分された。

当年度中に、EDF Investはまた不動産および投資ファンド・ポートフォリオの強化を継続した。AmundiとEDF Investの主導で2014年度後半に創設された非排他的な不動産投資ファンドは、2015年度中にドイツにおいて不動産投資を実施した。

EDF Investはまた2015年9月に、フランスのSmart Sideのオフィスおよびサービス開発の計画外購入に関するNexityとの契約に署名した。

2015年度には合計で972百万ユーロの金融ポートフォリオからの純売却益が金融損益に計上された（2014年度894百万ユーロ）。

自己資本に含まれる、債券および株式の分散投資の公正価値と取得原価との差額は、2015年12月31日現在、税引前でプラスの1,711百万ユーロ（2014年12月31日現在2,299百万ユーロ）であった。

当グループによる専用資産ポートフォリオの価値の評価によって2015年度に認識された減損はなかった。

47.5 長期原子力債務の現在原価

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)	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
放射性廃棄物長期管理引当金	8,254	7,676
原子力発電所廃炉引当金	14,930	13,866
炉心核燃料引当金－放射性廃棄物長期管理の将来費用部分	462	476
長期原子力債務の現在原価	23,646	22,018

注記48. 関連当事者

関連当事者との取引の詳細は、以下の通りである。

(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	
	2015年 12月31日	2014年 12月31日	2015年 12月31日	2014年 12月31日	2015年 12月31日	2014年 12月31日	2015年 12月31日	2014年 12月31日
売上高	618	584	-	-	976	833	1,594	1,417
エネルギー購入	3,738	3,572	4	4	2,077	1,738	5,819	5,314
対外購入	27	50	4	4	1,187	1,173	1,218	1,227
金融資産	670	670	-	-	-	94	670	764
その他の資産	603	459	-	-	845	715	1,448	1,174
金融負債	-	-	-	-	-	-	-	-
その他の負債	1,049	1,139	-	-	1,043	1,134	2,092	2,273

(1) 税金および社会保障負債ならびにCSPE債権を除く。

48.1 連結範囲に含まれる企業との取引

主要な関連会社（RTE、CENGおよびAlpiq）との間の取引については注記23に記載している。

その他の関連会社、共同支配企業および当グループとの間の共同支配の取決めにおけるパートナー企業との取引は、主に売上高およびエネルギー購入から構成されている。

48.2 フランス政府および国有企業との関係

48.2.1 フランス政府との関係

フランス政府は、2015年12月31日現在EDFの資本の84.94%を所有しており、それにより、一般の支配株主と同じように、株主の承認を要する意思決定を支配する権限を有する。

フランス政府が支配株主であるすべての会社に対して適用される法律に従って、EDFグループは、一定の検査手続、具体的には、政府による経済および金融検査、フランス会計検査院（*Cour des Comptes*）または議会による監査、およびフランス財務監督局（*Inspection Générale des Finances*）による検査を受ける。

2005年10月24日に、フランス政府とEDFとの間で、公共サービス契約が締結された。この契約は、立法者が無期限でEDFに割り当てた公共サービスの使命に関する枠組みの設定を目的としたものである。2004年8月9日付法律は契約期限を定めていない。

EDFはまた、他の発電会社と同様に、エネルギー担当大臣によって定められた複数年の発電投資プログラムに参加している。これは、発電容量の配分目標を設定するものである。

最後に、フランス政府は、発電所の建設および運営の承認、規制料率を引き続き適用する消費者向け販売価格、送電および配電価格の設定、また、フランスのエネルギー法に準拠したARENH価格および公共電力サービス拠出金の水準の設定をはじめとする電力およびガス市場の規制を通じた介入を行う。

48.2.2 ENGIEとの関係

配送網運営業務が子会社に移管されたため（EDFの子会社であるERDFは2007年1月1日以降配電業務を運営し、ENGIEの子会社であるGRDFは2008年1月1日以降ガス配送業務を運営している）、共同運営者に関するEDFとENGIEとの関係を定めた2005年4月18日付契約（2007年12月20日に改定）は、これら2社の新会社に移管され、同日から新会社によって実施されている。配送部門における共同の配送網運営者の業務は、主に技術的な顧客向けサービスおよび計測を対象とする。

48.2.3 公的企業との関係

当グループの公的企業との間の関係は、主としてAREVAに関するものである。

AREVAとの取引は以下に関係している。

- ・ 核燃料サイクルの初期段階（ウラン供給、変換および濃縮サービスならびに燃料集合体生産）。
- ・ 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）。
- ・ 発電所の保守業務および機器の購入。

2016年1月27日に、EDFの取締役会は、AREVA NPの買収および形成予定の戦略的パートナーシップに関連するEDFとAREVAの協議が終了した旨の報告を受けた（注記50を参照）。

サイクルの初期段階

2014年12月にEDFとAREVA NPは、2015年からの濃縮ウラン燃料集合体供給契約を締結した。

合わせて、数本の重要な契約も協議された。

- ・ 天然ウランの供給：2021年から2030年を対象とするEDFの契約
- ・ フッ素化：2019年から2030年を対象とする契約
- ・ 天然ウランのウラン235への濃縮：2019年から2030年を対象とするAREVAの契約

英国のヒンクリー・ポイント用地における2基のEPRの建設計画の一部として、EDFとAREVAは、燃料供給の条件を定める2013年10月21日付の基本合意書に署名した。

サイクルの最終段階

EDFとAREVAとの間の使用済燃料の輸送、処理および再利用に関連する関係は、2008年12月19日に締結された枠組み契約において、2008年から2040年について、正式に定義された。この契約の履行に当たり、EDFとAREVAは、2008年から2012年についてのこれらのサービスの価格と数量を決定する実施契約を2010年7月12日に締結した。

2013年から2015年の処理および再利用サービスの条件は、2015年5月に署名された実施契約の対象となっている。2016年から2023年の実施条件も2015年12月に合意され、2016年1月27日の取締役会に提出された。これらにより修正契約の署名が行われる予定である。

EDFとAREVAは、1,300MWの原子力発電所に関する以下の契約を締結した。

- ・ 2011年度における32台の蒸気発生器の供給契約および統制/指令システムの更新契約
- ・ 2012年8月における最初の蒸気発生器の更新業務に関連するサービス契約

2013年度に、EDFとAREVAは、フランマビルのEPRボイラーに関する2007年の当初契約に係る2件の修正契約（開発調査から工業的試運転までの期間を対象とする）に署名した。

当グループは、極めて少数のAREVA株式を保有している（2.24%）。

48.3 経営者報酬

当社の主要な経営および統治責任者は会長兼CEO、執行委員会委員（2015年度中継続して、または期中に執行委員会に参加した場合にはその任命日以降）、および取締役である。従業員を代表する取締役は職務に対する報酬を受け取っていない。

EDFおよび被支配会社によって当グループの主要な経営および統治責任者に対して支払われた2015年度の報酬総額は12.2百万ユーロ（2014年度8.4百万ユーロ）であった。この金額は、短期給付（基本給、業績連動報酬、利益分配および現物給付）、該当する場合には特別IEG雇用後給付および対応する雇用者拠出分に加えて取締役報酬をカバーしている。

2015年度における変動の大半は、2015年度に7名から11名（会長兼CEOに加え）に拡大した執行委員会委員の変動、および取締役報酬を受け取る取締役の人数が2014年8月20日付決定を適用して5名から11名に増加したことに起因する。

任期終了時に退職金の支給を受けられる会長兼CEOを除き、取締役は、契約による交渉によらない限り、他の特別年金制度、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49. 環境

49.1 温室効果ガス排出権

京都議定書の適用に当たり、温室効果ガス排出の削減を目指すEU指令が、2005年において当初3年間につき発効し、その後、2008年から2012年までの第二期が発効して、排出権の配分が漸減された。

2013年から2020年までの第三期の主な特徴のひとつは、フランスおよび英国を含む数か国における排出権の無償割当の中止である。

EDFグループ内でこの指令の対象になる企業は、EDF、EDF Energy、Edison、Fenice、Dalkia、Kogeneracja、Zielona Gora、EDF PolskaおよびEDF Luminusである。

2015年度に、当グループは、2014年度中に発生した排出に関して48百万トンを出した。2014年度に、当グループは、2013年度中に発生した排出に関して60百万トンを出した。

2015年度につき国の登録簿に記録された当グループへの総割当排出権は7百万トン（2014年度は6百万トン）である。

2015年12月31日現在の排出量は47百万トンであった。2015年12月31日現在、割当超過排出による引当金は209百万ユーロ（2014年12月31日現在314百万ユーロ）である。

49.2 省エネ証書

当グループは、すべての子会社において、欧州連合の指令を適用して国の法律が進める様々な施策によるエネルギー消費管理プロセスに従事している。

フランスでは、2005年7月13日付法律により、省エネ証書制度が導入された。一定水準以上の売上高を有するエネルギー供給業者（電力、ガス、暖気、冷気、家庭用燃料油および自動車用燃料）は、定義された期間の省エネ義務を負っている。こうした事業者は、証書の交付を受ける直接または間接の省エネを行うか、省エネ証書の購入によって、この義務を履行する。所定の期間の終了時に、関係する企業は、証書を提出するか財務省に罰金を支払うことによって、この義務を遵守したことを証明しなければならない。

フランスの制度は、2014年12月24日付政令2014-1557によって、2015年1月1日から2017年12月31日までの第三期について更新された。この期間の省エネ目標はより野心的であり、制度は簡素化されている。第二期に取得した省エネ証書の量は第三期の目標の達成に考慮される。

グリーン成長のためのエネルギー移行に係る2015年8月17日付法律第30条の適用により、エネルギー貧困世帯のための、2016年から2017年に係る新たな追加的省エネ義務が2016年1月1日から適用される。この新たな義務は、第三期の省エネ義務に追加される。この義務の年間量は、年間の省エネ義務に比例する。

EDFは、住宅顧客、事業顧客、地方当局および社会プロジェクトに資金供与する組織それぞれの市場セグメントに、エネルギー効率の高いサービスの提供を行うことにより、この義務の達成が可能となる状況にある。

49.3 再生可能エネルギー証書

再生可能エネルギー証書制度によって、EDFグループは、特に英国、イタリアおよびベルギーで、再生可能エネルギー証書の提出義務を負っている（注記1.3.28.2を参照）。

2015年12月31日現在において、基本的に、EDF Energy（英国）およびEDF Luminus（ベルギー）における割当義務と比較した再生可能エネルギー証書の不足分を填補するために、707百万ユーロの引当金が計上された。

注記50. 後発事象

50.1 2016年1月27日の取締役会の決定：EDFとAREVAとの間の戦略的パートナーシップ契約のさらなる進展

2016年1月27日の会議において、EDFの取締役会は、AREVA NP（原子炉に関連するサービス、設備および燃料製造を担当する会社）の事業のEDFによる買収に関するAREVAとの協議が、2015年度下半期中に実施されたデューデリジェンス作業を受けて終了した旨の報告を受けた。

取締役会は、EDFが取得しようとする事業であるAREVA NPの資本100%¹の最終評価額25億ユーロを承認した。この金額は当該取引の完了日現在で作成される財務諸表により上方または下方修正される可能性があり、当該完了日後に測定される一定の業績目標の達成度に基づいて最大350百万ユーロまでのアーンアウト支払が生じる可能性がある。

1. 金融債務の移転を含まない。

オルキルト3（OL3）プロジェクトのコストおよびリスクからEDFを完全に遮断するための取り決めならびに最終の契約書が確定した時点で、EDFはこれを基礎として、中央企業委員会との協議および取締役会による承認後、計画した51%から75%までの投資について法的拘束力を持つ提案を行える立場となる。

この決定は、EDFとAREVAとの間の提案されたパートナーシップに関する協議の進捗を正式に記した2015年7月30日付署名の覚書を受けたものである。この覚書は3つのセクションから構成されている。

- ・ 全般的な戦略上および産業上の合意。その主な目的は、研究開発、新たな原子炉の国外での販売、使用済燃料の貯蔵、および解体などの分野における協業の効率性の改善および向上である。
- ・ EDFによるAREVA NPの独占的支配権の取得。この覚書は、EDFによるAREVA NPの過半数支配（少なくとも51%）、戦略的パートナーシップの一環でAREVAが行う最大25%の投資、および他の少数持分パートナーによる潜在的な投資を定めている。この計画は、フランスの既存発電所に関する業界プログラム「グラン・カレナージュ（Grand Carénage）」に含まれる最重要活動の安全性を向上させ、エンジニアリング・サービス、プロジェクト管理、および一部の製造活動の効率性をEDFの経験に基づいて改善する。
- ・ 新たな原子炉の設計およびプロジェクト管理を最適化するための、EDFが80%、AREVA NPが20%を所有する専門会社の設立。この会社の目的は、日本および中国の主要産業会社との間のパートナーシップを継続しながら、プロジェクトの準備および管理を改善し、プロジェクトの上流フェーズにおける提案作成に向けた戦略的マーケティングの調整の改善や、顧客ニーズにより即した、より競争力ある製品の開発、および原子炉の範囲の調整・拡大を通じて、フランスの産業の輸出を強化することである。この新会社は、発電業者と供給業者の統合モデルの一部を形成する予定であり、当該モデルについては既にいくつかの国で試行と分析を行っている。

注記51. 連結の範囲

51.1 2015年12月31日現在の完全連結会社

	所有割合 (%) 2015年 12月31日現在	所有割合 (%) 2014年 12月31日現在	事業部門	
フランス				
Électricité de France—親会社	100.00	100.00	G,D,0	
Électricité Réseau Distribution France (ERDF)	100.00	100.00	D	
EDF Production Électrique Insulaire (EDF PEI)	100.00	100.00	G	
Group Support Services (G2S)	100.00	-	G	
英国				
EDF Energy Plc. (EDF Energy)	100.00	100.00	G,0	
EDF Energy UK Ltd.	100.00	100.00	0	
EDF Development Company Ltd.	100.00	100.00	0	
イタリア				
Edison SpA (Edison)	97.40	97.40	G,D,0	
Transalpina di Energia SpA (TdE SpA)	100.00	100.00	0	
Fenice Qualita' Per L'Ambiente SpA (Fenice)	100.00	100.00	G,0	
その他国外				
EDF International SAS	フランス	100.00	100.00	0
EDF Belgium SA	ベルギー	100.00	100.00	G
EDF Luminus SA	ベルギー	68.63	63.53	G
EDF Norte Fluminense SA	ブラジル	100.00	100.00	G
Ute Paracambi SA	ブラジル	100.00	100.00	G
French Investment Guangxi Laibin Electric Power Co., Ltd. (FIGLEC)	中国	100.00	100.00	G
EDF (China) Holding Ltd.	中国	100.00	100.00	0
EDF Inc.	米国	100.00	100.00	0
Unistar Nuclear Energy LLC	米国	100.00	100.00	G
Budapesti Erömu Zrt (BE Zrt)	ハンガリー	-	95.62	G
EDF DÉMASZ Zrt.	ハンガリー	100.00	100.00	G,D,0
EDF Paliwa Sp.z o.o. (Energokrak)	ポーランド	97.44	97.26	0
EDF Polska S.A.	ポーランド	97.44	97.26	G
Zec Kogeneracja SA (Kogeneracja)	ポーランド	49.55	49.51	G,D
Elektrociepłownia Zielona Gora SA (Zielona Gora)	ポーランド	48.75	48.72	G,D
EDF Alpes Investissements SARL	スイス	100.00	100.00	0
Mekong Energy Company Ltd. (Meco)	ベトナム	56.25	56.25	G

事業セグメント：G＝発電、D＝配電、T＝送電、0＝その他

所有割合 (%) 所有割合 (%)
2015年 2014年
12月31日現在 12月31日現在 事業部門

その他事業				
EDF Développement Environnement SA	フランス	100.00	100.00	0
Société pour le Conditionnement des Déchets et Effluents Industriels (SOCODEI)	フランス	100.00	100.00	0
Compagnie Financière de Valorisation pour l'Ingénierie (COFIVA)	フランス	100.00	100.00	0
Société Française d'Ingénierie Electronucléaire et d'Assistance (SOFINEL)	フランス	55.00	55.00	0
Électricité de Strasbourg	フランス	88.64	88.64	D
TIRU SA - Traitement Industriel des Résidus Urbains	フランス	51.00	51.00	0
Dunkerque LNG	フランス	65.01	65.00	0
EDF Énergies Nouvelles	フランス	100.00	100.00	G,0
EDF IMMOおよび不動産子会社	フランス	100.00	100.00	0
EDF Optimal Solutions SAS	フランス	100.00	100.00	0
Société C2	フランス	100.00	100.00	0
Société C3	フランス	100.00	100.00	0
EDF Holding SAS	フランス	100.00	100.00	0
CHAM SAS	フランス	100.00	100.00	0
Dalkia	フランス	99.94	99.94	0
Citelum	フランス	100.00	100.00	0
EDF Trading Ltd.	英国	100.00	100.00	0
EDF DIN UK Ltd.	英国	100.00	100.00	0
Wagram Insurance Company Ltd.	アイルランド	100.00	100.00	0
EDF Investissements Groupe SA	ベルギー	93.89	95.51	0
Océane Re	ルクセンブルグ	99.98	99.98	0
EDF Gas Deutschland GmbH	ドイツ	100.00	100.00	0

51.2 2015年12月31日現在の共同支配事業の形態で保有する会社

所有割合 (%) 所有割合 (%)
2015年 2014年
12月31日現在 12月31日現在 事業部門

その他事業				
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (Crystal)	ドイツ	50.00	50.00	0

事業セグメント：G＝発電、D＝配電、T＝送電、0＝その他

51.3 2015年12月31日現在の持分法適用子会社

		所有割合 (%) 2015年 12月31日現在	所有割合 (%) 2014年 12月31日現在	事業部門
フランス				
RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE)		100.00	100.00	T
Elisandra IV (Madrileña Red de Gas Holding) (EDF Invest)	スペイン	25.00	-	D
Alba Real Estate SCS (EDF Invest)	ルクセンブルグ	46.50	-	0
Immo C47 (EDF Invest)	フランス	100.00	-	0
その他国外				
Energie Steiermark Holding AG (Estag)	オーストリア	-	25.00	G,0
Compagnie Énergétique de Sinop (CES)	ブラジル	51.00	51.00	G
Constellation Energy Nuclear Group LLC (CENG)	米国	49.99	49.99	G
SLOE Centrale Holding BV	オランダ	50.00	50.00	G
Shandong Zhonghua Power Company, Ltd.	中国	19.60	19.60	G
Datang Sanmenxia Power Generation Co., Ltd.	中国	35.00	35.00	G
Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd.	中国	30.00	30.00	G
Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd.	中国	49.00	49.00	G
Nam Theun 2 Power Company	ラオス	40.00	40.00	G
Alpiq	スイス	25.04	25.00	G,D,T,0
その他事業				
Domofinance SA	フランス	45.00	45.00	0

事業セグメント：G＝発電、D＝配電、T＝送電、0＝その他

51.4 2015年12月31日現在の議決権比率と所有割合が異なる会社

以下の会社については、支配を決定する議決権比率と当グループの所有割合が異なっている。

	所有割合 (%) 2015年12月31日現在	議決権比率 (%) 2015年12月31日現在
Edison SpA	97.40	99.48
Zec Kogeneracja SA (Kogeneracja)	49.55	50.00
Elektrociepłownia Zielona Gora SA (Zielona Gora)	48.75	98.40
EDF Paliwa Sp.z o.o.	97.44	100.00
Société Française d'Ingénierie Électronucléaire et d'Assistance (SOFINEL)	55.00	54.98
EDF Investissements Groupe SA	93.89	50.00

[次へ](#)

(2) 個別財務諸表

注：表中の大部分の数値は百万ユーロ単位で表示されている。その結果、表示された概数により、合計または変動値が若干合わない場合がある。

損益計算書

	注記	2015年度			2014年度		
		百万ユーロ	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	百万ユーロ	億円
売上高(1)	4		41,553	51,380		41,717	51,583
棚卸資産および資産計上した生産物の増減			875	1,082		820	1,014
営業補助金	5		6,338	7,837		5,912	7,310
引当金および減価償却費の戻入額	6		3,124	3,863		2,752	3,403
その他の営業収益および費用振替額	7		938	1,160		715	884
I 営業収益合計			52,828	65,322		51,916	64,194
購入燃料使用分			2,823			3,173	
エネルギー購入			10,933			9,792	
サービスおよびその他購入品使用分			19,338			18,965	
購入およびその他の対外費用	8		33,094	40,921		31,930	39,481
法人所得税以外の税金	9		2,682	3,316		2,615	3,233
人件費	10		6,812	8,423		6,604	8,166
減価償却費および償却費	11		3,447			3,149	
引当金繰入額、減損および評価損	12		3,763			2,840	
減価償却費、償却費および引当金繰入額			7,210	8,915		5,989	7,405
その他の営業費用			1,409	1,742		905	1,119
II 営業費用合計			51,207	63,317		48,043	59,405
営業利益 (I - II)			1,621	2,004		3,873	4,789
III 共同事業取引			16	20		7	9
IV 金融損益	13		(2,275)	(2,813)		(3,096)	(3,828)
法人所得税および臨時損益計上前損益 (I - II + III + IV)			(638)	(789)		784	969
V 臨時損益	14		846	1,046		1,442	1,783
VI 法人所得税	15		(63)	(78)		577	713
損益 (I - II + III + IV + V - VI)			271	335		1,649	2,039

(1) 2015年度輸出製品売上高：6,895百万ユーロ、2015年度輸出サービス売上高：481百万ユーロ

貸借対照表

資 産	注記	2015年12月31日現在				2014年12月31日現在	
		総額	減価償却 累計額または 減損累計額	純額		純額	
				百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
無形資産	16-17	1,586	735	851	1,052	777	961
EDF所有有形固定資産	16-17	76,755	51,349	25,406	31,415	25,071	31,000
委譲運営有形固定資産	16-17	13,806	8,140	5,666	7,006	5,426	6,709
建設中の有形資産および制作中の無形資産	16-17	16,147	259	15,888	19,646	14,435	17,849
投資および関連債権		57,620	185	57,435	71,018	56,456	69,808
投資有価証券		12,985	219	12,766	15,785	12,744	15,758
貸付金その他の金融資産		13,688	3	13,685	16,922	8,229	10,175
金融資産	18	84,293	407	83,886	103,725	77,429	95,741
I 固定資産合計		192,587	60,890	131,697	162,843	123,138	152,260
棚卸資産および仕掛品	19	10,404	192	10,212	12,627	9,753	12,060
発注に係る前渡金	20	1,224	1	1,223	1,512	1,134	1,402
営業債権およびその他の債権	20	19,976	393	19,583	24,214	19,005	23,500
市場性のある有価証券	21	13,907	7	13,900	17,187	8,815	10,900
現金性金融商品	20	4,759	-	4,759	5,885	3,913	4,838
現金および現金同等物	22	6,199	-	6,199	7,665	6,583	8,140
前払費用	20	1,339	-	1,339	1,656	1,294	1,600
II 流動資産合計		57,808	593	57,215	70,746	50,497	62,440
繰延費用 (III)		289	-	289	357	286	354
社債償還プレミアム (IV)		676	164	512	633	508	628
未実現為替差損 (V)	23	2,070	-	2,070	2,560	1,146	1,417
資産合計 (I + II + III + IV + V)		253,430	61,647	191,783	237,140	175,575	217,098

貸借対照表

自己資本および負債	注記	2015年12月31日現在		2014年12月31日現在	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
資本金		960	1,187	930	1,150
資本剰余金		8,081	9,992	7,205	8,909
再評価剰余金		675	835	669	827
法定準備金		93	115	93	115
その他の剰余金		3,000	3,710	3,000	3,710
剰余金		3,093	3,824	3,093	3,824
繰越損益		5,134	6,348	5,598	6,922
当期利益または損失		271	335	1,649	2,039
中間配当		(1,059)	(1,309)	(1,059)	(1,309)
投資補助金		170	210	174	215
税務規制引当金		6,233	7,707	6,324	7,820
自己資本	24	23,558	29,129	24,583	30,397
追加的自己資本	25	11,281	13,949	10,688	13,216
特別委譲勘定	26	2,093	2,588	2,045	2,529
I 自己資本および委譲勘定合計		36,932	45,666	37,316	46,141
リスク引当金	27	3,056	3,779	1,933	2,390
原子力発電関連引当金－核燃料サイクル終了、発電所廃炉 および炉心核燃料	28	36,130	44,675	34,060	42,115
非原子力施設廃止引当金	29	597	738	589	728
従業員給付引当金	30	10,759	13,304	10,795	13,348
その他の費用引当金	31	969	1,198	982	1,214
費用引当金		48,455	59,915	46,426	57,406
II 引当金合計		51,511	63,693	48,359	59,796
金融負債	33	55,821	69,023	47,053	58,181
前受金および中間払前受金	32	6,819	8,432	6,433	7,954
営業、投資およびその他の負債	32	32,741	40,484	28,821	35,637
現金性金融商品	32	3,969	4,908	3,337	4,126
繰延収益	32	3,698	4,573	4,065	5,026
III 負債合計	32	103,048	127,419	89,709	110,925
未実現為替差益 (IV)	34	292	361	191	236
自己資本および負債合計 (I + II + III + IV)		191,783	237,140	175,575	217,098

キャッシュ・フロー計算書

注記	2015年度		2014年度	
	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
営業活動				
税引前利益／（損失）	208	257	2,226	2,752
償却費、減価償却費および引当金繰入額	7,023	8,684	5,897	7,292
資産譲渡（益）／損	(505)	(624)	(1,092)	(1,350)
金融収益および費用	(814)	(1,007)	102	126
運転資本の変動	872	1,078	(1,127)	(1,394)
営業によるキャッシュ・フロー（純額）	6,784	8,388	6,006	7,426
金融費用の純支払額（受取配当金を含む）	1,637	2,024	(187)	(231)
法人所得税の支払額	(1,102)	(1,363)	(2,219)	(2,744)
2015年7月22日付の欧州委員会の決定 ⁽¹⁾	(789)	(976)	-	-
(A) 営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）	6,531	8,076	3,600	4,451
投資活動				
有形固定資産および無形資産への投資	(5,957)	(7,366)	(5,832)	(7,211)
有形固定資産および無形資産の売却による収入	21	26	13	16
金融資産の変動	(9,645)	(11,926)	5,249	6,490
(B) 投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）	(15,582)	(19,267)	(570)	(705)
財務活動				
借入債務および引受契約の発行	9,807	12,126	7,109	8,790
借入債務の返済および引受契約による支払	(2,969)	(3,671)	(7,247)	(8,961)
支払配当金	(1,420)	(1,756)	(2,327)	(2,877)
永久劣後債の発行	-	-	3,973	4,913
委譲運営資産に対する受取拠出金	10	12	7	9
投資補助金	6	7	5	6
(C) 財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）	5,433	6,718	1,520	1,879
(A) + (B) + (C) 現金および現金同等物の純増加／（減少）額	(3,617)	(4,472)	4,550	5,626
現金および現金同等物の期首残高⁽²⁾	1,226	1,516	(3,310)	(4,093)
為替変動の影響	(90)	(111)	(57)	(70)
現金および現金同等物に係る金融収益	54	67	43	53
現金および現金同等物の期末残高⁽²⁾	(2,427)	(3,001)	1,226	1,516

- (1) 2015年7月22日付で欧州委員会は、1987年から1996年の間に設定されたフランスの一般電力網施設の更新に対する引当金の税務上の取扱いを、欧州連合の規則に適合しない政府補助金として分類する新たな決定を公表した（注記2.2を参照）。
- (2) 「現金および現金同等物の期首残高」および「現金および現金同等物の期末残高」には投資ファンドおよび3か月より後に満期を迎える譲渡性負債商品は含まれていない。現金および現金同等物の変動の詳細については注記22を参照。

[次へ](#)

財務諸表に対する注記

フランス電力(Électricité de France SA、EDF)はEDFグループの親会社であり、発電ならびに電力およびガスの供給を行うフランスの株式会社(société anonyme)である。EDFの事業にはまた、コルシカおよびフランス海外県に所在する島部エネルギー・システム(IES)のすべての事業活動も含まれる。

注記1. 会計原則および方法

1.1 会計基準

EDFの財務諸表は、会計基準委員会(ANC)が発行した2014年6月5日付規則2014-03により提示された、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。

適用した会計処理および評価の方法は、以下に記載する省エネ証書に関する会計処理方法の変更を除き、2014年12月31日終了年度に係る財務諸表において使用したものと同一である。

省エネ証書に関する新たな会計処理方法は、2012年12月28日付命令により承認された2012年10月4日付規則2012-04に定められている。強制適用日は、2013年11月7日付規則2013-02により1年延期され、2015年1月1日とされた。これらの規則は、規則2014-03に、修正なしに組み込まれた。

この規則の初度適用は会計処理方法の変更に該当し、遡及的に計算した税引後の影響額が繰越損益に含まれている。

2015年1月1日付で、これにより344百万ユーロの棚卸資産が認識された。これは、過去の義務期間(2011年1月1日から2014年12月31日)に係る規制上の義務を上回る証書を取得するために過年度に発生した費用に対応する。この既払費用は、新期間(2015年1月1日から2017年12月31日)に係る義務を充足するために使用される。

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。すなわち、棚卸資産(省エネ証書の余剰がある場合。この場合の純額ポジションは、将来の省エネ義務を充足する取得済ないし受取可能な証書に対応する)、または負債(省エネ証書の不足がある場合。この場合の純額ポジションは、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)である。

2015年12月31日現在、省エネ証書に関する新たな会計処理方法の適用による影響は、以下の通りである。

(単位:百万ユーロ)

	新方法		旧方法	
	貸借対照表	損益計算書	貸借対照表	損益計算書
期首棚卸資産(会計処理方法の変更)	344			
省エネ支出—当期費用		(384)		(384)
当期省エネ証書の生産	384	384		
省エネ義務	(369)	(369)		
2015年12月31日現在の省エネ証書棚卸資産	359			
2015年度の営業利益に対する影響		(369)		(384)

この会計処理については注記1.19.2に記載している。

1.2 経営者による判断および見積り

当財務諸表の作成に際しては、資産および負債の評価額、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情勢の変化により、現在の見積りと大きく異なる可能性がある。

特定の耐用年数に関するEDFの産業戦略は、現在の会計上の減価償却期間である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。

EDFは数年間にわたり発電所の耐用年数を延長するための準備を進めてきており、現在、「グラン・カレナージュ(grand carénage)」と呼ばれる業界の総点検プログラムに基づいて必要な投資を行っている。

この産業戦略に合わせて行われるフランスの原子力発電所の会計上の耐用年数の調整は、必要とされる技術上、経済上およびガバナンス上の条件がすべて整った段階で、EDFの財務諸表に反映される。

その他の見積りおよび判断の使用を伴い、その影響を受けやすい主要な会計処理方法は以下の通りである。

金融市場のボラティリティを特徴とする状況において、見積りを行うために使用したパラメータは、EDFの資産の超長期サイクルに適合するマクロ経済の前提に基づいている。

1.2.1 原子力引当金

核サイクル終了、廃炉および炉心核燃料引当金の測定は、技術的なプロセス、コスト、インフレ率、長期割引率、稼働中の発電所の耐用年数および支出スケジュールに関する仮定の影響を受ける。そのため、最終的にEDFが負担するコストの最善の見積額を引き当てることを確保するために、決算日毎に見積りの改定を行っている。これらの見積りの改定により重要な差額が生じた場合には、引当額が変動する可能性がある。

原子力引当金に関する主要な仮定および感応度分析については、注記28.5に記載している。

1.2.2 年金ならびにその他長期および雇用後給付

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。

2015年12月31日現在のこれらの雇用後および長期給付の計算に使用された数理計算上の主要な仮定は注記30.4に記載されている。これらの仮定は毎年更新される。EDFは、2015年12月31日現在で使用された数理計算上の仮定は適切かつ十分な裏付けがあると考えているが、将来これらの仮定に変更があれば債務の金額およびEDFの純利益に重要な影響がある可能性がある。

1.2.3 供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギー（関連する引渡しサービスを含む）

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、消費統計および販売価格の見積りを基に計算される。期末日現在の未請求の売上部分の決定は、これらの統計や見積りを行うに当たり使用される仮定の影響を受ける。

1.3 売上高

売上高は、原則として、エネルギーの販売（最終顧客向けおよびトレーディング活動の一環としての）およびサービスの販売による収益から成る。子会社ERDF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しサービスは、EDFのエネルギー売上高に計上されている。

売上高は、商品が引渡された時点、またはサービスが完了した時点で計上される。

期末日現在EDFの顧客に引渡済であるが未計測かつ未請求のエネルギーの量は、EDFのバランス調整責任を負う企業の施設による使用量からフランスのエネルギー規制委員会（Commission de Régulation de l'Énergie (CRE)）に提示された統計的手法によって測定された損失控除後の請求量を差し引いた量を基にして計算される。当該請求量は、前月に請求されたエネルギーを参照して決定された平均価格を用いて評価される。

貸借対照表日現在で未完了のサービスに係る収益および製品の売上高は決算日現在の進捗度に基づいて評価される。

当グループの商事会社であるEDF Tradingに対するエネルギー売上は、契約で定められた金額で計上される。

1.4 無形資産

1.4.1 研究開発費

研究費は発生した期において費用として認識される。

プロジェクト開発費は、EDFが以下を立証できる場合に、無形資産として資産計上される。

- 当該無形資産を使用または販売に供するための技術的実現可能性。
- 当該無形資産を完成させ、かつそれを使用または販売する意思。
- 当該無形資産を使用または販売する能力。
- 当該無形資産が将来の経済的便益を発生させる方法。
- 当該無形資産の開発を完了し、使用または販売するための適切な資源（技術的、財務的等）の入手可能性。
- 開発中の当該無形資産に帰属すべき費用についての信頼できる見積りを提供する能力。

資産計上された開発費は予測可能な有効期間にわたり定額法で償却される。

1.4.2 その他の無形資産

その他の無形資産は主にソフトウェア、賃借権および貯蔵容量留保コストにより構成されている。

これらは、内部創設か購入かに関わらず、その耐用年数にわたり定額法で償却される。

1.5 有形固定資産

EDFの有形固定資産は、事業およびその使用に関する契約の状況に応じて、以下の2つの貸借対照表科目として報告されている。

- EDF所有有形固定資産、基本的に原子力発電施設
- 委譲運営有形固定資産

1.5.1 当初測定

有形固定資産は、取得原価または製造原価で計上されている。

資産の当初評価額は、取得原価または製造原価である（EDFで直接発生した費用および対外費用を含む）。

自社建設の設備の原価には、すべての労務費、材料費および当該資産の建設のためのその他のすべての製造費用が含まれる。

EDFは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。これらの不遵守に対しては、行政による操業禁止の制裁措置が課される。

有形固定資産の取得原価はまた、発電所の廃炉費用および原子力施設の炉心核燃料費用も含む。これらの資産はこれらの負担に対して計上された引当金の見合いとして計上される。これらの資産は、操業開始時に、対応する引当金と同様の方法で測定され、計上される（注記1.15を参照）。これらは関連する施設と同様の方法、同様の耐用年数で減価償却される。関連する施設が完全に減価償却された時点で、当該資産の認識は中止される。

発電所の廃炉費用の一部がパートナーによって負担される場合には、予想される補填額が未収収益として資産に認識される。引当金と未収収益との間の差額は有形資産として記録され、その後のパートナーによる支払額は未収収益から控除される。

そのため、有形固定資産の評価額には、以下の要素が含まれる。

- ・ 施設解体の割引後費用。
- ・ 原子力施設については、炉心核燃料の割引後費用。これには、以下が含まれる。
 - ・ 操業停止時に完全には照射されず、技術的および規制による制約から再利用できない原子炉燃料の逸失コスト
 - ・ この燃料の処理費用
 - ・ これらの業務から生じた廃棄物の除去および貯蔵費用

生産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。

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。これは、主に、主要な点検の費用に関係しており、次の点検までの経過期間にわたり償却される。

資産の資金調達に起因する、建設期間中に発生した借入コストは、費用として認識される。

1.5.2 減価償却

有形固定資産の各項目は、耐用年数にわたり、定額法で減価償却される。耐用年数とは、当社がその資産の使用から将来の経済的便益の享受を期待できる期間と定義される。

主要な施設の見積耐用年数は以下の年数となっている。

・ 水力発電ダム	: 75年
・ 水力発電所において使用される電気機械設備	: 50年
・ 化石燃料発電所	: 25～45年
・ 原子力発電所	: 40年
・ 配電設備（電線、変電所）	: 20～45年

1.5.3 委譲契約

フランスにおいて、EDFは、以下の2種類の公共サービス委譲の運営者となっている。

- 地方当局（市町村または複数の市町村の共同）に認可された公共配電委譲
- フランス政府を委譲者とする水力発電委譲

1.5.3.1 公共配電委譲

EDFは、コルシカとフランスの海外県にある島部配電網の委譲運営者であり、一般に、全国委譲元当局連合会（Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies - FNCCR）との間で協議され、公的機関により承認された、1992年の枠組み契約（2007年に更新）に基づく標準的な委譲規定を使用した委譲契約に従っている。

委譲の会計処理は、プランコンタブルジェネラル（Plan comptable général）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。

委譲に使用する資産は、当初の資金源を問わず、貸借対照表の「委譲運営有形固定資産」として、取得原価または委譲者から提供された場合には移管日現在の見積価額により報告されている。委譲者から無償で提供された資産については、相殺する負債が認識される。

1.5.3.2 水力発電委譲

水力発電委譲は政令により承認された標準規則に従っている。

水力発電委譲に属する資産は水力発電設備（ダム、配管、タービン等）であり、最近更新された委譲の場合には、発電設備および交換機（交流発電機等）を含む。これらの委譲に使用する資産は、「委譲運営有形固定資産」の科目に取得原価で計上される。減価償却は耐用年数にわたり計算されるが、その期間は、通常、委譲期間と同一である。

委譲運営資産については、追加減価償却を貸借対照表の負債に計上している（注記1.14.2を参照）。

1.6 長期資産の減損

EDFは各期末日に、資産の価値が著しく損なわれた可能性を示す兆候があるか否かを評価する。かかる兆候がある場合には、以下の通り減損テストを行う。

- EDFは、長期資産の減損を測定するに当たり、かかる資産（必要に応じて資金生成単位にグループ化される）の帳簿価額と、かかる資産の回収可能価額（通常、割引将来正味キャッシュ・フロー法を用いて決定される）とを比較する。この回収可能価額が貸借対照表計上額を下回る場合に、差額相当額が「減価償却費および減損」として評価減される。
- この目的のために使用される割引率は、関連する各資産または資産グループの加重平均資本コスト（WACC）に基づいている。
- 将来キャッシュ・フローは中期計画と経営者が承認した仮定に基づいている。

1.7 金融資産

1.7.1 投資

投資は、取得原価で計上されている。

投資の売却損益はFIFO（先入先出）法に基づき評価される。

2007年6月15日付のCNC(フランス国家会計審議会)緊急委員会意見書2007-Cに準拠して、投資の取得に係る譲渡税、報酬および手数料ならびに法務費用は資産の取得原価に含まれる。

その他の株式に関連するこの種の費用は費用に含まれる。取得費用の税務規制償却費は減価償却超過額勘定に計上される。

投資の帳簿価額がその使用価値を上回る場合には、その差額と同額の減損が計上される。

非連結企業の上場有価証券の使用価値は株式市場における株価を基礎とする。

EDFグループの連結対象会社の非上場および上場有価証券に係る使用価値は、必要に応じて、専門家の評価情報または前年度末後に入手した情報を考慮した自己資本または正味の調整後連結資産を参考に決定される。

1.7.2 投資有価証券

EDFは、2つの投資ポートフォリオを設定している。

- ・ 第一は、核燃料サイクルの終了業務の資金を調達するための専用の金融資産により構成され、これに対しては引当金が計上されている。これらの資産は、その特定の目的を考慮して、他の金融資産および投資と分別して管理されており、債券、株式、合同運用型投資ファンドおよびEDFが独占的に使用するために組成した「専用」ファンドから構成されている。
- ・ 第二は、投資先の会社の経営に参加することなく満足の行く投資収益を中長期的に得るために取得した有価証券により構成される。

投資有価証券にはまた、当社の資本持分の取得を認める負債商品に関連する義務を遂行するために取得した自己株式、投資サービス会社との間の流動性契約に基づき取得した自己株式、または、対外取引もしくは減資により取得した自己株式も含まれる。

株式は取得原価で計上されている。プランコンタブルジェネラルに関するANC規則2014-03の第213-8条に準拠して、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帳簿価額を下回る場合には、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。上場有価証券の帳簿価額は、株式市場における株価を考慮して個々に評価される。非上場有価証券の帳簿価額もまた個々に評価されるが、その際、主に考慮するのは当該会社の成長見込みおよびその株価である。

1.7.3 その他の金融資産

グループの事業の一環として、EDFは外貨建の短期貸付金を子会社に供与している。

外国為替リスクに対するエクスポージャーを低減するために、当グループはこれらの貸付資金を、主に外貨建およびユーロ建の短期コマーシャル・ペーパーの発行に併せて、為替ヘッジ・デリバティブを使用して調達している。

1.8 棚卸資産および仕掛品

棚卸資産の当初の原価には、すべての直接原料費（ヘッジの影響を含む。）、労務費および製造間接費の配賦額が含まれる。

消費された棚卸資産は通常、加重平均単位原価法により評価される。温室効果ガス排出権および省エネ証書の消費については、FIFO（先入先出）法により評価している。

棚卸資産は、取得原価または正味実現可能価額のいずれか低い方の額をもって計上される。

1.8.1 核燃料および原材料

棚卸資産勘定には以下が含まれている。

- ・ 燃料生産過程にあるあらゆる形態の核物質。
- ・ 貯蔵中または原子炉内の燃料要素。

核燃料および原材料ならびに仕掛品の評価額は、原料費、労務費および下請けサービス（例：フッ素化、濃縮、生産など）を含む直接加工原価に基づいて決定される。

2007年3月21日付命令に定義された「積載燃料」の概念に従って、原子炉内にある未照射の燃料在庫の原価は、使用済燃料管理および放射性廃棄物長期管理のための費用を含む。対応する金額は該当する引当金に計上される。

核燃料の消費量は、構成要素（天然ウラン、フッ素化、濃縮、燃料集合体生産）ごとに、燃料が原子炉に積載された時点の予想生産量に対する割合により決定される。その量は項目ごとに、棚卸資産の加重平均原価によって評価される。棚卸資産は、中性子測定に基づく予測使用量と実地棚卸を考慮して、定期的に修正される。

1.8.2 その他の事業用棚卸資産

これらの棚卸資産は以下から成る。

- ・ 化石燃料発電所の操業に必要な化石燃料。
- ・ 事業用資材および設備。例えば、保守プログラムに基づき供給される予備部品（資産計上された戦略的安全予備部品を除く）。
- ・ 発電サイクルのために取得した温室効果ガス排出権および省エネ証書（注記1.19.1および1.19.2を参照）。
- ・ ガス在庫。直接および間接購入費用（特に輸送費用）を含む加重平均原価で評価されている。

2015年1月22日付命令により承認された規則の下で営業する電力産業について発電容量義務のメカニズムを定めた、電力供給の保全に対する供給業者の貢献に関する2012年12月14日付政令2012-1405の適用に当たり、EDFは、発電容量認定のための初回の作業を実施した。その見返りに受けた容量保証は、最初の義務期間である2017年度の義務を充足するために使用される。この容量保証は生産コストで棚卸資産に計上されており、2015年12月31日現在のその金額は重要ではない。

予備部品の減損は、これらの部品の回転率に依存する。

1.9 受取債権および市場性のある有価証券

1.9.1 営業債権

営業債権は、当初は額面価額で表示される。

営業債権はまた、供給済のエネルギーの未請求債権価額を含む。

債権の種類に応じて評価された回収可能性を基にして、債権の繰越価額が帳簿価額を下回る場合には、評価損が計上される。貸倒れに関連するリスクは、債権の性質に応じて、個別に、または実績に基づく統計的方法により評価される。これらの債権の引渡し部分の不払いリスクはEDFでなくERDFが負担する。

1.9.2 市場性のある有価証券

市場性のある有価証券は、当初は取得原価で資産に計上され、年度末に取得原価または現在価値のいずれか低い方で再表示される。

上場有価証券の現在価値は年度末の株式市場の株価に等しい。非上場有価証券の使用価値はその会社の成長見通しを考慮した推定取引価値である。

未実現損失がある場合は、未計上の未実現利益を控除しない未実現損失の全額に対して減損が計上される。

市場性のある有価証券の売却損益はFIFO（先入先出）法を用いて評価される。

1.10 社債発行費および償還プレミアム

社債償還プレミアムは、当該社債の期間（連続償還社債の場合には各トランシェの社債の満期までの期間）で、定額法により償却される。

借入債務の発行に際してEDFが支払い「繰延費用」に含まれた手数料および対外費用は、定額法により関連する商品の期間に配分される。

1.11 未実現為替差損益

外貨建債権債務は、年度末の為替レートでユーロに換算される。この結果生じる換算差額は、「未実現為替差益」および「未実現為替差損」として貸借対照表に計上される。為替リスクをヘッジしていない外貨建借入債務に係るすべての未実現為替差損に対しては引当金が計上される。未実現差益は損益計算書には認識されない。

外貨建借入債務をヘッジするスワップについての換算差額は、「現金性金融商品」の相手勘定として「未実現為替差益」および「未実現為替差損」に計上される。

1.12 税務規制引当金

この科目は主に税務目的で記録された減価償却超過額を含み、以下の項目に関係している。

- 発電および送配電施設に係る通常の減価償却額
- 火力発電所に組み込まれた脱硫施設および社内開発ソフトウェアに係る臨時減価償却額

1.13 追加的自己資本

EDFが発行したユーロおよび他の通貨建の永久劣後債は、1994年7月のフランス専門会計士団体（Ordre des experts-comptables）意見書28に準拠して、その特定の性質を勘案して計上される。

その結果、これらは、その償還をEDFが単独で管理できることから、「追加的自己資本」に分類されている。

発行費およびプレミアムは損益計算書を通じて償却される。

これらの債券に係る支払利息は、金融損益に計上される。

1.14 特別委譲負債

これらの負債は、島部エネルギー・システム（IES）についての公共配電委譲および水力発電委譲に関連している。

1.14.1 公共配電特別委譲負債－IES

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、以下のように負債において認識されている。

- ・ 既存資産に対する権利。これらはすべての資産を無償で取戻す委譲者の権利に対応する。この権利は施設の現物評価額（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。

- ・ 取替予定資産に対する権利。これらは取替予定資産のための運営者の資金供与債務に対応する。これらの非金融負債は以下から構成される。
 - － 委譲者が資金供与した部分の資産について計上された減価償却費。
 - － 更新引当金（委譲終了前に更新が必要となる資産に関するもののみ）。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、取り替えられた資産に関して計上されていた委譲者の供与資金の引当および償却は取り崩されて既存資産に対する権利に振り替えられる。これは、新たな資産のための委譲者の供与資金と考えられるためである。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、資産の更新に際して振り替えられ、委譲者の利益のために資金流出なしで、既存資産に対する委譲者の権利になる。

1.14.2 水力発電特別委譲負債

この負債は以下から構成されている。

- 無償で提供された資産の評価額および受け取った拠出金。
- 1959年1月1日の前日までおよび1977年1月1日の前日までに操業開始した固定資産に対して実施したフランス法に準拠した再評価に起因する差額。
- 委譲終了時に無償で返還されるが耐用年数が委譲期間より長い設備について計上された、工業用の減価償却に対する追加減価償却額。

2009年1月1日における水力発電委譲の会計処理の変更後は、1959年再評価引当金は関連資産の除却時に自己資本に振り替えられる。

1976年度の再評価によって生じた再評価剰余金純額は、関連資産の残存耐用年数にわたり損益に計上される。

無償で提供された資産の評価額および受け取った拠出金は、その耐用年数にわたり損益計算書に振り替えられる。

1.15 従業員給付引当金以外の引当金

引当金は、以下の3つの条件を満たす場合に計上される。

- EDFが決算日前の事象から生じた第三者に対する現在の債務（法的または推定的）を負う場合。
- 債務を決済するために、経済的便益を持つ資源の流出が必要となる可能性が高い場合。
- 債務の金額を信頼性をもって見積ることができる場合。

引当金は、EDFの債務の決済に必要と見込まれる費用の見積りに基づいて決定される。見積額は、情報システムからの経営データおよびEDFが採用した仮定に基づき算出される。また、必要に応じて類似の取引の経験に基づく（場合により独立した専門家による報告または請負業者による見積りに基づく）。決算日ごとに各種の仮定が改訂される。

関連する費用は、期末日現在の経済状況に基づいて見積られた後、予測される支出スケジュールにわたって配分され、予測長期インフレ率を適用して支払年度のユーロに調整される。引当金の算定に当たっては、当該金額が、名目割引率を用いて現在価値に割り引かれる。

核サイクル終了費用、発電所廃炉および炉心核燃料に関する費用、ならびに不利契約に対する引当金は、割引将来キャッシュ・フローに基づいて見積られている。

インフレ率および割引率は、フランスの経済および規制に関するパラメータに基づき、資産の長期の操業サイクルおよびコミットメントの期限も勘案する。

各決算日に生ずる、時間の経過を反映する割引の影響は、金融費用に含まれる。

引当対象となった費用の全額または一部の払戻しが見込まれる場合には、その金額はEDFが払戻しを受けることがほぼ確実である場合に限り債権として認識される。

非常に稀な状況では、信頼性をもって見積ることができないために引当金が計上できないことがある。その場合には、資源流出の可能性がほとんどない場合を除き、債務は偶発債務として注記に記載される。

割引率の変更、支出スケジュールの変更または請負業者の見積りの変更に起因する引当金の変動は以下のように計上される。

- ・ 引当金が、当初、貸借対照表上の資産を相手勘定として設定されていた場合には、対応する資産の増加または減少として正味帳簿価額を上限として計上する（現在稼働中の発電所の廃炉、その廃炉から生ずる放射性廃棄物の長期管理および炉心核燃料）。これは廃炉、撤去および用地回復費用の個別財務諸表上の認識に関する2005年12月6日付のCRC緊急委員会意見書2005-Hの要求に従ったものであり、この要求はプランコンタブルジェネラルに関するANC規則2014-03の第213-08条に組み込まれている。
- ・ それ以外のすべての場合には損益計算書に計上する。

1.15.1 原子力発電関連引当金

これらの引当金は主に以下を対象とする。

- 使用済燃料管理および放射性廃棄物長期管理のための核燃料サイクル終了費用。
- 発電所の解体費用および原子炉が閉鎖された際に原子炉内に存在する燃料に関連する損失（炉心核燃料引当金）。

1.15.2 その他の引当金

これらの引当金は主に以下に関係する。

- エネルギー売買複数年契約に関連する損失。
 - エネルギー購入契約に関連する損失は、契約条件に基づく取得原価と予想市場価格を比較して測定される。
 - エネルギー販売契約に関連する損失は、契約条件に基づく見積収益と供給すべきエネルギーの原価を比較して測定される。
- 未実現為替差損。
- 火力および水力発電所の廃炉費用。
- 公共配電委譲運営施設の更新費用。

非常に稀な状況では、情報開示によって当社が著しい損害を受けることとなり得る場合、引当金が対象とする特定の訴訟に関する記載を財務諸表注記に含めないことが認められる。

1.16 従業員給付

電力およびガス産業（IEG）の会社に関する法規に準拠して、EDFの従業員は、雇用後給付（年金制度、退職金など）およびその他の長期給付（例えば、長期勤続報奨）を受ける権利を有する。

1.16.1 従業員給付の計算および認識

2000年7月6日に公表され、プランコンタブルジェネラルに関するANC規則2014-03の第324-1条に組み込まれたCNC緊急委員会意見書2000-Aの適用に際し、EDFは、2005年1月1日付で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た。

確定給付制度に基づく債務は、予測単位給付積増方式により計算されている。この方式は、雇用後給付および長期給付について、期末日現在で、従業員が稼得している受給権の現在価値を昇給予想やその国特有の経済情勢を考慮して決定するものである。

雇用後給付債務は、ANC規則2014-03の第324-1条に従い、主に以下の方法および仮定を用いて評価される。

- 適用される規則に基づき決定された退職年齢および年金満額受給権を得るための要件。
- 従業員の年功を参考とする退職時の給与水準、予想昇進効果に基づく退職時の予測給与水準および年金水準の見込み動向。
- 従業員の離職率および死亡率に関するデータに基づき決定された予測年金受給者数。
- 該当する場合には、IEG部門の従業員について、従業員とその配偶者の平均寿命および婚姻率の両方を考慮した寡婦/寡夫年金。
- 債務の期間に応じた割引率。当該割引率は、従業員に対するEDFのコミットメントと同様の期間を有する優良非金融社債の市場利回りまたは国債の利率を参照して年度末日現在で決定される。

引当金の額は、これらの給付を賄う資産の現在価値を考慮に入れており、当該資産は給付債務の金額から差し引かれる。

債務または制度資産の大きい方の10%（以下「回廊」という。）を超える雇用後給付債務に係る数理計算上の損益は、当社従業員の平均残存勤続期間にわたり、損益計算書上で認識される。

その他の長期給付については、数理計算上の損益およびすべての過去勤務費用は、回廊規則が適用されることなく、すべて引当金に直接計上される。

従業員給付債務に関連して期中に計上された費用の純額は、以下のものを含む。

- 当期勤務費用。期中に稼得した受給権の上乗せに対応する。
- 純利息費用。債務に係る利息から制度資産に係る運用収益を控除した純額に対応する。
- 長期給付に関連する数理計算上の損益に対応する収益または費用、および雇用後給付に係る数理計算上の損益の償却額。
- 過去勤務費用。給付制度の変更/終了または新制度の導入に関連した収益または費用を含む。

1.16.2 雇用後給付債務

2005年1月1日から効力を生じたIEG産業制度の財政改革以降、CNIEG（Caisse Nationale des IEG、当該産業の特別年金機関）は、IEG特別年金制度のみならず、当該産業のための業務上の事故、傷病および死亡保険も運営している。

CNIEGは、2004年8月9日付法律によって創設された、私法の管理下にある社会保障機関である。当該機関は、法律上の事業体として位置付けられ、フランス政府の監督下にあり、フランスの予算、社会保障およびエネルギー担当大臣との共同の監督下で運営されている。

当該法律によって導入された資金協定に基づき、EDFは、IEG制度がその傘下になっているフランスの標準給付制度（CNAV、AGIRCおよびARRCO）またはガスおよび電力輸送および配送サービスに係るCTA（Contribution Tarifaire d'Acheminement）課税による資金供与のない給付金制度を填補するための年金引当金を設定している。

この積立方法の結果、IEG年金制度に転嫁されないフランスの標準年金制度の変更（従業員に有利か不利かを問わない）により、EDFが債務に対して計上している引当金の額に変動が生じる可能性が高い。

これにより年金引当金関連債務は以下を含む。

- ・ 非規制業務または競争の激しい業務に従事する従業員の特別給付
- ・ 従業員が規制業務(島部公共配電)について2005年1月1日以降に稼得した特別給付（同日より前に稼得した給付はCTA課税を財源としている）

退職した従業員の年金の運営および支払に対してEDFが支払うCNIIEGの管理費用も含まれている。

年金に加え、元IEGの従業員（現在就業していない）に対し、以下に記載するその他の給付が付与されている。

- ・ 現物給付（エネルギー）：IEG国家法第28条により、上述の従業員および在職中の従業員は、優遇価格による電力またはガスの供給という現物給付受給権が与えられている。EDFおよびEngieの従業員に対するエネルギー供給債務は、退職後の期間中に受益者またはその被扶養者に供給されるKWhの見積現在価値に対応しており、単位原価を基に評価されている。これには、Engieとの間のエネルギー交換契約に基づく受取額も含まれている。
- ・ 退職慰労金：これらは、老齢年金を受け取ることになっている従業員、または、その従業員が退職前に死亡した場合には、その被扶養者に対し、退職時に支払われる。これらの債務は、ほぼ全額、保険により補償される。
- ・ 忌引手当：これは、休職中または障害がある従業員の死亡時に、その際に発生する費用への資金援助を目的として支払われる（国家法第26条第5項）。この手当は、死亡者の主たる被扶養者に支払われる（限度額までの3か月分の年金に相当する法定補償）か、葬式費用を支払った第三者に対して支払われる（発生費用と同額の裁量補償）。
- ・ 退職前特別有給休暇：法定の老齢年金給付受給権を既に持ち、退職日時点で55歳以上の従業員には、雇用期間中の最後の12か月の間に、18日間の特別有給休暇を取得する権利がある。
- ・ その他の給付には、学費補助、定年前退職の時間貯蓄およびIEG制度の適用を受けない企業への出向者に対する年金が含まれる。

1.16.3 その他長期給付債務

これらの給付は在職中の従業員に対するものであり、以下が含まれる。

- ・ 就労不能、傷病、業務上の事故または業務に関連した疾患による年金。一般的な国による同等の制度と同様に、IEG内の従業員は、業務上の事故および業務に関連した疾患に際して財政的な援助を受ける権利、ならびに傷病および就労不能による年金および給付を受ける権利がある。この債務は、現在の受給者に対して支払うべき将来給付の現在価値の予測として測定されており、復帰の可能性も考慮している。
- ・ 長期勤続報奨。
- ・ アスベストとの接触があった従業員に対する特別給付。

1.17 デリバティブ

EDFは、外国為替リスクおよび金利リスクの影響を最小化する目的で、デリバティブを利用している。

これらの短期および長期のデリバティブは、金利および通貨デリバティブから構成されている。

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および金利収益または費用を修正する。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、未実現為替差損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。

店頭で取引されるデリバティブについては、ヘッジ関係が存在しない場合、未実現損失に対して引当金が計上され、未実現利益は認識されない。

年度末現在のポートフォリオに含まれる商品は契約の想定元本の価額でオフバランスシート・コミットメントに含まれている。

1.18 コモディティ契約

コモディティに関する先渡金融商品は、ヘッジ目的で売買される。これらの取引の損益は、ヘッジ対象の性質に応じて、売上高またはエネルギー購入費用に計上される。

年度末現在のポートフォリオに含まれる商品は契約に基づき引き渡すべきまたは受け取るべき数量でオフバランスシート・コミットメントに含まれている。

1.19 環境

1.19.1 温室効果ガス排出権

EDFは、ANC規則2014-03の第615-1条から615-22条に組み込まれた、2012年10月4日付のフランス会計基準委員会（ANC）規則2012-03に準拠して、温室効果ガス排出権に関する会計処理方法を適用している。

排出権の会計処理は、その保有意図により異なる。2つの経済モデルが存在し、EDFではその両方を併用している。

「トレーディング」モデルの下で保有する排出権は、取得原価で棚卸資産に計上される。排出権の現在価値が帳簿価額を下回る場合には、評価損が計上される。

温室効果ガス排出に係る規制上の要求に従うために保有する排出権（「生産」モデル）は、取得原価で棚卸資産に計上され、FIFO（先入先出）法が適用される。排出権コストを含む発電コストが対応する電力の現在価値を上回る場合には、評価損が計上される。年度末には「純額表示」の原則が以下の通り適用されている。

- ・ 温室効果ガスの排出量がポートフォリオの保有排出権の量を下回る場合には、資産が（棚卸資産に）認識される。これは、将来排出する温室効果ガスの填補に利用可能な排出権に対応する。または、
- ・ 逆の状況では、負債（引当金）が計上される。これは、既に排出済の分を填補するために必要な排出権に相当し、提出前の受渡し可能な先物購入については契約上の取得価格により、残量は市場価格により評価される。

純額表示の原則は、ポートフォリオの保有排出権が、将来の排出量の相殺に使用される排出権となることを前提としている。しかし、島部と本土の事業活動間には権利の移転がないことから、EDFの権利の代替可能性には制約があり、資産と負債の両方が計上される場合がある。

1.19.2 省エネ証書

EDFは、ANC規則2014-03の第616-1条から616-25条に組み込まれた、2012年10月4日付のANC規則2012-04に準拠して、省エネ証書に関する会計処理方法を適用している。

EDFは、省エネに係る規制上の要求に従うために省エネ証書を保有している。このためEDFは、ANC規則に定義された「省エネ」モデルを適用している。

取得済または取得予定の証書は、生産コストまたは取得原価で棚卸資産に計上され、FIFO法により評価される。

年度末には、純額のポジションが以下のように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（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、会社が省エネ証書を取得できるような省エネ支出を行うか、証書を購入することにより消滅する。

注記2．重要な事象および取引

2.1 Cigéo貯蔵プロジェクト費用に関する省令

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貯蔵プロジェクトに基づく長寿命中高レベル放射性廃棄物の長期管理解決策の実施に係る費用を、2011年の経済状況下で、250億ユーロと設定する省令を公布した。この費用の評価は、フランスのエネルギー法第L.542-12条により要求されたものである。

当該省令に規定された費用は、フランスの放射性廃棄物管理当庁(ANDRA)が、原子力安全当局(ASN)の設定した安全基準に準拠して、原子力施設事業者との密接な協力のもとに達成すべき目標に相当する。当該省令の適用により、Cigéoプロジェクト

費用は、定期的に、少なくとも同プロジェクト進展の重要な節目（施設の設置許可、運転開始、パイロット操業フェーズの終了、安全性審査）において、ASNの意見に従って更新される。

当該省令により設定された2011年の経済状況下でのCigéoプロジェクト費用は250億ユーロである。2014年12月31日現在および2015年6月30日現在の財務諸表においてEDFが用いた見積ベンチマーク費用208億ユーロは、この金額に置き換えられる。

2015年12月31日現在で、新たな費用の金額により、Cigéo深層貯蔵プロジェクトに関連した将来の費用を填補する目的で設定された放射性廃棄物長期管理引当金は、820百万ユーロ増加した。

2.2 1987年から1996年の間に設定された一般電力網更新引当金の税務上の取扱いに関する欧州委員会の決定

2015年7月22日に欧州委員会は、1987年から1996年の間に設定された一般電力網施設の更新に対する引当金の税務上の取扱いを、欧州連合の規則に適合しない政府補助金として分類する新たな決定を採択した。

この決定は、2012年6月に欧州連合司法裁判所が支持した2009年12月の決定を通じて、欧州連合一般裁判所が、欧州委員会の2003年12月16日付の当初の決定を取り消したことを受けたものであった。この取消しは、同委員会が決定を下すに当たり、当該行為が政府補助金に当たるか否かを判定する際に民間投資家の原則を適用すべきであったとの根拠に基づいている。

この取消しを受けてフランス政府は、2009年12月30日に1,224百万ユーロをEDFに払い戻した（元金889百万ユーロおよび利息335百万ユーロ）。これはEDFが2004年2月にフランス政府に支払った額に相当する（ERDFおよびRTEの各持分は振替済である）。その後、2013年5月に、欧州委員会は手続きの再開を決定した。

欧州委員会は、その2015年7月22日付決定において、共同市場に相容れない政府補助金が確かに付与されていたと結論付けた。この決定の結果、フランス政府は、主張された補助金の額に同委員会の定めに従って計算された利息を加算した額に相当する金額の払戻しをEDFに命じた。

この決定に対応してEDFは、要求された金額を払い戻した。しかし、EDFは違法な政府補助金の存在に異議を唱えており、2015年12月22日に、欧州連合一般裁判所に取消しの申し立てを行った。

EDFは、この決定の結果を、2015年12月31日現在の財務諸表に以下のように認識している。

- ・ 2009年12月31日現在の財務諸表に計上された影響額と対称的なアプローチにより：
 - － 税金の元金のうちEDF持分（507百万ユーロ）は、法人所得税に計上されている。
 - － 関連する財務利息のうちEDF持分282百万ユーロについては、金融損益に計上されている。
- ・ 2015年10月13日に、EDFは、対応する1,383百万ユーロをフランス政府に支払った。この一部は、ERDFから受け取った払戻金219百万ユーロおよびRTEから受け取った払戻金375百万ユーロにより相殺された。

2.3 優先債の発行

2015年10月8日に、EDFは、米ドル建の数本のトランシェの優先債を発行した。

- ・ 固定表面年利率2.35%、期間5年、1,500百万米ドル
- ・ 固定表面年利率4.75%、期間20年、500百万米ドル
- ・ 固定表面年利率4.95%、期間30年、1,150百万米ドル
- ・ 固定表面年利率5.25%、期間40年、350百万米ドル

同日に、EDFは、固定表面年利率3.625%、期間10年、1,250百万米ドルのグリーン債を発行した。

これらの発行は、2015年9月25日の台湾市場における1,500百万米ドルの優先「フォルモサ債」発行（期間30年、固定表面利率4.75%）に続くものである。

これらの取引によって、EDFは、貸借対照表をさらに強化することが可能になる。

注記3．2015年度における規制関連事象

3.1 フランスの規制電力販売料金

2015年7月15日に、フランスのエネルギー規制委員会(Commission de Régulation de l'Energie - CRE)は、フランスの規制電力販売料金に係る2015年度の報告書を公表し、未補填の過年度不足分に加え、2014年度に922百万ユーロの料金不足があったことを報告した。

2015年7月30日付の決定において、2015年8月1日から適用の規制販売料金が設定された。料金の引上げは平均して住宅顧客向け「青色」料金で2.5%、「黄色」料金で0.9%、「緑色」料金で4%であり、非住宅顧客向け「青色」料金には変更がなかった。

2015年12月31日現在、「黄色」および「緑色」規制料金は終了している。2016年1月1日までに、関連する顧客層の約4分の3は選定した供給業者との市場価格契約に署名した。供給業者との署名に至らなかった残りの4分の1は、最大6か月間有効な移行契約に基づいて、引き続き従来の供給業者から電力の供給を受けている。

3.2 CSPE

公共電力サービス拠出金(Contribution au Service Public de l'ÉlectricitéまたはCSPE)は、特にEDFが負担する特定の公共サービス費用を賄うことを目的としている¹。CSPEは最終消費者から直接集金される。

1. 地方の配電業者およびÉlectricité de Mayotteも、当システムに少額の拠出を行っている。

CSPEシステムは、2015年12月30日付官報に公布された2015年度改正財政法により改定された。公共エネルギー・サービス(電力およびガス)費用は、2016年度のフランス国家予算に組み入れられる。当該財政法は、44億ユーロの特別「エネルギー移行」予算項目を導入しており、その財源は、2016年度には、電力消費に係るTICFE税(Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité)により賄われ、20億ユーロが控除され、ガス消費に係るTICGN税(Taxe intérieure sur la Consommation sur le gaz naturel)の2.16%が加算される。予算の対象は、義務対象供給業者が負担する費用(再生可能エネルギーおよびバイオガスの購入を義務付ける契約に係る追加コスト等)、費用の予測と実績の差異、EDFへの累積不足額の払戻しに対する年次拠出金(払戻スケジュールは公式決定により設定される)、ならびに2016年度の前年までは免除対象であった産業事業者に係るCSPE前渡金の返済である。連帯費用、再生可能エネルギーを除く購入義務、およびフランス本土の電力網に接続していない地域に国の標準料金を適用することによるコストは、20億ユーロの「公共エネルギー・サービス」予算項目を通じて、国家予算の対象に含まれる。

同法はまた、エネルギー税の改正も導入しており、2016年度および2017年度にTICGN税および石炭税を引上げ、TICFE税は新CSPEの導入により廃止される。CSPEの料率は、2016年度はMWh当たり22.5ユーロに設定され、電力集約的利用者については、付加価値1ユーロ当たりkWhの規準に基づいてMWh当たり2ユーロ、5ユーロまたは7.5ユーロに、また超電力集約的利用者については、MWh当たり0.5ユーロに設定されている。

CSPEの政令案が、フランス高等エネルギー理事会(Conseil supérieur de l'énergieまたはCSE)に2015年12月21日に提出された。当該政令案の下で、公的金融機関である預金供託公庫(Caisse des Dépôts et Consignations (CDC))は、義務対象供給業者(EDFもその1社である)への支払を行い、「公共エネルギー・サービス」および「エネルギー移行」勘定を維持することが要求される。CREには、公共エネルギー・サービス費用の金額(実績および予測)を算定することが要求される。義務対象供給業者に対し当該費用を補償するための手続も、当該政令案に規定されている。

EDFに係る2015年度の補償対象費用の見積額は63億ユーロであり、2014年度から7%増加した。この増加の主な理由は、市場価格水準の低下(CSPEが補償する購入義務の対象となっているエネルギーの余剰コスト増加につながる)、ならびに太陽光発電および風力発電施設の産出量の増加である。2015年度中の受取金額は合計で61億ユーロであり、2014年度から17.6%増加した。この増加の主な原因は、2015年1月1日から適用されたCSPEの増額(2014年度に対しMWh当たり3ユーロ増額し、2015年度のCSPEはMWh当たり19.5ユーロとなっている)である。

2013年度初めにEDFとフランス当局により署名された契約は、2012年12月31日現在のCSPE不足額および当グループが当該不足額を負担することによるコストから成る債権を、2018年12月31日までに段階的にEDFに払い戻す旨を規定しており、2016年1月26日に受け取った政府書簡により、2015年度末頃に更新された。政府は、2013年度から2015年度の間に生じた追加の不足額および関連利息の見積額合計644百万ユーロを承認し、EDFが2016年度において当該債権を専用資産に配分することを認めた。従って、EDFの受取債権は、2015年12月31日現在、59億ユーロである(注記18.1を参照)。払戻時期は、当該債権が2020年度までに全額払い戻されるように調整された。これは、省令に明記される。

3.3 「NOME」法およびARENHシステム

原子力発電供給への規制接続に関するARENH制度の下でのEDFの競合他社への電力供給は、2015年度上半期においては12.3TWhの電力量に関係していた。2015年度下半期には、この電力量は大幅に減少して3.8TWhとなった。その主な理由は、卸売市場の価格が引き続き下落して、より魅力的なエネルギー供給源となっていること、および供給業者数社との枠組契約が終了したことである。2015年度末現在、2016年度上半期の供給に関するARENHの申請はなかった。

ARENH価格は2012年1月1日以降MWh当たり42ユーロに設定されており、既存の原子力施設による発電の経済状況を反映するものとされている。ARENH価格を構成するコストの評価方法を規定する政令案は、2014年6月19日にフランス高等エネルギー理事会（CSE）で検討され、更にフランスの競争当局およびフランスのエネルギー規制当局であるCREでの検討を経て、現在もなお欧州委員会による検討に付されており、価格の計算式について同委員会の承認を受けなければならない。フランス政府は、欧州委員会との検討の結論が入手可能となるまで、新政令の適用日を延期している。

3.4 グリーン成長のためのエネルギー移行法

最終読会後の2015年7月22日に、フランス国民議会は、グリーン成長のためのエネルギー移行法を可決し、長期にわたる立法手続を終えた。これにより成立した、グリーン成長のためのエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律2015-992は、2015年8月13日の憲法制定評議会による決定を経て、2015年8月18日付の官報にて公布された。

3.5 2015年10月30日付のAGIRC-ARRCO合意

2015年10月30日付で、労使双方は、AGIRC-ARRCO公的年金機関の勘定のリバランスを目的として合意に達した。

この合意には数々の措置が含まれ、その一部は、2016年1月1日から適用される。これらは、2016年度から2018年度の年金の微調整、年金価額調整日の4月1日から11月1日への変更、制度資産の運用収益率の引下げ、AGIRC制度のトランシェCへのAGFF拠出金の基礎の拡大、ならびに年金および関連制度の運営改善のためのその他の措置である。

フランスの電力およびガス産業向け特別年金制度は、2005年度からAGIRC-ARRCO標準国民年金制度の傘下の制度となっている。新たな合意はIEG受給者の年金受給権を変更しないことから、傘下の制度であることに起因する債務の増加807百万ユーロは、数理計算上の損益に計上されている（注記30を参照）。

損益計算書

注記4．売上高

売上高の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2015年度	2014年度
エネルギー売上高(1)	39,504	39,616
商品およびサービス売上高	2,049	2,101
売上高	41,553	41,717

(1) 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。

2014年度のエネルギー売上高は、国務院の2014年4月11日付決定を受けた、2012年7月23日から2013年7月31日までの期間に係る規制販売料金の是正による影響908百万ユーロを含んでいた。

これらの影響を除くと、2015年度の売上高は、主に2014年度と比較して若干有利な天候の影響による販売量増加ならびに2014年11月および2015年8月の料率引上げが、不利な市場状況を補う以上であったことから、744百万ユーロ増加した。

注記5．営業補助金

(単位：百万ユーロ)	2015年度	2014年度
営業補助金	6,338	5,912

営業補助金は、主に、公共電力サービスに対する拠出金（CSPE）に関して、EDFが受け取ったか受け取る予定の補助金から構成される。財務諸表上、この補償により、2015年度に6,320百万ユーロ（2014年度に5,888百万ユーロ）の利益が認識されている。この増加は、主に電力の市場価格の低下ならびに風力および太陽光発電エネルギー購入量の増加（これにより購入義務に関して受け取る予定の補助金が増加した）によるものである。

注記６．引当金および減損の戻入額

(単位：百万ユーロ)	2015年度	2014年度
リスク引当金の戻入	158	100
年金および類似債務	1,272	1,127
使用済燃料管理	826	648
放射性廃棄物長期管理	215	240
原子力発電所の廃炉	165	164
火力および水力発電所の廃炉	32	36
その他費用引当金	121	170
費用引当金の戻入	2,631	2,385
減価償却の戻入	335	267
引当金および減損の戻入額合計	3,124	2,752

注記７．その他の営業収益および費用振替額

(単位：百万ユーロ)	2015年度	2014年度
その他の営業収益	824	585
費用振替額	114	130
合計	938	715

注記８．購入およびその他の対外費用

(単位：百万ユーロ)	2015年度	2014年度
購入燃料使用分(1)	2,823	3,173
エネルギー購入(2)	10,933	9,792
サービスおよびその他購入品使用分(3)	19,338	18,965
購入およびその他の対外費用	33,094	31,930

- (1) 購入燃料使用分は、エネルギー生産のための原材料（核燃料、核分裂性物質、石炭、石油およびガス）および核燃料サイクルに関連するサービスの購入に関連するコストを含んでいる。当該項目はまた、温室効果ガス排出権の使用分を含んでいる（注記1.19.1を参照）。
- (2) これらの購入は電力購入義務を含んでいる。
- (3) サービス購入は子会社であるERDFが請求する配送網接続料を含んでいる。

注記9．法人所得税以外の税金

法人所得税以外の税金の詳細は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2015年度	2014年度
給与・賃金に対する税金	171	162
エネルギー関連の税金	1,226	1,231
地域経済拠出金	561	516
資産税	393	382
その他税金	331	324
法人所得税以外の税金	2,682	2,615

注記10．人件費

(単位：百万ユーロ)	2015年度	2014年度
給与・賃金	3,964	3,905
社会保障費	2,848	2,699
人件費	6,812	6,604

人件費の増加は、主に従業員数および国内基本給の変動に起因している。

	2015年度			2014年度
	管理職	その他	合 計	合 計
IEG従業員	28,907	37,430	66,337	65,700
その他	1,931	2,501	4,432	4,453
平均従業員数	30,838	39,931	70,769	70,153

平均従業員数は、常勤従業員相当数に換算されている。

注記11．減価償却費および償却費

(単位：百万ユーロ)	2015年度	2014年度
無形資産償却費	158	153
有形固定資産減価償却費：		
－EDF所有	3,032	2,747
－委譲運営(1)	233	218
固定資産減価償却費および償却費合計	3,423	3,118
その他の減価償却費および償却費ならびに繰延収益	24	31
減価償却費および償却費合計	3,447	3,149

(1) この減価償却費は、島部エネルギー・システムの公共配電委譲および水力発電委譲に関連している。

注記12. 引当金および減損

(単位：百万ユーロ)	2015年度	2014年度
リスク引当金(1)	353	608
年金および類似債務	885	733
使用済核燃料管理	726	457
放射性廃棄物長期管理(2)	516	29
原子力発電所の廃炉および炉心核燃料(3)	590	423
その他費用引当金	143	166
費用引当金	2,860	1,808
減損(4)	550	424
引当金および減損合計	3,763	2,840

- (1) 増加の大半は供給および販売契約に関係している。
- (2) Cigéo貯蔵プロジェクトに基づく、長寿命中高レベル放射性廃棄物の長期管理解決策の実施に係る費用に関する2016年1月15日付決定を受けた引当金の増加820百万ユーロ（注記2.1および28.2を参照）、および永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉に関する業界シナリオの更新による放射性廃棄物長期管理引当金への影響を反映した戻入332百万ユーロ（注記28.2および28.3を参照）を含む。
- (3) 2015年度に計上された、永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉に関する業界シナリオおよび請負業者の見積価格の更新による引当金の増加590百万ユーロ（注記28.3を参照）。2014年度には、これらの発電所の廃炉に関連して388百万ユーロの引当金の増加が計上された。
- (4) 2016年度初めのアラモン火力発電所の閉鎖決定を受けて2015年度に計上された引当金の増加70百万ユーロを含む。

注記13. 金融損益

(単位：百万ユーロ)	2015年度	2014年度
投資による収益(1)	2,081	1,295
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)	458	370
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)	(2,662)	(1,639)
引当金および減損戻入額ならびに費用振替額	339	415
為替差損益	936	(129)
・差益	5,489	2,160
・差損	(4,553)	(2,289)
市場性のある有価証券売却益	(12)	51
・純利益	25	51
・純損失	(37)	-
金融取引に係る償却費、引当金繰入額および減損(4)	(3,415)	(3,459)
金融損益	(2,275)	(3,096)

- (1) 受取配当金の変動は主に、以下に関係している。
- ERDF（2015年度454百万ユーロ、2014年度427百万ユーロ）。
 - RTE（2015年度176百万ユーロ、2014年度250百万ユーロ）。
 - C3（EDF Investissementsグループの持株会社）（2015年度646百万ユーロ、2014年度129百万ユーロ）。
 - EDF International（2015年度400百万ユーロ、2014年度202百万ユーロ）。
 - EDEV（2015年度100百万ユーロ、2014年度58百万ユーロ）。
- (2) 2015年度のこの項目はCSPE金融債権の負担コストに関する88百万ユーロの収益を含んでいる（2014年度87百万ユーロ）。
- (3) 変動は基本的に以下によるものである。
- 通貨商品に係る未実現為替差損益の変動。

- フランスの一般電力網に関する2015年7月22日付の欧州委員会の決定を受けて2015年度に計上された利息費用282百万ユーロ（注記2.2を参照）。

(4) この変動は、主に、核サイクル終了、廃炉および炉心核燃料引当金、ならびに長期および雇用後給付引当金の割引費用を含んでいる。

これらはまた、以下を反映している。

- ヘッジしていない外貨建借入金および永久劣後債に係る不利な外国為替の影響。
- 投資有価証券および投資に係る減損の増加。

注記14. 臨時損益

2015年12月31日現在、臨時項目により純利益846百万ユーロが生じたが、その主要項目は以下の通りである。

- 運用ポートフォリオ管理の一環として実施された、専用資産に含まれる投資有価証券の売却による純利益707百万ユーロ。
- 税務上の減価償却超過額の純戻入額117百万ユーロ。

2014年12月31日現在、臨時項目により純利益1,442百万ユーロが生じたが、その主要項目は以下の通りである。

- 専用資産に含まれる投資有価証券の売却による純利益934百万ユーロ。
- Dalkia InternationalおよびDalkia Holdingの売却による純利益454百万ユーロ。

注記15. 法人所得税

15.1 納税グループ

1988年1月1日以降、EDFおよび一定の子会社は、フランスの税制で規定される連結納税制度（フランス税法第223条Aから223条U）の適用を受けるグループを組成している。2015年度の連結納税グループは、RTE Réseau de Transport d'Électricité、ERDF、EDF International、ならびに、EDF Énergies NouvellesおよびDalkia下位企業集団を含む224の子会社から構成されている。

15.2 未払法人所得税

フランス税法第223条Aに基づき、EDFは唯一、連結納税グループの代表として、法人所得税および追加の関連する負担（社会保障費、法人所得税の10.7%と同額の臨時負担および配当分配額に係る3%の負担）の支払義務を負っている。

納税グループの構成企業間の連結納税契約では、その契約が中立的効果を持つものでなければならいと定められている。この原則を適用して、各子会社は、個々に課税されるとしたら支払わなければならないであろう税金に相当する、グループの法人所得税に対する負担金を連結会社に支払う。

EDFと納税グループに含まれる子会社との間の連結納税契約では、税務上の欠損金の利用に関する標準規則に従って、EDFは、損失計上子会社に課税所得が生じた場合には、計上した損失から生まれた節税分を、その会社に払い戻さなければならいと定めている。

連結納税グループの代表会社であるEDFは、2015年度に63百万ユーロの未収法人所得税を計上した。内訳は以下の通りである。

- 2015年度の税務上の欠損金に係る所得851百万ユーロ。
- 臨時費用純額325百万ユーロ。
- フランスの一般電力網に関する2015年7月22日付の欧州委員会の決定による費用507百万ユーロ（注記2.2を参照）。
- 連結納税から生じたプラスの調整に係る44百万ユーロ。

15.3 競争力および雇用税額控除（CICE）

フランスのCICE税額控除制度のもとで2014年度分として2015年度に受け取った金額は、当社の投資および採用の取り組みの資金源とすることが目的とされている。

15.4 繰延税金

繰延税金は、EDFの個別財務諸表上では認識されていない。繰延税金は、各項目の会計上の価額と税務上の価額との差額により生じる。これらは一般に、収益および費用の認識における期間差異により生じる。

- 繰延税金資産は、将来の年度において損金に算入される費用、または将来の課税所得を減額する繰越欠損金を表している。
- 繰延税金負債は、将来の会計上の費用で先に税務上損金に算入されたもの、または、会計上の収益で将来の年度に益金となり課税標準を増加させるものを表している。

繰延税金の変動は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日 現在	2014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)	(13,560)	(12,403)	(1,157)
- 金融商品および未実現為替差益	(1,528)	(5,151)	3,623
- その他	(287)	(324)	37
標準税率を適用される繰延税金資産合計	(15,375)	(17,878)	2,503
2. 繰延税金負債が生じる期間差異			
- 金融商品および未実現為替差損	2,457	4,657	(2,200)
- その他	1,435	1,014	421
標準税率を適用される繰延税金負債合計	3,892	5,671	(1,779)
- 未課税資産譲渡益、資産譲渡損控除後	79	79	-
- 15%課税の損失引当金繰入額	(4)	-	(4)
軽減税率を適用される繰延税金負債合計	75	79	(4)
繰延税金の基礎	(11,408)	(12,128)	720
標準税率による将来の税金資産（純額）	(3,954)	(4,203)	249
軽減税率による将来の税金負債（純額）	3	3	-

(1) 主として従業員雇用後給付に関係している。

貸借対照表

注記16. 無形および有形固定資産の総額

(単位：百万ユーロ)	2014年 12月31日 現在総額	増加	減少	2015年 12月31日 現在総額
ソフトウェア	1,136	230	12	1,354
その他	251	5	24	232
無形資産	1,387	235	36	1,586
土地	122	-	3	119
建物	9,671	335	22	9,984
原子力発電所	51,239	2,416	1,521	52,134
電力網以外の機械および設備	11,554	685	153	12,086
EDF所有電力網	919	20	-	939
その他	1,365	183	55	1,493
EDF所有有形固定資産	74,870	3,639	1,754	76,755
土地	39	-	-	39
建物	9,508	249	17	9,740
電力網以外の機械および設備	1,410	73	19	1,464
委譲電力網	2,418	147	12	2,553
その他	10	-	-	10
委譲運営有形固定資産(1)	13,385	469	48	13,806
有形固定資産(2)	10,471	5,527	4,058	11,940
無形資産	1,312	290	239	1,363
発注に係る前渡金および進捗払	2,752	92	-	2,844
建設中の資産	14,535	5,909	4,297	16,147
無形および有形固定資産合計	104,177	10,252	6,135	108,294

(1) 委譲運営資産は、島部エネルギー・システムの公共配電委譲および水力発電委譲に係る。

(2) 当年度の投資は、主に既存発電所の装置およびフラマンビルのEPR建設に係っている。

注記17. 無形および有形固定資産に関する減価償却費および償却費

(単位：百万ユーロ)	2014年 12月31日現在	増加	減少	2015年 12月31日現在
ソフトウェア	506	146	9	643
その他	104	12	24	92
無形資産	610	158	33	735
土地および建物	6,484	308	19	6,773
原子力発電所	34,617	2,292	1,462	35,447
電力網以外の機械および設備	7,498	506	171	7,833
EDF所有電力網	391	27	-	418
その他	809	115	46	878
EDF所有有形固定資産	49,799	3,248	1,698	51,349
土地および建物	5,985	125	23	6,087
電力網以外の機械および設備	997	36	16	1,017
委譲電力網	967	69	10	1,026
その他	10	-	-	10
委譲運営有形固定資産	7,959	230	49	8,140
建設中の有形資産	100	190	31	259
減価償却費、償却費および減損合計	58,468	3,826	1,811	60,483

注記18. 金融資産

18.1 金融資産の変動

(単位：百万ユーロ)	2014年 12月31日現在 総額	2015年 12月31日現在 総額
投資(1)	56,577	57,169
投資に関連する債権	50	451
投資有価証券(2)	12,591	12,823
その他の投資	208	162
CSPE債権(3)	5,140	5,872
子会社貸付金その他の金融資産(4)	3,089	7,816
金融資産合計、総額	77,655	84,293
投資および関連債権の減損(1)	(171)	(185)
投資有価証券の減損	(55)	(222)
減損合計	(226)	(407)
金融資産合計、純額	77,429	83,886

(1) 投資の変動は、基本的に、以下に対応する。

- C41の増資引受け (Madrileña Red de Gas (MRG)に対する少数持分)。
- C47の増資引受け (Smart Side不動産開発の実施、クリシー、サン・トゥアンの事務所用建物の建設)。
- C48の増資引受け (フランスの炭化水素地下貯蔵施設を所有するGéosel Manosque SASの取得)。

(2) 投資有価証券の変動は、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、2015年度に正味売却益が発生した (注記14を参照)。

(3) この債権は、2012年12月31日現在のCSPE不足額およびEDFが負担した関連する金融費用、ならびに2016年1月26日に受け取った政府書簡に従った2013年度から2015年度までの補償対象不足額 (644百万ユーロ) から構成されている (注記3.2を参照)。

(4) 2015年12月31日現在の子会社に対する貸付金は合計7,720百万ユーロであり、EDF Internationalに対する3,357百万ユーロ、EDF Energy に対する1,100百万ユーロ、PEIに対する993百万ユーロ、Dalkiaに対する905百万ユーロ、RTEに対する670百万ユーロおよびEDF Energies Nouvellesに対する460百万ユーロを含む。

18.2 子会社および資本金の50%以上に対する投資

(単位：百万ユーロ)	所有持分の 帳簿価額 総額	2015年 12月31日現在 減損計上額	資本 保有率 (%)	2014年 12月31日現在 自己資本	2014年度 純利益	2015年度 受取 配当金	2014年度 売上高
I 子会社							
持株会社							
EDEV	6,891	-	100	6,402	106	100	817
EDF International	25,930	-	100	23,312	(445)	400	2
EDF Production Électrique Insulaire (PEI)	711	-	100	787	78	17	588
EDF Holding SAS	1,950	-	100	2,288	247	235	-
Société C3	11,196	-	100	11,922	680	646	-
EDF Immo	1,361	-	100	1,428	45	38	-
その他の会社	978	8	100	389	(1)	nm	-
不動産会社							
工業および商業会社							
フランス							
Centrale Électrique Rhénane de Gamsheim	3	-	50	10	-	-	7
Dalkia Investissement	200	62	100	136	11	-	nm
Dalkia	967	-	100	497	(66)	-	2,157
RTE Réseau de Transport d'Électricité (1)	4,030	-	100	6,035	294	176	4,428
Électricité Réseau Distribution France (ERDF)	2,700	-	100	4,536	600	454	13,280
その他の国々							
Emosson	14	14	50	116	-	-	32
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)	3	-	50	117	4	-	16
Forces Motrices du Châtelôt	nm	-	50	7	nm	nm	4
その他の企業(GIE EIFER)	103	101	-	-	-	-	-
合計 I	57,037	185				2,066	

nm:重要でない(500,000ユーロ未満)。

(1) 株式の50%は専用資産に配分されている。

18.3 子会社および資本金の50%未満に対する投資

(単位：百万ユーロ)	所有持分の 帳簿価額 総額	2015年 12月31日現在 減損計上額	資本 保有率 (%)	2014年 12月31日現在 自己資本	2014年度 純利益	2015年度 受取配当金
I 子会社						
合計 I 繰越	57,037	185				2,066
II 投資						
II.1 EDFが10%から50%の持分を 保有する会社						
＊工業および商業会社						
フランス						
Trimet France	130	-	35	242	(2)	-
合計 II.1	130	-				-
II.2 EDFが10%未満の持分を 保有する会社						
その他の会社	1	-	-	-	-	-
その他の国々						
Forces Motrices de Mauvoisin	1	-	10	97	4	nm
合計 II.2	2	-				-
合計 II	132	-				-
投資合計、総額	57,169	185				2,066
投資合計、純額	56,984					

nm:重要でない(500,000ユーロ未満)。

18.4 投資有価証券ポートフォリオ

(単位：百万ユーロ)	期首現在			期末現在		
	帳簿価額 総額	帳簿価額 純額	公正価値	帳簿価額 総額	帳簿価額 純額	公正価値
投資有価証券価額	12,591	12,536	14,769	12,823	12,609	14,463

2015年12月31日現在、投資有価証券ポートフォリオ総額は、専用資産（12,563百万ユーロ）（注記38を参照）および123百万ユーロのAREVA株式（減損77百万ユーロ計上済み）から構成されている。

18.5 自己株式の変動

2006年6月9日の株主総会において承認された株式買戻プログラムが、当社の資本を構成する総株式数の10%を上限として、取締役会により実施された。このプログラムの当初期間は18か月であり、その後は毎期、暗黙の合意により12か月間の更新が行われている。

この株式買戻プログラムには、市場監督機関のAMFが要求する流動性契約が含まれている。

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在 総額	増加	減少	2015年12月31日現在 総額
自己株式	38	256	(259)	35

2015年12月31日現在、投資有価証券ポートフォリオに含まれる自己株式は、合計価額35百万ユーロの2,260,159株を示している。

18.6 貸付金および投資に関連する債権

(単位：百万ユーロ)	流動性			2015年	2014年
	1 年未満	1 － 5 年	5 年超	12月31日現在 総額	12月31日現在 総額
投資に関連する債権	402	-	49	451	50
CSPE債権	293	5,579	-	5,872	5,140
貸付金その他の金融資産	5,637	800	1,379	7,816	3,089
貸付金および投資に関連する債権	6,332	6,379	1,428	14,139	8,279

[次へ](#)

注記19. 棚卸資産および仕掛品

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在			2014年12月31日現在		
	総額	引当金	純額	総額	引当金	純額
核燃料	8,598	(17)	8,581	8,457	(14)	8,443
その他の原材料	236	-	236	334	-	334
その他の貯蔵品	1,205	(175)	1,030	1,144	(186)	958
仕掛品その他の棚卸資産	365	-	365	18	-	18
棚卸資産合計	10,404	(192)	10,212	9,953	(200)	9,753

注記20. その他の流動資産

(単位：百万ユーロ)	流動性			2015年 12月31日現在 総額	2014年 12月31日現在 総額
	1年未満	1－5年	5年超		
発注に係る前渡金	621	249	354	1,224	1,136
－営業債権：					
請求額	2,094	-	-	2,094	2,039
未請求受取債権(1)	12,156	1	-	12,157	12,303
－その他の受取債権(2)	5,636	5	84	5,725	5,060
営業受取債権	19,886	6	84	19,976	19,402
現金性金融商品(3)	988	1,799	1,972	4,759	3,913
前払費用	502	225	612	1,339	1,294
流動資産合計	21,997	2,279	3,022	27,298	25,745

(1) 主に、供給済であるが未請求のエネルギー債権。

(2) 法人所得税以外の税金に関する政府債権2,540百万ユーロおよび公共電力サービス拠出金（CSPE）1,640百万ユーロ（2014年度2,056百万ユーロ）を含んでいる。CSPE債権の残額は「金融資産」に計上されている（注記18.1を参照）。

(3) 為替商品に係る未実現利益。

注記21. 市場性のある有価証券

(単位：百万ユーロ)	2015年12月 31日現在	2014年12月 31日現在	増減
自己株式	3	3	-
投資ファンド	3,518	1,637	1,881
満期3か月超の譲渡性負債商品（ユーロ建または他の通貨建）	4,098	1,914	2,184
債券	5,686	5,211	475
未収利息およびその他の市場性のある有価証券	602	54	548
総額合計	13,907	8,819	5,088
引当金	(7)	(4)	(3)
純額合計	13,900	8,815	5,085

注記22. キャッシュ・フロー計算書上の現金および現金同等物の変動

(単位：百万ユーロ)

	2015年12月 31日現在	2014年12月 31日現在	増減
市場性のある有価証券	13,907	8,819	5,088
現金および現金同等物	6,199	6,583	(384)
貸借対照表資産小計	20,106	15,402	4,704
ユーロ建投資ファンド	(3,518)	(1,637)	(1,881)
満期3か月超の譲渡性負債商品（ユーロ建）	(3,951)	(1,914)	(2,037)
満期3か月超の譲渡性負債商品（ユーロ建以外）	(147)	-	(147)
債券	(5,686)	(5,211)	(475)
自己株式	(3)	(3)	0
未収利息およびその他の市場性のある有価証券	(602)	(54)	(548)
キャッシュ・フロー計算書上の金融資産に含まれる市場性のある有価証券	(13,907)	(8,819)	(5,088)
貸借対照表の「その他の営業債権」に含まれる子会社に対する貸付金（キャッシュ・プーリング契約に基づく）	56	12	44
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）	(8,682)	(5,369)	(3,313)
キャッシュ・フロー計算書上の現金および現金同等物の期末残高(1)	(2,427)	1,226	(3,653)
為替変動の影響の消去			90
現金および現金同等物に係る純金融収益の消去			(54)
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)			(3,617)

(1) キャッシュ・フロー計算書を参照。

注記23. 未実現為替差損

2015年12月31日現在の未実現為替差損は2,070百万ユーロであり、英ポンドおよび米ドルに関連する不利な影響を反映している。

注記24. 自己資本の変動

(単位：百万ユーロ)	資本金	剰余金	繰越損益 および 中間配当	当期 純利益	投資 補助金	税務規制 引当金	自己資本 合計
2013年12月31日現在	930	10,967	3,929	2,938	178	6,401	25,343
2013年度の純利益の配分	-	1	1,667	(1,668)	-	-	-
2014年度の純利益	-	-	-	1,649	-	-	1,649
配当金の分配	-	-	2	(1,270)	-	-	(1,268)
中間配当	-	-	(1,059)	-	-	-	(1,059)
その他の変動	-	(1)	-	-	(4)	(77)	(82)
2014年12月31日現在	930	10,967	4,539	1,649	174	6,324	24,583
2014年度の純利益の配分	-	-	380	(380)	-	-	-
2015年度の純利益	-	-	-	271	-	-	271
2015年12月18日の増資	30	876	-	-	-	-	906
配当金の分配	-	-	1	(1,269)	-	-	(1,268)
中間配当	-	-	(1,059)	-	-	-	(1,059)
その他の変動	-	6	214	-	(4)	(91)	125
2015年12月31日現在	960	11,849	4,075	271	170	6,233	23,558

24.1 資本金

2015年12月31日現在のEDFの資本金は960,069,513.50ユーロであり、1株の額面0.50ユーロの全額引受済・払込済株式1,920,139,027株から成っている。資本金のうち84.94%はフランス政府、13.30%は民間（機関投資家および個人投資家）、1.64%は在職中および退職後の当グループの従業員、ならびに、0.12%はEDFが自己株式として所有している。

2015年12月に、2015年度に係る中間配当の一部をスクリップ配当の形態で支払ったことにより、60,130,559株の新株発行を受けて資本金が30百万ユーロ増加し、発行プレミアム876百万ユーロが計上された。当該取引の法律上の手続は、2016年1月初旬に完了した。

フランスのエネルギー法第L.111-67条に基づいて、フランス政府は常にEDFの資本の70%超を保有していなければならない。

24.2 配当

2015年5月19日の株主総会において、2014年度について1株当たり1.25ユーロの配当金の分配が決議された。

当社定款の第24条を適用して、期末日現在で少なくとも2年間継続して株式を保有し、配当分配日現在も保有していた株主は、配当の10%を特別配当として受け取る。特別配当の受領権を有する株式の数は、1人の株主について当社資本の0.5%を超えることはできない。特別配当を含む配当金は1株当たり1.375ユーロである。

中間配当（1株当たり0.57ユーロ）は2014年12月17日に支払われたため、2014年度に係る未払配当残額は、普通配当1株当たり0.68ユーロ、特別配当を含めると1株当たり0.805ユーロとなった。この未払配当残額は総額1,268百万ユーロで、2015年6月5日に支払われた。

2015年11月4日にEDFの取締役会は、2015年度について、1株当たり0.57ユーロの中間配当を支払うことを決議した。この中間配当は総額1,059百万ユーロで、2015年12月18日に、新株（スクリップ・オプション）または現金で支払われた。フランス政府は中間スクリップ配当を選択した。中間配当の一部にスクリップ・オプションを適用したことにより、60,130,559株の発行に対応して資本金が30百万ユーロ増加し、発行プレミアム876百万ユーロが計上された。

2015年度について中間スクリップ配当を選択しなかった株主に支払われた現金による配当の額は152百万ユーロであった。

注記25. 追加的自己資本

追加的自己資本は、2013年1月および2014年1月にEDFが発行したそれぞれ6,135百万ユーロおよび3,973百万ユーロ（償還プレミアム控除後）の永久劣後債から構成されている。

2015年12月31日現在、為替変動および償還プレミアムの当年度償却額の調整後の追加的自己資本は11,281百万ユーロである。

注記26. 特別委譲勘定

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
資産の現物評価額	106	103
再評価差額	913	945
追加減価償却額	137	108
水力発電資産に対する権利	1,156	1,156
資産の現物評価額	1,597	1,517
運営者による供与資金の未償却分	(960)	(915)
委譲者による供与資金の償却	293	279
建設中の委譲運営発電所資産に係る受取拠出金	7	8
公共配電委譲資産に対する権利(1)	937	889
特別委譲勘定合計	2,093	2,045

(1) 公共配電委譲資産に対する権利は、島部エネルギー・システム（IES）の公共配電委譲に関係している。

注記27. リスク引当金

(単位：百万ユーロ)	2014年12月 31日現在	増加		減少			2015年12月 31日現在
		営業(1)	金融	使用	戻入	金融	
未実現為替差損引当金	1,147	-	938	-	-	(14)	2,071
契約損失引当金	489	239	4	(100)	-	-	632
その他リスク引当金	297	114	-	(42)	(16)	-	353
リスク引当金	1,933	353	942	(142)	(16)	(14)	3,056

(1) 主に供給および販売契約に関係している。

注記28. 原子力発電関連引当金－核サイクル終了、発電所廃炉および炉心核燃料引当金

当該引当金は、放射性物質および放射性廃棄物の長期管理に関する2006年6月28日付法律ならびに関連する原子力費用の財源確保に関する施行規定を受け、EDFにより、原子力発電所について設定されている。

注記1.15に記載した会計原則に準拠して、以下のことが行われている。

- ・ EDFは運営する核施設に関連するすべての債務を補償する引当金を計上している。
- ・ EDFは長期債務の財源確保のための専用資産のポートフォリオを保有している（注記38を参照）。

引当金の算定には、適切な場合、関連する事業に関し、ある程度のリスクおよび未知の事項を織り込む。費用の評価にはまた、以下のような不確定要素が伴う。

- ・ 安全、危機管理および環境保護に関する規制の変更。
- ・ 行政上の許可を得るために必要な規制上の廃炉の手続および時期の変更。
- ・ 長寿命放射性廃棄物の将来の貯蔵方法、およびフランスの放射性廃棄物管理当局ANDRA (Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs) による貯蔵施設の提供。
- ・ 割引率、インフレ率等の一定の財務的パラメータの変動、ならびに使用済燃料管理の契約条件の変更。

核サイクル終了引当金、廃炉および炉心核燃料引当金の変動の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2014年 12月31日現在	増加		減少	その他の 変動(2)	2015年 12月31日現在
		営業	財務(1)	使用		
使用済燃料管理引当金	10,105	726	456	(826)	(70)	10,391
放射性廃棄物長期管理引当金	7,676	516 ⁽³⁾	339	(215)	(62)	8,254
核サイクル終了引当金	17,781	1,242	795	(1,041)	(132)	18,645
原子力発電所廃炉引当金	13,866	590 ⁽⁴⁾	637	(165)	2	14,930
炉心核燃料引当金	2,413	-	113	-	29	2,555
廃炉および炉心核燃料引当金	16,279	590	750	(165)	31	17,485
原子力発電関連引当金	34,060	1,832	1,545	(1,206)	(101)	36,130

(1) 金融割引費用。

(2) 対応する金額が貸借対照表上の核サイクル終了引当金、核燃料棚卸資産の変動（注記1.8.1を参照）、廃炉および炉心核燃料引当金、有形固定資産の変動（注記1.15を参照）として認識されている。

(3) Cigéo貯蔵プロジェクトに基づく、長寿命中高レベル放射性廃棄物の長期管理解決策の実施に係る費用に関する2016年1月15日付省令を受けた増加820百万ユーロ（注記2.1および28.2を参照）、および永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉に関する業界シナリオの更新による放射性廃棄物長期管理引当金の戻入332百万ユーロ（注記28.2および28.3を参照）を含む。

(4) 2015年度に、永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉に関する業界シナリオおよび請負業者の見積価格の更新による引当金の増加590百万ユーロ（注記28.3を参照）が計上された。2014年度には、これらの発電所の廃炉に関連して388百万ユーロの引当金の増加が計上された。

28.1 使用済燃料管理引当金

燃料サイクルに関して、EDFがフランス政府の合意の下に現在採用している戦略は、使用済燃料を処理し、分離されたプルトニウムをMOX（プルトニウムとウランウムの混合酸化物）燃料の形で再利用することである。

処理量（年間約1,100トン）は、MOX燃料の装荷を許可された原子炉内の再利用可能なプルトニウムの量に基づいて決定される。

従って、使用済燃料引当金は以下に関連するサービスを対象としている。

- ・ EDFの発電所からの使用済燃料の除去、受入および一時貯蔵
- ・ 処理（この処理から生じる再利用可能な物質および廃棄物の調整および貯蔵を含む）

引当金に算入される処理費用は、既存施設において再利用可能な使用済燃料（原子炉内にある未照射部分を含む）のみに関連する。

費用は期末日現在の予測物的フローを基礎とし、2008年12月の枠組み契約に従いAREVAとの間で現在効力を有する契約を参照して、測定される。当該契約の第1回は2010年7月に署名された実施契約であり、そこでは、2008年から2012年の期間に係る

サービスの価格および量が設定されていた。2013年から2015年の期間にわたる処理および再利用サービスの条件は、2015年5月に署名された契約の対象となっている。2016年から2023年の期間に係る実施条件も2015年12月に合意され、2016年1月27日の取締役会に提出された。これらにより改訂の署名がなされる。

28.2 放射性廃棄物長期管理引当金

当該引当金は、以下のための将来の費用に関係している。

- ・ EDFが運営する規制原子力施設の廃炉から生じる放射性廃棄物の除去および貯蔵。
- ・ ラアークで処理される使用済燃料から生じる一連の放射性廃棄物の除去および貯蔵。
- ・ 既存施設では再利用できない使用済燃料の長期かつ直接の貯蔵：濃縮加工から抽出されたプルトニウム燃料（MOX）またはウラン燃料、クレイ・マルヴィルおよびブレンニリスからの燃料。
- ・ 既存および将来の貯蔵センターの調査、建設、維持および運営、閉鎖ならびに監視のための費用のEDF負担分。

引当金が関係する廃棄物の量は、既存の廃棄物および発電所の廃炉またはラアークにおける使用済燃料の処理によって生じた調整予定のすべての廃棄物の両方を含む（照射済その他を問わず、12月31日現在で原子炉内にあるすべての燃料で構成される）。この量は、フランスの放射性廃棄物管理当局ANDRAが引き受けた国内廃棄物一覧に関して公表されたデータを踏まえて、定期的に見直される。

放射性廃棄物長期管理引当金の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
超低レベルおよび低中レベル廃棄物	988	997
長寿命低レベル廃棄物	252	521
長寿命中高レベル廃棄物	7,014	6,158
放射性廃棄物長期管理引当金	8,254	7,676

超低レベルおよび低中レベル廃棄物

超低レベル廃棄物は主に、原子力発電所の廃炉により生じ、一般に、がれき（コンクリート、金属くず、絶縁体および導管）の形態をとる。この種類の廃棄物は、ANDRAが管理するモルヴィリエの貯蔵センターの地表面に貯蔵されている。

低中レベル廃棄物は原子力施設から生じる（グローブ、フィルター、樹脂）。この種類の廃棄物は、ANDRAが管理するスレーヌの貯蔵センターの地表面に貯蔵されている。

短寿命廃棄物（超低レベルおよび低中レベル廃棄物）の除去および貯蔵の費用は、運送者との現在の契約および既存の貯蔵センターの運営に関するANDRAとの契約に基づいて査定される。

長寿命低レベル廃棄物

EDFが所有する長寿命低レベル廃棄物は、基本的に以前のUNGG炉（天然ウラン黒鉛減速ガス冷却炉）の進行中の廃炉による黒鉛廃棄物からなる。

その寿命を考慮すると、この種類の廃棄物は、既存の地表面の貯蔵センターに貯蔵することはできないが、長寿命中高レベル廃棄物と比較して低レベルであることから、2006年6月28日付のフランスの法律ではこれらの廃棄物に関して、特定の地下貯蔵を要求している。

2008年に着手されたANDRAの最初の用地調査は不成功に終わった。ANDRAは2013年にこの調査を再開し、現在、当局と連携して実行可能性調査を継続中である。黒鉛の分類および処理解決策を含む、他の代替的管理のシナリオも検討されている。

UNGG発電所の解体に関する新たなベンチマーク・シナリオ（注記28.3を参照）は、解体作業に異なる順序を取り入れている。特に、その目的は、最初のケーソン（UNGG炉建屋）の解体から得た経験を他の5基の作業を開始する前に統合することである。新たなスケジュールではまた、廃棄物（黒鉛および長寿命中レベル廃棄物）の除去日を遅らせている。この変更により、UNGG発電所の廃炉による長寿命低レベル廃棄物に係る引当金から292百万ユーロが戻し入れられ、より少ない40百万ユーロが超低レベルおよび低中レベル廃棄物に係る引当金から戻し入れられ、合計332百万ユーロが廃棄物長期管理引当金から戻し入れられた。

長寿命中高レベル廃棄物

長寿命中高レベル廃棄物は、基本的に使用済燃料の処理によって生じ、これより少ないが、原子力発電所の廃炉による廃棄物からも生じる（原子炉内にあった金属部品）。

2006年6月28日付のフランスの法律では、このタイプの廃棄物の可逆的深部地層処分を要求している。

長寿命中高レベル廃棄物に対して設定された引当金は、放射性廃棄物長期管理引当金のうち最大の構成項目である。

2005年度から、将来の費用の総額および支出スケジュールは、産業廃棄物地層処分が導入されるという仮定に基づいていた。これは、国の監督の下に設置された、関連行政、ANDRAおよび廃棄物産出業者（EDF、AREVA、CEA）を代表するメンバーを含む作業部会が、2005年度上半期に出した結論を受けたものである。EDFは、この作業部会から提供された情報に対して合理的なアプローチを適用し、すべての産出業者からの廃棄物の貯蔵に関するベンチマーク費用を、2003年の経済状況下で141億ユーロと算出した（2011年の経済状況下で208億ユーロ）。

地層処分プロジェクト（Cigéoプロジェクト）達成に資する目的で2011年度にANDRAと廃棄物産出業者との間で形成されたパートナーシップを通じて、ANDRAは、2012年から予備的構想調査を実施し、産出業者が提案した技術的最適化について分析してきた。ANDRAと産出業者の協力により、正式な技術的検討を行うためのフォーラムが設けられ、廃棄物貯蔵の設計（例えば、地上施設の寸法変更、地下建造物の長さの大幅な短縮、より薄いコーティング等）および操業条件（作業員数の大幅な削減につながるパッケージ移行の新たな進行表等）が最適化された。

これに基づきANDRAは、2014年7月18日にEDFに送られた報告書において暫定的な数値を出した。2006年6月28日付法律に準拠して、フランス気象エネルギー総局（Direction Générale de l'Énergie et du ClimatまたはDGEC）により2014年12月18日に協議手続が開始され、同日にANDRAの連結数値が廃棄物産出業者のコメントを求めて彼らに提出された。協議の焦点は、主にリスク、機会および不確実性を織り込む方法、ならびに単位当たりの費用であり、これらの点については、依然として、ANDRAと産出業者の間に大きな隔りがある。EDFおよび他の産出業者は、2015年2月にANDRAの報告書に対するコメントをDGECに提出し、目標とするCigéo貯蔵費用に関する共同の見積りを2015年4月に提出した。これらの情報はすべて、エコロジー・持続可能開発・エネルギー担当大臣に提出された報告書に含められた。これを受けて同大臣は原子力安全当局（ASN）と協議の上で、長寿命中高レベル廃棄物の貯蔵に関する新たなベンチマーク費用を設定する予定である。

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貯蔵プロジェクトに基づく長寿命中高レベル放射性廃棄物の長期管理解決策の実施に係る費用を、2011年の経済状況下で、250億ユーロと設定する省令を発行した。この費用評価は、フランスのエネルギー法第L.542-12条により要求されたものである。

定義された当該費用は、ANDRAが、ASNの設定した安全基準に準拠して、原子力施設事業者との密接な協力のもとに達成すべき目標に相当する。

2014年12月31日現在の財務諸表に対する注記28.2に記載された情報に従って、この決定の公表により、EDFの財務諸表上の引当金の調整が必要となった。当該決定により設定された2011年の経済状況下でのCigéoプロジェクト費用は250億ユーロであり、2014年12月31日現在および2015年6月30日現在の財務諸表においてEDFが用いた見積ベンチマーク費用208億ユーロは、この金額に置き換えられる。

2015年12月31日現在の財務諸表において、新たな費用の金額により、Cigéo深層貯蔵プロジェクトに関連する将来の費用を填補する目的で設定された放射性廃棄物長期管理引当金は、820百万ユーロ増加している（注記2.1を参照）。

当該省令を適用して、Cigéoプロジェクト費用は、定期的に、少なくとも同プロジェクト進展の重要な節目（施設の設置許可、運転開始、パイロット操業フェーズの終了、安全性審査）において、ASNの意見に従って更新される。

28.3 原子力発電所廃炉引当金

EDFは、操業する原子力発電所の廃炉に関して技術的および財務的に全責任を負っている。廃炉手続は、2006年6月13日付のフランスの法律および施政政令により管理されている。

国際原子力機関（IAEA）が1980年に定めた分類に基づく原子力発電所の廃炉には、3つのレベルがある。

- ・ レベル1：発電所の最終的な閉鎖（燃料の取出し、回路の排水等）。
- ・ レベル2：原子炉建屋を除く原子力建造物の解体、設備の解体および廃棄物の除去。
- ・ レベル3：原子炉建屋および設備の完全解体、ならびに廃棄物の除去。

EDFが採用する廃炉のシナリオは、最終的な閉鎖から解体までの経過期間を、経済的に許容可能な条件下で、かつ、公共健康法典第L.1333-1条（放射線防護）および環境法典第L.110-1条第2項（環境保護）に規定する原則に則り、可能な限り短くするよう求めるフランスの環境法典に準拠している。意図された最終目標は産業利用であり、用地は元の状態に原状回復され、産業施設向けに再利用される。

EDFは現在、解体中の発電所および稼働中の発電所における土壌汚染を識別するための棚卸しを実施している。現段階では、引当金は建造物の汚染除去のみを対象としており、稼働中の発電所における偶発的な土壌汚染は発生都度、速やかに処理される。廃炉中の施設に関する現在までに入手可能なフィードバックおよび最初の土壌分析（主にブレンニリス用地に関する）は、このアプローチを支持している。

廃炉引当金は上記の将来廃炉費用を対象としている。ただし、廃棄物長期管理引当金の対象となる廃棄物の除去および貯蔵の費用は対象外である。

原子力発電所廃炉引当金の変動の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2014年 12月31日現在	増加		減少	その他の 変動(2)	2015年 12月31日現在
		営業	財務(1)	使用		
現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金	11,422	-	525	(5)	2	11,944
永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金	2,444	590	112	(160)	-	2,986
原子力発電所廃炉引当金合計	13,866	590	637	(165)	2	14,930

(1) 金融割引費用。

(2) 関連する資産が有形固定資産として認識されている（注記1.15を参照）。

現在稼働中の原子力発電所（900MWクラス、1300MWクラスおよびN4型原子炉を備えたPWR加圧水型原子炉発電所）

2013年度までは、引当金は1991年にフランス通産省が実施した調査に基づいて見積られていた。その調査では、1979年にPEON委員会が設定した仮定が確認され、MW当たりユーロ金額で廃炉の見積ベンチマーク費用が定められた。

EDFは2009年に、ダンピエール（900MWユニット4基）を代表的用地として用いて、廃炉費用の詳細な調査を実施した。この調査には以下のステップが含まれていた。

- ・ 直近の規制動向、閉鎖発電所の廃炉の実績およびASNが発表した勧告を考慮に入れたダンピエール用地の廃炉費用の測定。
- ・ 長期の廃炉業務スケジュールの見直し（一つの原子炉の総廃炉期間は閉鎖後15年と見積られている）。
- ・ 稼働中のPWR発電所の設備一式に係る見積費用の推計方法の決定。

EDFの調査結果は、コンサルタントのLaGuardiaが、技術および発電容量の面で同等である米国Maine Yankee原子炉に主に基づき実施した調査と相互比較することにより、事後的に裏付けられた。

ダンピエール調査の結果、ベンチマーク費用に基づく引当金の額には変更がなかった。2013年度までは、全58原子炉に関する引当金は、設定キロワット当たり309ユーロ（2013年度）に相当する予測金額に基づいていた。

2014年度にEDFは、国内外の最近の展開および経験に照らして以前の計算が現在も有効であることを確認する目的で、ダンピエール調査の見直しを行った。この見直しによって、現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金の金額は、ダンピエール調査による費用を基礎として最善の見積りおよびフランス内外のフィードバックを織り込んだ強い裏付けのあるものとなった。この見積りの変更は、2014年12月31日現在の引当金の水準に重要な影響を与えなかった。

2016年1月15日に、DGECは、EDFの現在稼働中の原子力発電所の廃炉費用に関連して委託していた監査報告書の要約を公表した。

当該監査は、専門コンサルティング会社により実施され、2014年から2015年にかけて約1年にわたり行われた。DGECは、原子炉の廃炉費用の見積りを、相対的に限られた過去の経験、技術改変の見込み、および支払時期の遠さから要求の厳しい課題としながらも、全体として、当該監査は、EDFの現在稼働中の原子力発電所の廃炉費用の見積りを追認すると述べている。

DGECはまた、この監査を受けて、EDFに対し多くの勧告を行った。EDFは、それがPWR発電所の将来の廃炉費用の管理に資する可能性が高い場合には、当該勧告を将来の調査および見積りに組み込んでいく。

永久に閉鎖された原子力発電所

現在稼働中のPWR発電所と異なり、現在閉鎖されている第1世代の原子炉は、ショーAのPWR原子炉、ビュージェイ、サン・ローランおよびシノンのUNGG炉（天然ウラン黒鉛減速ガス冷却炉）、ブレンニリスの重水炉、クレイ・マルヴィルのナトリウム冷却高速中性子炉など、様々な異なる技術を利用していた。従って、廃炉費用は用地毎に個々に見積られている。

廃炉費用は請負業者の見積価格に基づいており、見積価格は原則として3年毎に全面改訂される。2008年に設定された見積価格は、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て、2012年に改訂された。

2015年度に予定されていたこれらの見積価格の全面改訂に先立ち、2014年度に行われた準備段階の作業により、用地の物理的進捗の遅れおよび一部の契約に関する費用の再査定を反映して2014年12月31日現在で引当金が388百万ユーロ増加した。

2015年度に、UNGG発電所に関する業界戦略が全面改訂された。従来選択していた戦略は、4基の原子炉についてケーソン（UNGG炉建屋）を「水中」解体し、現在ANDRAの検討対象となっているセンター（上記を参照）に直接黒鉛を貯蔵することを含むシナリオに基づいていた。このシナリオは、いくつかの新たな技術的要因（この特定の場合における水中解体の工業的困難を示唆する技術上の新情報、黒鉛貯蔵の利用可能性の見直し低下など）を考慮して再検討された。この新情報はまた、ケーソンの「空中」解体という代替的な解決策を引き出した。これは、工業的な作業管理を容易にし、安全性、放射線防護および環境影響の観点でより好ましい。従って当社は、6基のケーソンすべてのベンチマーク戦略として、新たな「空中」解体シナリオを選択した。当該シナリオは現在ASNと協議中であり、新たな政令につながるとみられる。いずれのシナリオでも、請負業者の見積価格更新のための調査により当該ケーソンの予測廃炉費用は大幅に増加した。選択したシナリオは統合フェーズを含むもので、このフェーズは他の5基の作業開始に先立つ最初のケーソン解体から得た経験を基礎としている。このシナリオの下では、廃炉フェーズが最終的に従来の計画よりも長期化することから、請負業者の見積価格は、それにより生じた作業コストに起因して高くなる。

第1世代の発電所、特にUNGG炉に関する業界の廃炉シナリオの更新により、2015年12月31日現在で引当金が590百万ユーロ増加した。

28.4 炉心核燃料引当金

この引当金は、原子炉の閉鎖時における一部照射済燃料の廃棄から生ずる将来の費用を補填するものである。この引当金は、以下のように測定される。

- ・ 原子炉の最終的な閉鎖時点で完全に燃焼しておらず、技術的および規制上の制約によって再利用できない原子炉内の残存燃料に係る損失のコスト。
- ・ 燃料処理、廃棄物除去および貯蔵業務のコスト。これらの費用は、使用済燃料管理および放射性廃棄物長期管理引当金と同様に評価されている。

これらの回避不能コストは原子炉の閉鎖および解体原価の一部を構成する。そのため、操業開始日からその全額に対して引当金が設定され、引当金に見合う資産が認識されている。

28.5 原子力発電関連引当金の割引および感応度分析

28.5.1 割引率

割引率の計算

割引率は負債の期限に可能な限り近い期限の債券のサンプルに関する長期データに基づいて決定される。しかし、この引当金の対象となる費用の中には、金融市場で一般に取引される商品の期間より著しく長い期間にわたり支払われるものがある。

割引率の決定に使用される基準金利は、当該債務と類似の期間を有するフランス0AT2055国債の10年間の平均収益率をより長い時間軸にスライドさせ、EDFを含む、AからAAの格付けの社債のスプレッドを加えたものである。

使用された仮定上のインフレ率は、コンセンサス予想およびインフレ連動債の収益率に基づく予想インフレ率を踏まえて決定される。

この方法により算定された割引率は、2015年12月31日現在、インフレ率を1.6%と仮定して、4.5%である（2014年12月31日現在インフレ率1.7%として4.6%）。

割引率の見直しと規制上の制限

割引率の決定に使用される方法は、特に10年平均のスライドを参照することにより、支出が長期にわたることに鑑みて、利率の長期的な趨勢を優先できる。そのため、割引率は中長期的な変化をもたらす経済の構造変化に応じて見直される。

適用される割引率は、2つの規制上の制限に従う。2015年3月24日付決定により、2007年2月23日付政令および2007年3月21日付決定が定めた規則が改訂された。これにより、割引率は以下より低くなければならない。

- ・ 「関連する期間の最終日に観察された、30年物固定金利（TEC 30年）の直近120か月間の算術平均プラス1ポイントに等しい」規制上限。
- ・ 負債を賄う資産（専用資産）の期待収益率。

TEC 30年の金利に基づく上限率は、2015年12月31日現在、4.6%であった。

28.5.2 マクロ経済に関する仮定に対する感応度分析

コスト、インフレ率、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)	2015年12月31日現在		2014年12月31日現在	
	年度末の経済状況に基づく費用	引当金の現在価値	年度末の経済状況に基づく費用	引当金の現在価値
使用済燃料管理	16,470	10,391	16,463	10,105
放射性廃棄物長期管理(1)	28,890	8,254	26,159	7,676
核サイクル終了費用	45,360	18,645	42,622	17,781
稼働中の原子力発電所廃炉引当金	19,639	11,944	19,298	11,422
永久に閉鎖された原子力発電所廃炉引当金(2)	6,431	2,986	3,310	2,444
炉心核燃料引当金	4,123	2,555	4,050	2,413
廃炉および炉心核燃料費用	30,193	17,485	26,658	16,279

- (1) 年度末の経済状況に基づく放射性廃棄物長期管理費用の2014年度から2015年度への大幅な増加は、2016年1月15日付省令の帰結によるものである（注記28.2を参照）。
- (2) 年度末の経済状況に基づく原子力発電所廃炉費用の2014年度から2015年度への大幅な増加は、永久に閉鎖された発電所に関する業界のベンチマーク・シナリオの改訂を反映している（注記28.3を参照）。当該新シナリオは特に発電所の廃炉フェーズをより先の日付に遅らせるものであることから、その影響の、引当金の現在価値測定に対する感応度は相対的に低い。

このアプローチは、割引率の変化が現在価値に与える影響を見積ることにより補足される。

2007年2月23日付政令第11条を適用して、以下の表は、EDFの核サイクル終了、原子力発電所の廃炉および炉心核燃料のための引当金の主要な要素についての詳細を報告している。

(単位：百万ユーロ)	現在価値による 引当金の金額	割引率に対する感応度			
		貸借対照表上の引当金		税引前純利益	
	2015年12月31日現在	+0.20%	-0.20%	+0.20%	-0.20%
核サイクル終了費用					
-使用済燃料管理	10,391	(168)	177	140	(149)
-放射性廃棄物長期管理	8,254	(400)	448	337	(376)
廃炉および炉心核燃料費用					
-稼働中の原子力発電所の廃炉	11,944	(382)	398	8	(7)
-永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉	2,986	(114)	124	114	(124)
-炉心核燃料	2,555	(62)	65	-	-
合計	36,130	(1,126)	1,212	599	(656)

注記29. 非原子力施設廃止引当金

これらの引当金は主に火力発電所に関係している。

火力発電所の廃止費用は、過去の稼働について計上された費用および稼働中の発電所に関する最新の見積りを参考に測定された見積将来費用に基づき、定期的に更新される調査を使用して計算される。

注記30. 従業員給付引当金

従業員給付引当金の増減は以下の通りであった。

(単位：百万ユーロ)	2014年 12月31日現在	増加		減少		2015年 12月31日現在
		営業 (1)	金融	営業 (2)	金融 (3)	
雇用後給付引当金	9,785	839	626	(1,140)	(296)	9,814
長期給付引当金	1,010	46	21	(132)	-	945
従業員給付引当金	10,795	885	647	(1,272)	(296)	10,759

(1) 過去勤務費用506百万ユーロ、数理計算上の損失の償却368百万ユーロおよび権利未確定給付11百万ユーロを含む。

(2) 雇用主の拠出額1,113百万ユーロ、数理計算上の利益75百万ユーロ、権利確定済給付31百万ユーロおよび給付制度の変更による50百万ユーロを含む。

(3) 制度資産の期待運用収益である。

引当金の変動の詳細

(単位：百万ユーロ)	債務	制度資産	制度資産 控除後債務	未認識過去 勤務費用	未認識数理 計算上の損益	貸借対照表 上の引当金
2014年12月31日現在残高	29,669	(10,188)	19,481	(95)	(8,591)	10,795
2015年度純費用	921	(296)	625	11	441	1,077
未認識数理計算上の損益	(1,112)	230	(882)	16	866	-
制度への拠出	-	(362)	(362)	-	-	(362)
給付支払額	(1,116)	365	(751)	-	-	(751)
2015年12月31日現在残高	28,362	(10,251)	18,111	(68)	(7,284)	10,759

2015年度中に生じた債務に係る数理計算上の損益は(1,112)百万ユーロであり、2015年10月30日付のAGIRC-ARRCO合意への署名による不利な影響807百万ユーロ（注記3.5を参照）、仮定の変更（特に割引率およびインフレ率に関する仮定の変更）による有利な影響、および実績修正による利益を含んでいる。

雇用後および長期従業員給付費用

(単位：百万ユーロ)	2015年度	2014年度
当期勤務費用	506	382
利息費用（割引の影響）	647	834
制度資産の期待運用収益	(296)	(336)
未認識数理計算上の損益の償却－雇用後給付	305	151
数理計算上の損益の変動－長期給付	(15)	164
制度縮小または清算の影響(1)	(50)	-
過去勤務費用－権利確定済給付(2)	(31)	-
過去勤務費用－権利未確定給付	11	(30)
雇用後給付および長期給付に関連する費用純額	1,077	1,165
うち：		
営業費用(3)	726	667
金融費用	351	498

- (1) この純額50百万ユーロは、総利益185百万ユーロと数理計算上の損益の追加償却額135百万ユーロとの差額に対応している。
- (2) 2015年度の社会保障財源に関する2014年12月22日付法律（2014-1544）および2015年2月24日付政令2015-209により、フランスの通常制度に一律の尺度による死亡給付が導入され、2015年11月25日付政令2015-1536によりIEG産業にも適用された。
- (3) 2015年度のこの金額は、営業引当金の増加（885百万ユーロ）から数理計算上の損益の戻入（75百万ユーロ）、年金制度の変更（50百万ユーロ）および権利確定済給付費用（31百万ユーロ）を控除したものに对应している。

30.1 雇用後給付引当金

これらの引当金の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2014年 12月31日現在	増加		減少		2015年 12月31日現在
		営業	金融	営業	金融	
雇用後給付引当金						
年金	7,699	526	491	(893)	(284)	7,539
CNIEG費用	429	11	11	(14)	-	437
現物給付（エネルギー）	1,182	222	92	(134)	-	1,362
退職慰労金	(14)	40	14	(43)	(12)	(15)
その他の給付	489	40	18	(56)	-	491
合計	9,785	839	626	(1,140)	(296)	9,814

(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
2015年12月31日現在の雇用後給付引当金					
年金	21,629	(9,740)	-	(4,350)	7,539
CNIEG費用	476	-	-	(39)	437
現物給付（エネルギー）	3,916	-	-	(2,554)	1,362
退職慰労金	597	(496)	(43)	(73)	(15)
その他の給付	799	(15)	(25)	(268)	491
合計	27,417	(10,251)	(68)	(7,284)	9,814

(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
2014年12月31日現在の雇用後給付引当金					
年金	22,385	(9,683)	-	(5,003)	7,699
CNIEG費用	511	-	-	(82)	429
現物給付（エネルギー）	4,355	-	-	(3,173)	1,182
退職慰労金	620	(491)	(50)	(93)	(14)
その他の給付	788	(14)	(45)	(240)	489
合計	28,659	(10,188)	(95)	(8,591)	9,785

2014年度から2015年度の債務の増加は、主に割引率の変更（2014年12月31日現在2.2%、2015年12月31日現在2.4%）、インフレ率の変更（2014年12月31日現在1.7%、2015年12月31日現在1.6%）および2015年10月30日付のAGIRC-ARRCO合意の影響（注記3.5を参照）に関連している。

30.2 在職中の従業員に対するその他の長期給付引当金

在職中の従業員に与えられるその他の長期給付に係る債務の金額は貸借対照表上の対応する引当金と同額である。詳細は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2014年 12月31日現在	増加		減少	2015年 12月31日現在
		営業費用	金融費用	営業戻入	
在職中の従業員に対するその他の長期給付引当金					
業務上の事故または疾病に係る年金	879	39	18	(116)	820
長期勤続報奨	105	7	2	(12)	102
その他	26	-	1	(4)	23
合計	1,010	46	21	(132)	945

30.3 制度資産

2015年12月31日現在、制度資産は10,251百万ユーロ（2014年12月31日現在10,188百万ユーロ）であり、主に特別年金制度の下で稼得した過去の特定給付（9,740百万ユーロ）および退職慰労金（目標カバー率100%）（496百万ユーロ）填補のために配分された。

これらの契約に基づく投資の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
特別年金給付向け資産	9,740	9,683
内訳（%）		
株式	29%	29%
債券および貨幣性商品	71%	71%
退職慰労金向け資産	496	491
内訳（%）		
株式	32%	31%
債券および貨幣性商品	68%	69%
その他の給付向け資産	15	14
制度資産合計	10,251	10,188

30.4 数理計算上の仮定

IEG制度のもとでの雇用後給付および長期従業員給付引当金に使用される主な数理計算上の仮定は、以下の通りである。

- 割引率は2015年12月31日現在2.4%（2014年12月31日現在2.2%）である。
- インフレ率は2015年12月31日現在1.6%（2014年12月31日現在1.7%）と見積られている。
- 平均雇用残存期間は18.5年である。

- 従業員離職率に重要性はない。
- 「職員向け料率」(EDFの従業員向けの特別なエネルギー料金)にはこの料率に基づく税金の変動が含まれている。
- 特別年金制度に基づく過去の特定給付向けの制度資産の期待運用収益率は2015年度2.93%である。
- 退職慰労金向けの制度資産の期待運用収益率は2015年度2.43%である。

従業員給付債務に使用する割引率は、これらの債務に起因する将来の支払に対応する期日までの期間の優良非金融会社の社債利回りを適用して算定される。

債務は、年齢グループおよび従業員区別に異なる仮定昇給率に基づいており、平均年昇給率は、インフレ率を除くと1.7%(インフレ率を含めると3.3%)である。

注記31. その他の費用引当金

(単位:百万ユーロ)	2014年	増加	減少		その他	2015年
	12月31日現在		使用	戻入		12月31日現在
以下に対する引当金:						
一人件費	109	93	(88)	(1)	-	113
一委譲運営施設の更新	261	11	-	(1)	(6)	265
一その他の費用	612	215	(221)	(15)	-	591
その他の費用引当金	982	319	(309)	(17)	(6)	969

注記32. 負債

(単位:百万ユーロ)	期限			2015年	2014年
	1年未満	1－5年	5年超	12月31日 現在総額	12月31日 現在総額
負債					
社債	1,437	11,083	34,438	46,958	40,993
金融機関からの借入債務	-	-	561	561	500
その他の借入債務	4,854	1,865	8	6,727	4,014
その他の金融負債:					
一消費財に係る前受金	2	10	19	31	35
一その他	1,543	-	1	1,544	1,511
金融負債(注記33を参照)	7,836	12,958	35,027	55,821	47,053
前受金および未成業務受入金(1)	6,819	-	-	6,819	6,433
営業債務および関連勘定	6,623	-	-	6,623	6,374
税金および社会保障費負債(2)	6,994	-	-	6,994	6,760
固定資産関連負債および関連勘定	2,082	-	-	2,082	2,133
その他の負債(3)	17,042	-	-	17,042	13,554
営業、投資およびその他の負債	32,741	-	-	32,741	28,821
現金性金融商品(4)	2,240	961	768	3,969	3,337
繰延収益(5)	607	1,164	1,927	3,698	4,065
負債合計	50,243	15,083	37,722	103,048	89,709

- (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6,682百万ユーロ(2014年12月31日現在6,340百万ユーロ)を含む。2015年度の増加は、主にこの方法による支払いを選択する顧客によるものである。
- (2) 2015年12月31日現在のこの項目は、供給済であるが未請求のエネルギーについてEDFが集金するCSPE収益1,258百万ユーロ(2014年12月31日現在1,122百万ユーロ)を含んでいる。
- (3) 主に子会社との間のキャッシュ・プーリングおよび現金管理契約の金額、すなわち2015年12月31日現在14,478百万ユーロ(2014年12月31日現在11,293百万ユーロ)である。
- (4) 基本的に外国為替商品に係る未実現損失。
- (5) 2015年12月31日現在の繰延収益は、原子力発電所資金調達計画および関連する長期契約に基づいてEDFに支払われたパートナー前渡金1,874百万ユーロ(2014年度1,989百万ユーロ)から成る。長期契約に係る繰延収益にはまた、Exeltiumコン

ソーシアムとの契約に基づき2010年度にEDFに支払われた前渡金が含まれている。この前渡金は、契約期間にわたり段階的に損益計算書に振り替えられている。

注記33. 金融負債

(単位：百万ユーロ)	2014年 12月31日 現在	新規借入	返済	換算調整	その他	2015年 12月31日 現在
ユーロ建社債	1,013	-	-	-	-	1,013
その他の通貨建社債	9,698	4,181	-	1,295	-	15,174
ユーロ建ユーロ中期ノート (EMTN)	20,467	-	(1,384)	-	-	19,083
外貨建ユーロ中期ノート (EMTN)	9,815	1,344	(103)	632	-	11,688
社債	40,993	5,525	(1,487)	1,927	-	46,958
ユーロ建長期借入金	500	70	(9)	-	-	561
金融機関からの借入債務	500	70	(9)	-	-	561
譲渡性負債商品 (ユーロ建) (1)	650	3,094	-	-	-	3,744
譲渡性負債商品 (ユーロ建以外) (1)	3,357	-	(802)	414	-	2,969
契約上の金融借入債務	7	7	-	-	-	14
その他の借入債務	4,014	3,101	(802)	414	-	6,727
借入債務合計	45,507	8,696	(2,297)	2,340	-	54,246
消費財に係る前受金	35	-	-	-	(4)	31
その他の前受金	77	16	(11)	-	-	82
銀行当座借越	121	-	-	-	79	200
繰延銀行借方勘定	39	-	-	-	(25)	14
未払利息	1,274	-	-	-	(26)	1,248
その他の金融負債合計	1,511	16	(11)	-	28	1,544
金融負債合計	47,053	8,712	(2,308)	2,340	24	55,821

(1) 返済額控除後の発行額。

2015年9月25日の台湾市場における優先「フォルモサ債」発行に続き、2015年10月8日にEDFは、米ドル建の数本のトランシェの優先債を発行した（注記2.3を参照）。

社債の償還合計1,487百万ユーロは期日が到来したユーロ建およびその他の通貨建の社債に係る。

33.1 ヘッジ手段前後の通貨別借入債務の内訳

(単位： 百万ユーロ)	貸借対照表の負債構造				手段の影響		ヘッジ後負債構造			
	ユーロ 以外	ユーロ	ユーロ 以外 構成比 (%)	債務構 成比 (%)	ユーロ 以外	ユーロ	ユーロ 以外	ユーロ	ユーロ 以外 構成比 (%)	債務 構成比 (%)
合計I. ユーロ		24,415		45		23,856		48,271		89
CHF	700	646	2.2	1	(700)	(646)	-	-	-	-
GBP	7,385	10,062	33.7	19	(3,000)	(4,087)	-	5,975	100	11
HKD	1,216	144	0.5	-	(1,216)	(144)	-	-	-	-
JPY	44,100	337	1.1	1	(44,100)	(337)	-	-	-	-
NOK	1,000	104	0.4	-	(1,000)	(104)	-	-	-	-
USD	20,182	18,538	62.1	34	(20,182)	(18,538)	-	-	-	-
合計II ユーロ 以外		29,831		55		(23,856)		5,975	100	11
合計I+II		54,246		100		-		54,246		100

オフバランスシート・コミットメントに含まれるヘッジ手段の想定元本（注記35.1を参照）は貸借対照表上の借入債務には影響しない。

33.2 ヘッジ手段前後の金利種別借入債務の内訳

(単位：百万ユーロ)	貸借対照表の負債構造			手段の 影響	ヘッジ後負債構造		
	合計	2015年12月 31日現在 (%)	2014年12月 31日現在 (%)		合計	2015年12月 31日現在 (%)	2014年12月 31日現在 (%)
長期借入債務およびEMTN	46,273			(24,559)	21,714		
短期借入債務	6,713			-	6,713		
固定金利での借入債務	52,986	98	97	(24,559)	28,427	52	59
長期借入債務およびEMTN	1,260			24,559	25,819		
短期借入債務	-			-	-		
変動金利での借入債務	1,260	2	3	24,559	25,819	48	41
合計	54,246	100	100	-	54,246	100	100

注記34. 未実現為替差益

2015年12月31日現在の未実現為替差益は、未実現利益292百万ユーロを含み、このうち128百万ユーロは通貨スワップによって一部ヘッジされた英ポンド建借入債務に関係している。

その他の情報

注記35. 金融商品

35.1 通貨および金利デリバティブに関連するオフバランスシート・コミットメント

EDFは金融商品を利用して、為替リスクおよび金利リスクの影響を制限している。

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在		2014年12月31日現在	
	受 取 想定元本	付 与 想定元本	受 取 想定元本	付 与 想定元本
1－金利取引				
短期金利スワップ				
EUR	1,550	1,550	14,348	14,348
長期金利スワップ				
EUR	7,855	7,855	7,916	7,916
USD	3,399	3,399	1,112	1,112
GBP	4,530	4,530	4,276	4,276
JPY	107	107	96	96
小計	17,441	17,441	27,748	27,748
2－外国為替取引				
先渡取引				
EUR	18,697	20,528	16,736	18,774
CAD	965	965	1,354	1,354
USD	15,841	12,015	11,704	9,065
GBP	3,887	4,902	8,005	8,363
CHF	145	276	36	36
HUF	226	362	350	385
PLN	1,116	1,473	865	864
JPY	107	247	25	32
CNY	136	136	-	-
MXN	71	71	79	79
その他	149	149	117	117
長期通貨スワップ				
EUR	8,871	34,470	8,572	28,807
JPY	336	106	372	-
USD	19,565	4,637	12,149	3,336
GBP	16,910	4,930	17,107	5,370
CHF	738	92	607	-
HUF	-	-	5	5
CAD	42	42	47	47
ILS	136	136	126	126
PLN	323	323	337	337
NOK	104	-	111	-
HKD	144	-	129	-
小計	88,509	85,860	78,833	77,097
3－証券化スワップ	462	462	591	591
金融オフバランスシート・コミットメント合計	106,412	103,763	107,172	105,436
4－コモディティ・スワップ				
石炭（百万トン）	2	2	2	2
石油製品（千バレル）	5,890	5,890	5,475	5,475

上表中の数値は契約の想定元本の額であり、必要に応じて2015年度末の為替レート（ヘッジとして分類されているかどうかにかかわらず）を用いて換算されている。

35.2 金融商品取引の純利益への影響

(単位：百万ユーロ)	2015年度	2014年度
ヘッジとして分類されていない商品		
実現損益	857	(55)
未実現損益	(619)	320
金利商品（スワップ、キャップおよびフロア、FRA、オプション）(1)	(3)	(3)
ヘッジとして分類されている商品		
金利商品（スワップ、キャップおよびフロア、FRA）	306	253
為替商品（通貨スワップ）	526	276

(1) スワップに係る金利を含む。

35.3 デリバティブ金融商品の公正価値

通貨および金利スワップの公正価値は、年度末の市場為替レートおよび金利を使用して、契約の残存期間にわたり割り引いた将来キャッシュ・フローによって計算されている（市場価額は経過利息を含む）。

オフバランシートのデリバティブの帳簿価額は、経過利息、調整金の支払い、支払または受取プレミアムおよび換算調整を含み、EDFの勘定には既に計上されている。市場価額と簿価との差額は未実現損益である。

EDFによって計算された2015年12月31日現在のオフバランシートのデリバティブ金融商品の公正価値は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	帳簿価額	公正価値
金利ヘッジ		
－長期スワップ	133	1,754
－短期スワップ	3	-
外国為替ヘッジ		
－為替予約取引	201	155
－長期通貨スワップ	2,537	2,133
コモディティ・ヘッジ		
－石炭	-	(33)
－石油製品	-	(131)
合計	2,874	3,878

注記36. その他のオフバランスシート・コミットメントおよび取引

2015年12月31日現在、営業、資金供与および投資に関するオフバランスシート・コミットメント（電力供給コミットメントおよびパートナーシップ契約を除く。）の内訳は以下の通りであった。

(単位：百万ユーロ)	期 限				2015年	2014年
	1年未満	1年-5年	5年-10年	10年超	12月31日 現在	12月31日 現在
オフバランスシート・コミットメント(付与)	10,359	19,805	12,123	9,917	52,204	53,727
営業コミットメント	5,075	13,152	11,464	9,855	39,546	40,710
燃料およびエネルギー購入関連 コミットメント	2,553	11,070	9,672	9,630	32,925	33,783
その他の営業コミットメント	2,522	2,082	1,792	225	6,621	6,927
投資コミットメント	3,240	5,172	359	58	8,829	9,652
資金供与コミットメント	2,044	1,481	300	4	3,829	3,365
オフバランスシート・コミットメント(受取)	933	10,321	268	160	11,682	11,891
営業コミットメント	928	415	268	160	1,771	2,141
投資コミットメント	5	-	-	-	5	5
資金供与コミットメント	-	9,906	-	-	9,906	9,745

36.1 コミットメント（付与）

ほぼすべての場合、これら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に供給する契約義務を負っている。

36.1.1 燃料およびエネルギー購入コミットメント

通常の発電および供給業務の過程で、EDFは電力、その他のエネルギーおよびコモディティならびに核燃料の最長20年間にわたる長期購入契約を締結している。

2015年12月31日現在、燃料およびエネルギー購入コミットメントの期限は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	期 限				2015年	2014年
	1年未満	1年-5年	5年-10年	10年超	12月31日 現在	12月31日 現在
電力購入および関連費用	781	3,194	3,962	6,242	14,179	15,822
核燃料購入	1,772	7,876	5,710	3,388	18,746	17,961
燃料およびエネルギー購入 コミットメント	2,553	11,070	9,672	9,630	32,925	33,783

電力購入および関連サービス

電力購入コミットメントは主に以下に関係している。

- バガスおよび石炭から発電された電力およびEDFの島部発電子会社の発電所により発電された電力購入コミットメントを付与している島部エネルギー・システム（IES）。
- ヘッジ契約。これらは、EDF Tradingとの間の契約に定められた量と価格での先物購入である。

上記に報告した義務に加えて、2000年2月10日付法第10条に基づいて、フランス本土で、EDFは、発電会社の要求により、また、一定の技術的特徴に準拠して、熱電併給発電所および再生可能エネルギーの発電ユニット（風力発電所、小型水力発電所および太陽光発電等）が発電する電力を購入する義務がある。

この義務から生じる追加のコストは、CREによる妥当性確認後、公共電力サービス拠出金（Contribution au Service Public de l'Électricité またはCSPE）によって相殺される。これらの購入義務の2015年度の合計は41TWh（2014年度は35TWh）で、これには、熱電併給に係るもの5TWh（2014年度は5TWh）、風力発電に係るもの20TWh（2014年度は16TWh）、太陽光発電に係るもの7TWh（2014年度は6TWh）および水力発電に係るもの3TWh（2014年度は3TWh）が含まれている。

核燃料購入

核燃料購入コミットメントは、ウランならびにフッ素化、濃縮および燃料集合体生産サービスに対するEDFの需要を賄うことを目的とする原子力発電所のための供給契約により生じている。これらのコミットメントの増加は、主に2017年から2024年の期間に係るMOX燃料集合体生産契約の作成に起因している。

36.1.2 その他の営業コミットメント

これらの大部分は、契約に関連した発注書への署名をもってEDFが引き受けた現在進行中の取引または契約に関連するコミットメント、関連する保証ならびに主として建物、器具および車両の解約不能なオペレーティング・リース契約に基づくリースの賃借人としてのコミットメントである。関連する賃借料については、契約に定められた間隔毎に再交渉が行われる。

36.1.3 投資コミットメント

投資コミットメントの大部分は、有形固定資産の購入に関するコミットメントである。EDFの有形および無形固定資産購入関連コミットメントの減少の大半はフラマンビル3 EPRプロジェクトの進捗および蒸気発生器更新契約の変更に関係している。

36.1.4 資金供与コミットメント

これはEDFによる子会社に対するコミットメントであり、主にEDF Énergies Nouvellesに対する1,269百万ユーロおよびEdisonに対する872百万ユーロである。

36.2 コミットメント（受取）

36.2.1 営業コミットメント

これらのコミットメントは主に以下から構成される。

- 賃貸人としてのオペレーティング・リース・コミットメント。
- 業務保証（受取）。
- 業務販売コミットメント。

36.2.2 資金供与コミットメント

これらのコミットメントは、EDFが利用できる様々な銀行の与信枠の総額に対応するものである。

36.3 その他のコミットメント

36.3.1 電力供給コミットメント

EDFは、事業の過程で、以下の長期電力供給契約を締結している。

- ・ 多数の欧州の電力事業者との間の長期契約。これは、フランスの原子力発電施設の特定の発電所または決められた発電所の集合体を対象としており、設置された発電能力3.5GWに相当するものである。
- ・ フランスの電力市場組織に関するフランスのNOME法の実施により、EDFは、「従来型の」原子力発電所が発電した電力の一部を他の供給業者に販売するコミットメントを負っている。これは、2025年12月31日まで、毎年100TWhを上限とする電力を対象としている。

36.3.2 ガス購入および関連サービス

ガス購入コミットメントは、EDFによってその拡大するガス供給事業に関連して付与されている。

供給および引渡しのためのガス購入は、大部分が長期契約およびEDF Tradingからの購入予約により実施されている。

2011年度に、EDFは、2016年に稼働開始予定のダンケルク・メタンガス・ターミナルに関する容量引受契約を締結した。

注記37. 偶発債務

個人研修口座(COMPTES PERSONNELS DE FORMATIONまたはCPF)

2015年1月1日に発効したフランスの2014年3月5日付法律2014-288は、勤労者の職業訓練制度を改革するものであり、同法律により従前の個人研修受給権(Droit Individuel à la FormationまたはDIF)は、個人研修口座(Compte Personnel de Formation またはCPF)に置き換えられた。CPFは、労働契約ではなく個人に紐付ける「全国民向け」制度である。これはフルタ

イムかパートタイムか、正社員か有期契約かに関わりなく、EDFの全従業員に關係し、勤続年数に関する要件はない。CPFは、研修時間に対する権利を段階的に積み立てる「資本」を意味し、150時間を上限とする。

2014年12月31日現在のDIF制度の下で獲得された未利用の研修受給権は2021年1月1日まで利用可能である。2014年12月31日現在、獲得済のDIF受給権は6,753,661時間であり、利用申請が出されていない6,682,138時間が含まれていた。

税務調査

過年度の決算の調査を受けて、フランスの税務当局は当社が支給する業務上の事故および疾病による年金のための引当金の損金算入の可能性に異議を申し立てている。これは、特別ガスおよび電力（IEG）規則に關係する問題であるため、RTE、ERDFおよびÉlectricité de Strasbourgにも關係する。当グループはこの問題についての税務当局の見解に異議を申し立てている。2014年度後半に直接税および売上税の国民会議は、RTEおよびEDFを支持するいくつかの意見を発表した。子会社RTEおよびÉlectricité de Strasbourgは、モントルイユ行政裁判所からも有利な判決を受け、この判決は2015年7月にヴェルサイユ行政控訴院によって支持された。この争いの結果が不利なものであれば、当グループの財務リスク（過去の法人所得税の支払い）は約250百万ユーロとなる可能性がある。

2011年度後半にEDFは、特に特定の長期負債の損金算入の可能性に関する2008年度についての修正勧告の通知を受けた。これは2015年12月31日現在で法人所得税における約660百万ユーロの財務リスクに相当する。

税務当局はまた、British Energyの取得に關連して間接子会社であるLake Acquisition Limitedに対するEDFが供与した無利子の前渡金につき通知を発行した。EDFは、この更生についても異議を申し立てている。

2015年度の後半に、税務当局は、2012年度および2013年度に係る上記の反復的な更正について当社に通知を発行し、特定の長期引当金の損金算入の可能性に異議を申し立てた。

当社はこの争いに勝つ可能性が高いと確信しており、上記のいずれについても引当金は設定していない。

労働訴訟

EDFは、主に労働時間に関する法律の実施について、従業員との間の多数の労働訴訟の当事者になっている。EDFは、これらの訴訟それぞれが、利益および財政状態に重要な影響を与える可能性はないと見込んでいる。しかしながら、これら訴訟は、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關連するため、こうした訴訟が増加すると、当社の経営成績に潜在的に重要なマイナスの影響を与えるリスクとなる可能性がある。

注記38. 専用資産

38.1 規制

フランスの環境法典第L.594条およびその施行規則は原子力発電所廃炉費用および放射性廃棄物の長期貯蔵費用のための財源とする資産（専用資産）の確保を要求している。この規則は専用資産の構築方法ならびにそのファンド自体の管理および統治の方法を定めている。これらの資産は明確に特定され、会社のその他の金融資産および投資と分別して管理される。これらはまた、取締役会および行政当局の特別な監督支配下にある。

当該法律は、専用資産の実現可能価額が、長期原子力債務の現在価値に相当する引当金価額よりも高いことを要求している。

2010年12月29日付政令により、RTE株式は一定の条件および当局による承認を前提として専用資産への組み入れに適格とされた。2013年7月24日付法令は保険規約を参照して適格資産のリストを改訂しており、非上場株式もまた一定の条件を充足すれば現在は適格とされている。

2015年3月24日付政令は、専用資産に関する2つの新たな措置を含む。

- ・ 専用資産への年次配分は、専用資産の実現可能価額が関連引当金の額の110%未満である限り、引当金増加額を控除後で、ゼロ以上でなければならない。
- ・ 一定の条件を満たす場合、原子力施設の運営者が所有する不動産は、これらの引当金を填補するものとして配分できる。

38.2 ポートフォリオの内容および測定

適用される規則に照らして、これらの専用資産は非常に特殊な資産区分となっている。

専用資産は取締役会が定め、行政当局に報告される戦略的配分に従って構築・管理されている。戦略的配分は負債の長期填補という全体的な目的を達成することを目指しており、ポートフォリオ全体の構造および管理を決定している。この配分は専用資産の性質および流動性に関する規制上の制約、株式および債券市場の業績動向ならびに非上場資産の分散効果を考慮している。

戦略的配分の見直しプロセスの一環として、また、2010年度におけるRTE株式から始まる非上場資産への分散を進める目的で、2013年度に取締役会は、分散した株式および債券投資と並行して、非上場資産ポートフォリオの導入を承認した。このポートフォリオは、原子力費用のための資金確保に関する2013年7月24日付の政令を受けて設立されたEDF Invest部門が管理している。EDF Investには3種のターゲット資産（基本はインフラ、また、不動産およびプライベート・エクイティ）がある。EDF Investの目的は、最終的に、約50億ユーロ（専用資産合計の約四分の一）の非上場投資を管理下に置くことである。

2013年2月8日に公表されたフランス政府の承認ならびに原子力コミットメント監視委員会の同意および2013年2月13日付の取締役会の決定を受けて、EDFは、2012年12月31日現在のCSPE資金の累積不足分を示すフランス国が認めた債権全額を専用資産に配分した。この金融債権の利息は1.72%であり、2020年度末まで延長された改訂スケジュールに基づいて返済される。これは2016年1月26日の政府書簡に記載された通り、決定に明記される予定である。この書簡において国はまた、2013年度から2015年度の間に生じた不足額（見積額644百万ユーロで改訂返済スケジュールに含まれた）を承認し、2016年度に専用資産に配分することを認めた。この追加債権は、2015年12月31日現在で、営業債権から金融債権に組み替えられた。当該政府書簡に従って、2015年12月31日現在の追加債権の金額および返済スケジュールは、2015年度に係る補償対象不足額のCREによる確認に基づいて、2016年度に調整される。

38.2.1 株式および債券の分散投資

一部の専用資産は、EDFが直接保有する債券である。残りは、独立した資産運用会社が運用する主要な国際市場における専門合同運用型投資ファンドから構成されている。これらは、オープンエンド型ファンドおよびEDFが自己の使用のみを目的として設定した「専用」ファンドの形を取っている（EDFは当該ファンドの管理には関与しない）。

こ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、EDFは長期的な投資方針の継続性を保証する全体としての複合ベンチマーク指標を決定している）を考慮している。

38.2.2 非上場資産（EDF INVEST）

EDF Investが管理する資産はインフラ、不動産およびプライベート・エクイティへの投資に関連する非上場有価証券から構成されている。

2015年12月31日現在、EDF Investが管理する資産は3,975百万ユーロで評価されており、主に以下から構成されている。

- ・ 2015年12月31日現在2,580百万ユーロである、EDFのRTEへの投資の50%（2014年12月31日現在2,555万ユーロ）。この価額は、EDFグループの連結貸借対照表の関連会社に対する投資に表示されたEDFのRTEに対する持分の正味連結価額の50%に相当する。
- ・ EDFのTIGF、PorterbrookおよびMadrileña Red de Gas（MRG）に対する投資。

38.2.3 専用資産の評価

専用資産は、貸借対照表上、その性質に応じて、投資、投資有価証券、市場性のある有価証券に分類される。それらは、注記1に記載する会計原則に基づいて評価される。

2015年12月31日現在のポートフォリオの明細は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在		2014年12月31日現在	
	帳簿価額、純額	公正価値または 実現可能価額	帳簿価額、純額	公正価値または 実現可能価額
RTE株式(1)	2,015	2,580	2,015	2,555
投資有価証券(2)	12,563	14,418	12,458	14,691
その他の金融投資	1,090	1,233	553	657
専用資産 - 投資	15,668	18,231	15,026	17,903
CSPE債権	5,228	5,232	5,140	5,144
ヘッジ前専用資産合計	20,896	23,463	20,166	23,047
ヘッジ手段およびその他	24	17	(10)	(14)
ヘッジ後専用資産合計(2)	20,920	23,480	20,156	23,033

(1) 当グループの連結財務諸表における当該株式の価額の50%。

(2) 専用資産の規制上の実現可能価額の計算に関連する政令2007-243第16条に準拠して一定の投資の価額を制限することにより、2015年12月31日現在の規制上の実現可能価額は23,392百万ユーロに減額されている。

帳簿価額、純額および公正価値には支払期日未到来の経過利息が含まれている。

38.2.4 2015年度の専用資産の変動

2015年12月31日現在、長期原子力引当金の99.3%が填補されていた（専用資産の規制上の実現可能価額算定に関する政令2007-243第16条に従って一定の投資の価額が制限される場合には、規制上の填補率は98.9%である）。

2015年度において、総引出額は、対象となる長期原子力債務に関連した支払額と同額の378百万ユーロ（2014年度403百万ユーロ）であった。2015年度の専用資産への配分額は、EDFが既に所有していた株式の配分により、38百万ユーロであった（2014年度は専用資産への配分は行われなかった）。

2015年3月24日付政令に基づいて専用資産への配分により相殺しなければならない引当金の増加額は、2015年度において1,010百万ユーロであり、従って、専用資産への要配分額は、2015年12月31日現在、972百万ユーロである。これらの配分は、同日後、遅くとも3年以内に行わなければならない。注記38.2に記載した通り、フランス政府はEDFに対し、CSPE債権（金融債権644百万ユーロ）を2016年度に専用資産に配分することを認めた。

金融ポートフォリオについては、2015年度は比較的変動が大きく、株式市場は年間を通じて上昇した。ポートフォリオの実績はプラスで、総合ベンチマーク・インデックスより良好であった。夏以降の見通しの不透明さに対応して、株式／債券の配分バランスは、下半期において引き続き、ほぼ中立的であった。ただし、EDFは、特に欧州および日本を北米および新興諸国より優先する地理的配分を継続した。

非上場資産ポートフォリオについては、2015年度にEDF Investおよび他の2者の長期投資家が、マドリッド地域のガス輸送網に関する規制対象事業者であるMadriIeña Red de Gas (MRG)に対する少数株式の取得を完了した。

EDF InvestはまたArdianとの折半保有のコンソーシアムを通じて、フランスのマノスクに拠点を置く炭化水素貯蔵会社であるGéoselに対する50%超の投資を、Totalグループから取得した。これらの投資はいずれも、RTE、TIGFおよびPorterbrookとともにEDF Investの「インフラ」区分に配分された。

当年度中に、EDF Investはまた不動産および投資ファンド・ポートフォリオの強化を継続した。AmundiとEDF Investの主導で2014年度後半に創設された非排他的な不動産投資ファンドは、2015年度中にドイツにおける不動産投資に着手した。

EDF Investはまた2015年9月に、フランスのSmart Sideのオフィスおよびサービス開発の計画外購入に関するNexityとの契約に署名した。

38.3 長期原子力債務の現在原価

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)	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
放射性廃棄物長期管理引当金	8,254	7,676
原子力発電所の廃炉引当金	14,930	13,866
炉心核燃料引当金－放射性廃棄物長期管理の将来部分	462	476
長期原子力債務の現在原価	23,646	22,018

注記39. 関連当事者

39.1 子会社との関係

(単位：百万ユーロ)	EDFの債権(1)		EDFの負債(1)		金融費用	金融収益 (配当を除く)
	貸付金	営業債権	流動勘定に含 まれる純負債	営業負債		
会社名						
C31	-	-	-	-	-	(17)
EDF Energy	-	169	-	112	-	-
EDF Énergies Nouvelles	460	-	-	-	-	28
EDF Energy UK Ltd EU	1,100	-	-	-	-	4
EDF International	3,357	-	-	-	-	14
EDF Trading	-	822	-	495	-	-
Edison Nouveau	70	-	-	-	-	4
ERDF	-	113	-	1,720	-	1
SOFILO	65	-	-	-	-	-
Dalkia France	905	50	-	82	-	19
EDF Production Électrique Insulaire (PEI)	993	-	-	66	-	2
RTE	670	211	-	155	-	36
ERDF流動勘定				165	-	
子会社とのグループ 現金管理契約			8,682		(7)	
連結納税契約(2)		141		1,211		
子会社の余剰資金の 投資契約			5,796		(18)	

(1) 50百万ユーロ超の債権および債務。

(2) EDF Internationalに関する883百万ユーロを含む。

39.2 フランス政府および国有企業との関係

39.2.1 フランス政府との関係

フランス政府は、2015年12月31日現在、EDFの資本の84.94%を所有しており、それにより、一般の支配株主と同じように、株主の承認を要する会社の意思決定を支配する権限を有する。

フランス政府が支配株主であるすべての会社に対して適用される法律に従って、EDFは、一定の検査手続、具体的には、政府による経済および金融検査、フランス会計検査院（Cour des comptes）および議会による監査、ならびにフランス財務監督局（Inspection générale des finances）による検査を受ける。

2005年10月24日に、フランス政府とEDFとの間で、公共サービス契約が締結された。この契約は、立法者が無期限でEDFに割り当てた公共サービスの使命に関する枠組みの設定を目的としたものである。2004年8月9日付法律は契約期限を定めていない。

EDFは、他の発電会社と同様に、エネルギー担当大臣によって定められた複数年の発電投資計画に参加している。これは、発電容量の配分目標を設定するものである。

最後に、フランス政府は、電力およびガス市場の規制、具体的には、発電所の建設および運営の承認、規制料率を引き続き適用する消費者向け販売価格、送電および配電価格の設定、また、フランスのエネルギー法に準拠したARENH価格および公共電力サービス拠出金の水準の設定を通じた介入を行う。

39.2.2 公的企業との関係

EDFの公的企業との間の関係は、主としてAREVAに関するものである。

AREVAとの取引は以下に関係している。

- ・ 核燃料サイクルの初期段階（ウラン供給、変換および濃縮サービスならびに燃料集合体生産）。
- ・ 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）。
- ・ 発電所の保守業務および機器の購入。

2016年1月27日に、EDFの取締役会は、AREVA NPの買収および形成予定の戦略的パートナーシップに関連するEDFとAREVAの協議が終了した旨の報告を受けた（注記42.1を参照）。

サイクルの初期段階

2014年12月にEDFとAREVA NPは、2015年からの濃縮ウラン燃料集合体供給契約を締結した。

数本の重要な契約も協議された。

- ・ 天然ウランの供給：2021年から2030年を対象とするEDFの契約
- ・ フッ素化：2019年から2030年を対象とする契約
- ・ 天然ウランのウラン235への濃縮：2019年から2030年を対象とするAREVAの契約

英国（ヒンクリー・ポイント1および2）における2基のEPRの建設計画の一部として、EDFとAREVAは、燃料供給の条件を定める2013年10月21日付の基本合意書に署名した。

サイクルの最終段階

EDFとAREVAとの間の使用済燃料の輸送、処理および再利用を対象とする関係は、2008年12月19日に締結された枠組み契約において、2008年から2040年について、正式に定義された。この契約の履行に当たり、EDFとAREVAは、2008年から2012年についてのこれらのサービスの価格と数量を決定する実施契約を2010年7月12日に締結した。

2013年から2015年の処理および再利用サービスの条件は、2015年5月に署名された同期間に係る実施契約の対象となっている。2016年から2023年の実施条件も2015年12月に合意され、2016年1月27日の取締役会に提出された。これらにより改訂の署名がなされる。

EDFとAREVAは、1,300MWの原子力発電所に関する以下の契約を締結した。

- ・ 2011年度における32台の蒸気発生器の供給契約および統制/指令システムの更新契約
- ・ 2012年8月における最初の蒸気発生器の更新業務に関連するサービス契約

2013年度に、EDFとAREVAは、フランマビルのEPRボイラーに関する2007年の当初契約への2件の改訂（開発調査から工業的試運転までの期間を対象とする）に署名した。

EDFは、極めて少数のAREVA株式を保有している（2.24%）。

注記40. 環境

40.1 温室効果ガス排出権

京都議定書の適用に当たり、欧州は温室効果ガスの排出削減を確約した。EU指令2003/87/ECにより欧州連合の温室効果ガス排出量の配分制度が創設され、2005年1月1日から運用されている。

同制度は国内法に導入されており、とりわけ、EDFをその一社とする義務対象参加者に対し、毎年、当該年度中の排出に対応する数量の温室効果ガス排出権を政府に提出することを要求している。

2013年から2020年までの第三期の主な特徴のひとつは、フランスを含む数か国における排出権の無償割当の中止である。その結果、EDFは、毎年提出しなければならない排出権のすべてを賄うために、排出権を市場で購入するか開発途上国に投資（クリーン開発メカニズムを通じて）を行っている。

2015年度に、EDFは、2014年度中に発生した排出に関して9百万トンを出した。2014年度に、EDFは、2013年度中に発生した排出に関して17百万トンを出した。

2015年12月31日現在の排出量は7百万トンであった（2014年12月31日現在8百万トン）。

40.2 省エネ証書

フランスでは、2005年7月13日付法律により、省エネ証書制度が導入された。一定水準以上の売上高を有するエネルギー供給業者（電力、ガス、暖気、冷気、家庭用燃料油および自動車用燃料）は、定義された期間の省エネ義務を負っている。こうした事業者は、証書の交付を受ける直接または間接の省エネを行うか、省エネ証書の購入によって、この義務を履行する。所定の期間の終了時に、関係する企業は、証書を提出するか財務省に罰金を支払うことによって、この義務を遵守したことを証明しなければならない。

フランスの制度は、2014年12月24日付政令2014-1557によって、2015年1月1日から2017年12月31日までの第三期について更新された。この期間の省エネ目標は、より意欲的であり、制度は簡素化されている。第二期に取得した省エネ証書の量は第三期の目標の達成に考慮される。

グリーン成長のためのエネルギー移行に係る2015年8月17日付法律第30条を適用して、エネルギー貧困世帯のための、2016年から2017年に係る新たな追加的省エネ義務が2016年1月1日から適用される。この新たな義務は、第三期の省エネ義務に追加される。この義務の年間量は、年間の省エネ義務に比例する。

EDFは、住宅顧客、事業顧客、地方当局および社会プロジェクトに資金供与する組織それぞれの市場セグメントについて、エネルギー効率の高い値引き価格を提示することにより、この義務の達成が可能となる状況にある。

2015年12月31日現在、将来年度の省エネ義務を充足するためのポートフォリオの省エネ証書保有量は、棚卸資産に計上されており、65TWhcに対応する359百万ユーロであった（注記1.1を参照）。

注記41. 経営者報酬

当社の主要な経営および統治責任者は、会長兼最高経営責任者および取締役である。従業員を代表する取締役は取締役としての業務に対する報酬を受け取っていない。

EDFが支払った会社の主要な経営幹部に対する総報酬（給料、雇用者拠出分を除くすべての形態の給付および取締役報酬）は以下の通りであった。

(単位：ユーロ)	2015年度	2014年度
会長兼最高経営責任者(1)	500,236	415,818
取締役(2)	311,055 ⁽³⁾	174,444

- (1) 2012年7月26日付政令2012-915は会長兼最高経営責任者に支払う年間報酬（総額）について450,000ユーロの上限を定めている。2015年4月8日の取締役会の決定に従い、会長兼最高経営責任者に対し2014年度の年間固定給として47,368ユーロが支払われた。これは、2014年11月23日からJean-Bernard Lévyが臨時会長兼最高経営責任者に任命されたことを受けたものである。
- (2) 年間支払額は、固定部分として割り当てられた取締役報酬（対象年度の上半期分50%と対象年度の前年度下半期分50%）および前年度の変動部分の100%に相当する。取締役報酬を受け取る取締役の人数は、2014年8月20日付命令の適用により2014年11月23日に5名から11名に増加した。2014年11月21日の株主総会において、取締役報酬予算を200,000ユーロから2014年度は226,000ユーロ、2015年度は440,000ユーロに増額する旨の取締役会の提案が承認された。
- (3) 2014年8月20日付命令を適用して国家予算に支払われた88,888ユーロを含む。

注記42. 後発事象

42.1 2016年1月27日の取締役会の決定：EDFとAREVAとの間の戦略的パートナーシップ契約のさらなる進展

2016年1月27日の会議において、EDFの取締役会は、AREVA NP（原子炉に関連するサービス、設備および燃料製造を担当する会社）の事業のEDFによる買収に関するAREVAとの協議が、2015年度下半期中に実施されたデューデリジェンス作業を受けて終了した旨の報告を受けた。

取締役会は、EDFが取得する事業の最終評価額、すなわちAREVA NPの資本100%¹に対し25億ユーロを承認した。この金額は当該取引の完了日現在で作成される財務諸表により上方または下方修正される可能性があり、当該完了日後に測定される一定の業績目標の達成度に基づいて最大350百万ユーロまでのアーンアウト支払が生じる可能性がある。

1. 金融債務の移転を含まない。

オルキルト3（OL3）プロジェクトのコストおよびリスクからEDFを完全に遮断するための取り決めならびに最終の契約書類が確定した時点で、EDFは、これを基礎として、中央企業委員会との協議および取締役会による承認後に、計画した51%から75%までの投資について法的拘束力を持つ提案を行える立場となる。

この決定は、EDFとAREVAとの間の提案されたパートナーシップに関する協議の進捗を正式に記した2015年7月30日付署名の覚書を受けたものである。この覚書は3つのセクションから構成されている。

- ・ 全般的な戦略上および産業上の合意。その主な目的は、研究開発、新型原子炉の国外での販売、使用済燃料の貯蔵、および解体などの分野における協業の効率性の改善および向上である。
- ・ EDFによるAREVA NPの独占的支配権の取得。この覚書は、EDFによるAREVA NPの過半数支配（少なくとも51%）、戦略的パートナーシップの一環でAREVAが行う最大25%の投資、および他の少数持分パートナーによる潜在的な投資を定めている。この計画は、フランスの既存発電所に関する業界プログラム「グラン・カレナージュ（Grand Carénage）」に含まれる最重要活動の安全性を向上させ、エンジニアリング・サービス、プロジェクト管理、および一部の製造活動の効率性をEDFの経験に基づいて改善する。
- ・ 新型原子炉の設計およびプロジェクト管理を最適化するための、EDFが80%、AREVA NPが20%を所有する専門会社の設立。この会社の目的は、日本および中国の主要産業会社との間のパートナーシップを継続しながら、プロジェクトの準備およ

び管理を改善し、プロジェクトの上流フェーズにおける提案作成に向けた戦略的マーケティングの調整の改善や、顧客ニーズにより即した、より競争力ある製品の開発、および原子炉の範囲の調整・拡大を通じて、フランスの産業の輸出を強化することである。この新会社は、発電業者と供給業者の統合モデルの一部を形成する予定であり、当該モデルについては既にいくつかの国で試行と分析を行っている。

[次へ](#)

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

6.1 Comptes consolidés au 31 décembre 2015

En application de l'article 28 du règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission européenne, les informations suivantes sont incluses par référence dans le présent document de référence :

- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2014 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent, figurant respectivement au chapitre 20, sections 20.1 (pages 317 à 428) et 20.2 (pages 429 et 430) du document de référence 2014 du groupe EDF ;

- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2013 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent, figurant respectivement au chapitre 20, sections 20.1 (pages 281 à 386) et 20.2 (pages 387 et 388) du document de référence 2013 du groupe EDF ;

Les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, établis conformément aux normes IAS-IFRS, figurent ci-après. Ils seront soumis à l'approbation de l'Assemblée générale du 12 mai 2016.

COMPTES DE RÉSULTAT CONSOLIDÉS

(en millions d'euros)	Notes	2015	2014 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	7	75 006	73 383
Achats de combustible et d'énergie	8	(38 775)	(37 213)
Autres consommations externes	9	(9 526)	(9 181)
Charges de personnel	10	(12 529)	(11 785)
Impôts et taxes	11	(3 641)	(3 593)
Autres produits et charges opérationnels	12	7 066	5 668
Excédent brut d'exploitation		17 601	17 279
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading		175	203
Dotations aux amortissements		(9 009)	(7 940)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(102)	(157)
(Pertes de valeur)/reprises	13	(3 500)	(1 189)
Autres produits et charges d'exploitation	14	(885)	(212)
Résultat d'exploitation		4 280	7 984
Coût de l'endettement financier brut	15.1	(1 994)	(2 243)
Effet de l'actualisation	15.2	(2 812)	(2 996)
Autres produits et charges financiers	15.3	2 218	2 688
Résultat financier	15	(2 588)	(2 551)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		1 692	5 433
Impôts sur les résultats	16	(483)	(1 839)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	23	192	179
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		1 401	3 773
Dont résultat net - part du Groupe		1 187	3 701
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		214	72
Résultat net part du Groupe par action en euros :	17		
Résultat par action		0,32	1,78
Résultat dilué par action		0,32	1,78

(1) Les transactions d'EDF Energy sur les marchés de gros d'électricité hors activités de trading, dont la position nette était vendeuse au 31 décembre 2014, ont été reclassées des achats d'énergies en chiffre d'affaires pour un montant de 509 millions d'euros.

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

6

ÉTATS DU RÉSULTAT NET ET DES GAINS ET PERTES COMPTABILISÉS EN CAPITAUX PROPRES

(en millions d'euros)	2015			2014		
	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
Résultat net consolidé	1 187	214	1 401	3 701	72	3 773
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – variation brute ⁽¹⁾	(703)	–	(703)	535	–	535
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – effets d'impôt	214	–	214	(160)	–	(160)
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	(103)	–	(103)	3	–	3
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente	(592)	–	(592)	378	–	378
Juste valeur des instruments de couverture – variation brute ⁽¹⁾	(600)	(5)	(605)	(1 984)	(19)	(2 003)
Juste valeur des instruments de couverture – effets d'impôt	(14)	2	(12)	427	5	432
Juste valeur des instruments de couverture – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	(3)	–	(3)	(27)	–	(27)
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	(617)	(3)	(620)	(1 584)	(14)	(1 598)
Écarts de conversion des entités contrôlées	1 199	159	1 358	1 395	187	1 582
Écarts de conversion des entreprises associées et des coentreprises	426	–	426	482	–	482
Écarts de conversion	1 625	159	1 784	1 877	187	2 064
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres recyclables en résultat	416	156	572	671	173	844
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – variation brute	1 009	(9)	1 000	(4 629)	18	(4 611)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – effets d'impôt	(153)	1	(152)	245	(4)	241
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	35	–	35	(177)	–	(177)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi	891	(8)	883	(4 561)	14	(4 547)
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres non recyclables en résultat	891	(8)	883	(4 561)	14	(4 547)
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	1 307	148	1 455	(3 890)	187	(3 703)
RÉSULTAT NET ET GAINS ET PERTES COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	2 494	362	2 856	(189)	259	70

(1) Les variations brutes de juste valeur transférées en résultat relatives aux actifs financiers disponibles à la vente et aux instruments financiers de couverture sont présentées respectivement en notes 36.2.3 et 41.4

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

BILANS CONSOLIDÉS

ACTIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2015	31/12/2014 ⁽¹⁾
Goodwill	18	10 236	9 694
Autres actifs incorporels	19	8 889	8 884
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	20	51 600	50 257
Immobilisations en concessions des autres activités	21	7 645	7 851
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	22	71 069	69 392
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	23	11 525	10 983
Actifs financiers non courants	36	35 238	33 485
Autres débiteurs non courants	26	1 830	2 024
Impôts différés actifs	16.3	2 713	2 590
Actif non courant		200 745	195 160
Stocks	24	14 714	14 747
Clients et comptes rattachés	25	22 259	23 176
Actifs financiers courants	36	27 019	20 752
Actifs d'impôts courants		1 215	600
Autres débiteurs courants	26	8 807	8 793
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	4 182	4 701
Actif courant		78 196	72 769
Actifs détenus en vue de leur vente	46	-	18
TOTAL DE L'ACTIF		278 941	267 947

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2014 ont été retravaillées de l'impact lié à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21 (voir note 2).

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

6

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2015	31/12/2014 ⁽¹⁾
Capital	27	960	930
Réserves et résultats consolidés		33 789	34 316
Capitaux propres – part du Groupe		34 749	35 246
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	27.5	5 491	5 419
Total des capitaux propres	27	40 240	40 665
Provisions liées à la production nucléaire – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	29	44 825	42 398
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	30	1 447	1 297
Provisions pour avantages du personnel	31	21 511	23 060
Autres provisions	28	2 190	1 841
Provisions non courantes	28	69 973	68 596
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	33	45 082	44 346
Passifs financiers non courants	38	54 159	47 274
Autres créanciers non courants	35	5 126	4 956
Impôts différés passifs	16.3	4 122	4 315
Passif non courant		178 462	169 487
Provisions courantes	28	5 354	5 254
Fournisseurs et comptes rattachés	34	13 284	14 864
Passifs financiers courants	38	17 473	14 184
Dettes d'impôts courants		506	441
Autres créanciers courants	35	23 622	23 052
Passif courant		60 239	57 795
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	46	–	–
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		278 941	267 947

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2014 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21 (voir note 2).

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

TABLEAUX DE FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

(en millions d'euros)	Notes	2015	2014
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		1 692	5 433
Pertes de valeur/(reprises)		3 500	1 189
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		11 392	8 981
Produits et charges financiers		951	1 068
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		322	672
Plus ou moins-values de cession		(1 593)	(1 311)
Variation du besoin en fonds de roulement	43.1	132	(1 041)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		16 396	14 991
Frais financiers nets décaissés		(1 252)	(1 752)
Impôts sur le résultat payés		(1 508)	(2 614)
Décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 ⁽¹⁾	3.3	(906)	-
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		12 730	10 625
Opérations d'investissement :			
Investissements/cessions de titres de participation sous déduction de la trésorerie (acquise/cédée)		586	1 308
Investissements incorporels et corporels	43.2	(14 789)	(13 721)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		964	314
Variations d'actifs financiers		(5 600)	(294)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		(18 839)	(12 393)
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ⁽²⁾		64	355
Dividendes versés par EDF	27.3	(1 420)	(2 327)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(326)	(229)
Achats/ventes d'actions propres		(14)	2
Flux de trésorerie avec les actionnaires		(1 696)	(2 199)
Émissions d'emprunts		9 422	6 894
Remboursements d'emprunts		(2 336)	(7 470)
Émission de titres subordonnés à durée indéterminée	27.4	-	3 970
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	27.4	(591)	(388)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		152	177
Subventions d'investissement reçues		623	239
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		7 270	3 422
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		5 574	1 223
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(535)	(545)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		4 701	5 096
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(535)	(545)
Incidence des variations de change		(36)	113
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		13	17
Incidence des reclassements		39	20
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	37	4 182	4 701

(1) Le 22 juillet 2015, la Commission européenne a rendu une nouvelle décision qualifiant d'aide d'État incompatible avec les règles de l'Union européenne le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du Réseau d'Alimentation Générale (RAG) (voir note 3.3).

(2) Apports par augmentations ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires dans des sociétés contrôlées.

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

6

VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

(en millions d'euros)	Capital	Actions propres	Écarts de conversion	Écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers ⁽¹⁾	Autres réserves consolidées et résultat	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
Capitaux propres au 31/12/2013	930	(47)	847	62	32 415	34 207	4 998	39 205
Retraitements liés au changement de méthode comptable ⁽²⁾	-	-	-	-	55	55	-	55
Capitaux propres au 31/12/2013 retraités⁽¹⁾	930	(47)	847	62	32 470	34 262	4 998	39 260
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	-	1 877	(1 206)	(4 561)	(3 890)	187	(3 703)
Résultat net	-	-	-	-	3 701	3 701	72	3 773
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	-	1 877	(1 206)	(860)	(189)	259	70
Émission de titres subordonnés à durée indéterminée ⁽³⁾	-	-	-	-	3 970	3 970	-	3 970
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	-	-	(388)	(388)	-	(388)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(2 327)	(2 327)	(221)	(2 548)
Achats/ventes d'actions propres	-	6	-	-	-	6	-	6
Autres variations	-	-	-	-	(88)	(88)	383	295
Capitaux propres au 31/12/2014 retraités⁽¹⁾	930	(41)	2 724	(1 144)	32 777	35 246	5 419	40 665
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	-	1 625	(1 209)	891	1 307	148	1 455
Résultat net	-	-	-	-	1 187	1 187	214	1 401
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	-	1 625	(1 209)	2 078	2 494	362	2 856
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	-	-	(591)	(591)	-	(591)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(2 327)	(2 327)	(327)	(2 654)
Achats/ventes d'actions propres	-	3	-	-	-	3	-	3
Augmentation de capital d'EDF ⁽⁴⁾	30	-	-	-	876	906	-	906
Autres variations ⁽⁵⁾	-	-	-	-	(982)	(982)	37	(945)
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2015	960	(38)	4 349	(2 353)	31 831	34 749	5 491	40 240

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2014 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21 (voir note 2).

(2) Les variations correspondent aux effets des évaluations en valeur de marché, aux transferts en résultat de la variation de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente ainsi qu'aux effets des évaluations en valeur de marché des instruments financiers de couverture de flux de trésorerie et d'investissements nets à l'étranger et aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats dérivés. Ces variations sont détaillées dans l'état du résultat net des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres.

(3) Le Groupe a émis en janvier 2014 des titres subordonnés à durée indéterminée pour 3 970 millions d'euros net des coûts de transaction (voir note 3.6.3).

(4) En 2015, l'augmentation de capital et la prime d'émission pour un montant total de 906 millions d'euros sont liées au paiement en actions de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2015 (voir note 27.3).

(5) Le montant comptabilisé en « Autres variations » intègre principalement les effets de la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 (voir note 3.3).

Annexe aux comptes consolidés

Electricité de France (EDF ou la « Société ») est une société anonyme de droit français, domiciliée en France.

Les comptes consolidés de la Société comprennent :

- les comptes des sociétés contrôlées par la Société, directement ou indirectement, consolidées par intégration globale ;
- les quotes-parts d'actifs, de passifs, de produits et de charges issues des partenariats qualifiés d'activités conjointes ;
- les participations dans les entreprises associées et les coentreprises, consolidées par mise en équivalence.

L'ensemble économique est désigné comme le « Groupe ».

Le Groupe est un énergéticien intégré présent sur l'ensemble des métiers de l'énergie : la production, le transport, la distribution, la commercialisation et le négoce d'énergies.

Les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2015 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 15 février 2016. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale qui se tiendra le 12 mai 2016.

Note 1 Référentiel comptable du Groupe**1.1 DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE**

En application du règlement européen n° 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les états financiers consolidés du groupe EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2015 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2015. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les données comparatives 2014 présentées dans l'annexe aux comptes consolidés sont retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21 (voir note 2).

1.2 ÉVOLUTIONS DU RÉFÉRENTIEL COMPTABLE AU 31 DÉCEMBRE 2015

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2015 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2014, à l'exception des changements mentionnés ci-après.

1.2.1 Évolutions comptables mises en œuvre dans les états financiers du Groupe au 31 décembre 2015 : première application de l'interprétation IFRIC 21

L'interprétation IFRIC 21 a été publiée en mai 2013 par le Comité d'interprétation des IFRS (IFRS IC) pour clarifier le fait générateur du passif relatif à tous les droits ou taxes (*levies*) autres que les impôts sur les bénéfices. Cette interprétation définit le fait générateur d'un passif d'impôt comme l'activité qui rend la taxe exigible en application des dispositions légales ou réglementaires.

Ce texte, adopté par l'Union européenne le 13 juin 2014, est appliqué par le Groupe depuis le 1^{er} janvier 2015, avec application rétrospective aux comptes consolidés publiés en 2014. Les impacts qui en résultent sur les comptes consolidés du Groupe sont présentés en note 2.1 conformément à IAS 8 « Méthodes comptables, changements d'estimations et erreurs ».

Cette interprétation modifie les pratiques existantes pour les taxes annuelles dont le fait générateur de l'obligation de payer intervient à une date spécifiée ou lors de l'atteinte d'un certain seuil d'activité.

La comptabilisation de ces taxes n'est désormais plus étalée sur l'année mais effectuée dès la survenance du fait générateur de ces taxes, sur le premier semestre de l'année dans la plupart des cas.

1.2.2 Textes adoptés par l'Union européenne dont l'application n'est pas obligatoire en 2015 et pour lesquels le Groupe n'a pas décidé une application par anticipation

Les textes adoptés par l'Union européenne dont l'application n'est pas obligatoire pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2015 et pour lesquels le Groupe n'a pas décidé une application par anticipation sont les suivants :

- les amendements à IAS 19 « Régimes à prestations définies – Cotisations des membres du personnel » ;

- les amendements à IAS 16 et IAS 38 « Éclaircissement sur les modes d'amortissements acceptables » ;
- les amendements à IAS 1 « Initiative concernant les informations à fournir » ;
- les amendements à IFRS 11 « Comptabilisation des acquisitions d'intérêts dans des entreprises communes ».

Le Groupe estime que l'application future des amendements à IAS 1, IAS 19, IAS 16 et IAS 38 n'aura pas d'impact significatif sur ses comptes consolidés annuels.

Les amendements à IFRS 11 « Comptabilisation des acquisitions d'intérêts dans des entreprises communes » d'application obligatoire et de façon prospective pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2016, pourront avoir des impacts si le Groupe effectue des acquisitions d'intérêts initiaux ou d'intérêts additionnels dans une entreprise commune (participations dans les activités conjointes) dont l'activité constitue une entreprise, au sens d'IFRS 3.

1.2.3 Autres textes et amendements publiés par l'IASB mais non approuvés par l'Union européenne

Les textes suivants, concernant des règles et méthodes comptables appliquées spécifiquement par le Groupe, n'ont pas encore fait l'objet d'une approbation par l'Union européenne :

- la norme IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients » ;
- la norme IFRS 9 « Instruments financiers » ;
- la norme IFRS 16 « Locations » ;
- les amendements à IFRS 10 et à IAS 28 « Vente ou apport d'actifs entre un investisseur et une entreprise associée ou une coentreprise » ;
- les amendements à IFRS 10, IFRS 12 et IAS 28 « Entités d'investissement Application de l'exception à la consolidation » ;
- les amendements à IAS 12 « Comptabilisation d'actifs d'impôts différés au titre de pertes latentes » ;
- les amendements à IAS 7 dans le cadre du projet « Initiative concernant les informations à fournir ».

La norme IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients », sous réserve d'approbation par l'Union européenne, sera d'application obligatoire aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018.

Le Groupe est en cours de revue de l'ensemble des contrats significatifs avec ses clients afin d'être en mesure de déterminer l'impact potentiel de cette nouvelle norme sur la reconnaissance de son chiffre d'affaires (en termes d'évaluation et de rythme de comptabilisation).

La norme IFRS 9 « Instruments financiers », sous réserve d'approbation par l'Union européenne, sera d'application obligatoire aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018.

Cette norme introduit une nouvelle approche de classification de l'ensemble des actifs financiers, qui modifiera les règles de classification et d'évaluation appliquées actuellement par le Groupe en application de la norme IAS 39 « Instruments financiers – classification et évaluation ».

La norme IFRS 16 « Locations », sous réserve d'approbation par l'Union européenne, sera d'application obligatoire aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019.

Selon cette norme, toutes les locations autres que celles de courte durée et celles portant sur des actifs de faible valeur doivent être comptabilisées au bilan. À ce jour, les locations qualifiées de « simples » sont présentées hors bilan.

L'impact potentiel de ces autres textes est en cours d'évaluation par le Groupe.

1.3 RÉSUMÉ DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES ET D'ÉVALUATION

Les méthodes comptables exposées ci-dessous ont été appliquées d'une façon permanente à l'ensemble des périodes présentées dans les états financiers consolidés.

1.3.1 Bases d'évaluation

Les états financiers consolidés sont préparés sur la base du coût historique à l'exception des actifs et passifs acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises et de certains instruments financiers qui sont comptabilisés à la juste valeur.

1.3.2 Jugements et estimations de la Direction du Groupe

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour la prise en compte des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer significativement des estimations actuelles.

Au cas particulier des durées d'amortissement, la stratégie industrielle du groupe EDF est d'exploiter le parc de centrales nucléaires françaises au-delà de sa durée actuelle d'amortissement comptable de 40 ans dans des conditions optimales de sûreté et de performance.

Ainsi, depuis plusieurs années, le Groupe prépare la prolongation de la durée d'exploitation de ses centrales et engage les investissements nécessaires dans le cadre du programme industriel dit de « Grand carénage ».

La mise en adéquation de la durée d'amortissement du parc nucléaire français avec la stratégie industrielle rappelée précédemment sera retranscrite dans les comptes consolidés du Groupe dès que toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires seront réunies.

Les autres principales méthodes comptables sensibles au titre desquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont décrites ci-après.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs du Groupe.

1.3.2.1 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers coûts est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme ainsi qu'aux hypothèses retenues en termes de durée d'amortissement des centrales en exploitation et aux échéanciers de décaissements. Une ré-estimation est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par le Groupe. Si ces ré-estimations conduisaient à constater des écarts significatifs, elles pourraient justifier la révision des montants provisionnés.

Les principales hypothèses et analyses de sensibilité concernant les provisions nucléaires sont présentées en note 29.1.5.

1.3.2.2 Engagement de retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

L'évaluation des engagements de retraites et autres avantages postérieurs à l'emploi et à long terme repose sur des évaluations actuarielles sensibles à

l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme pour l'arrêté des comptes au 31 décembre 2015 sont détaillées en note 31. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2015 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le montant des engagements, des capitaux propres ainsi que sur le résultat du Groupe. À ce titre, des analyses de sensibilité sont présentées en note 31.

1.3.2.3 Dépréciation des goodwill et pertes de valeur des actifs à long terme

Les tests de dépréciation des goodwill et des actifs à long terme sont sensibles aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles retenues – notamment en termes d'évolution des prix de l'énergie – ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme. Compte tenu de ces sensibilités, le Groupe révisé ses estimations et hypothèses sous-jacentes sur la base d'informations régulièrement mises à jour.

Ces hypothèses, propres aux sociétés du Groupe, sont décrites en note 13.

1.3.2.4 Instruments financiers

Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché (contrats d'énergies essentiellement), le Groupe utilise des modèles de valorisation qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses soumises à des aléas.

1.3.2.5 Énergie en compteur et acheminement associé

Comme précisé en note 1.3.7, les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêté à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturé en date d'arrêté des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

1.3.2.6 Obligations sur les biens à renouveler au titre des concessions de distribution publique en France

Compte tenu des spécificités des contrats de concession de distribution publique d'électricité en France, le Groupe a retenu, pour présenter au bilan les obligations au titre des biens à renouveler, une évaluation établie sur la base du montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué aux concédants dans le cadre de comptes rendus annuels d'activité (voir note 1.3.13.2.1). Une approche alternative consisterait à évaluer les obligations sur la base d'une valeur actuelle des montants à décaisser pour faire face au renouvellement de ces biens à l'issue de leur durée de vie industrielle. Les effets qu'aurait eus l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 1.3.24. Quelle que soit la méthode d'évaluation retenue, l'évaluation du passif des concessions sur les biens à renouveler est notamment sujette à des aléas en termes de coûts, de durée de vie et de dates de décaissements.

1.3.2.7 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.

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

1.3.2.8 Intérêts détenus dans d'autres entités

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.

Dans le cadre d'une analyse globale des intérêts qu'il détient dans d'autres entités, le Groupe s'est fondé plus particulièrement sur son jugement pour analyser, notamment, les entités suivantes :

- Le groupe EDF détient 100 % du capital de RTE Réseau de Transport d'Électricité mais depuis 2010 et la mise en conformité de la gouvernance de cette société avec la Directive n° 2009/72 (CE du 13 juillet 2009) et sa déclinaison en droit français, EDF n'exerce plus de contrôle (exclusif ou conjoint) sur RTE. Le Groupe dispose d'une influence notable sur la société du fait qu'il désigne un tiers des membres du Conseil de surveillance. RTE est donc, pour le groupe EDF, une entreprise associée consolidée par mise en équivalence selon les prescriptions d'IAS 28 révisée.
- Compte tenu de leurs caractéristiques, des prérogatives exercées par leurs gérants ainsi que des modalités de définition des stratégies de gestion qui leur sont appliquées, le Groupe considère ne pas contrôler au sens d'IFRS 10 les Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) constitués pour permettre à EDF d'affecter une partie des fonds destinés à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement de ses installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs (voir note 47.3). Ces fonds sont par conséquent comptabilisés en actifs financiers disponibles à la vente, en application de la norme IAS 39.
- Le Groupe détient depuis 2014, via sa filiale Edison, une participation de 30 % dans la société Edens, avec F2i. La gouvernance et les accords contractuels relatifs à Edens mis en place dans le cadre de cette transaction confèrent cependant à Edison le contrôle exclusif de cette entité. En application d'IFRS 10, Edens est donc consolidée par intégration globale (via Edison) dans les comptes consolidés du Groupe.

Pour déterminer le type de partenariat auquel une entreprise contrôlée conjointement appartient, le Groupe analyse dans quelle mesure les partenaires bénéficient de la quasi-totalité des avantages économiques associés aux actifs et sont en substance responsables en continu du règlement des passifs. Lorsque ces deux conditions sont remplies, le partenariat est qualifié d'activités conjointes. Dans le cas contraire, l'entité est qualifiée de coentreprise.

1.3.2.9 Autres jugements

En l'absence de normes ou interprétations applicables à une transaction spécifique, le Groupe fait usage de jugement pour définir et appliquer les méthodes comptables qui permettent d'obtenir des informations pertinentes et fiables dans le cadre de l'établissement de ses états financiers.

1.3.3 Méthodes de consolidation

La liste des principales filiales, entreprises associées et coentreprises est présentée en note 51.

1.3.3.1 Entités contrôlées

Les filiales sont les sociétés dans lesquelles le Groupe exerce un contrôle exclusif et sont consolidées par la méthode de l'intégration globale. Le Groupe contrôle une entité si les trois conditions suivantes sont remplies :

- il détient le pouvoir sur l'entité ;
- il est exposé ou a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité ;
- il a la capacité d'exercer son pouvoir sur l'entité de manière à influencer sur le montant des rendements qu'il obtient.

Pour apprécier le contrôle, le Groupe tient compte de tous les faits et circonstances. De même, les droits de vote potentiels substantifs exerçables, y compris par une autre partie, sont pris en considération.

1.3.3.2 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises

Une entreprise associée est une entité dans laquelle le Groupe exerce une influence notable sur les politiques financières et opérationnelles sans en avoir le contrôle exclusif ou conjoint. L'influence notable est présumée lorsque la participation du Groupe est supérieure ou égale à 20 %.

Une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties (coentrepreneurs) qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits sur l'actif net de celle-ci. Le contrôle conjoint est le partage, en vertu d'un accord contractuel, du contrôle d'une entreprise exploitée en commun par un nombre limité d'associés ou d'actionnaires, de sorte que les politiques financières et opérationnelles résultent de leur consentement unanime.

Les participations dans les entreprises associées et les coentreprises sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Elles sont inscrites au bilan à leur coût historique corrigé de la quote-part de situation nette générée après l'acquisition, diminué des pertes de valeur. La quote-part de résultat de la période est présentée dans la ligne « Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises » du compte de résultat.

1.3.3.3 Participations dans les activités conjointes

Une activité conjointe est un partenariat dans lequel les parties (coparticipants) qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits directs sur ses actifs et des obligations au titre de ses passifs. Le Groupe, en tant que coparticipant à une activité conjointe, comptabilise ligne à ligne les actifs et passifs ainsi que les produits et les charges relatifs à ses intérêts.

1.3.4 Règles de présentation des états financiers

Les actifs et passifs de nature ou de fonction dissemblables sont présentés séparément.

Les actifs et passifs constitutifs du besoin en fonds de roulement entrant dans le cycle normal de l'activité sont classés en courant dans le bilan consolidé. Les autres actifs et passifs sont classés en courant d'une part, non courant d'autre part, selon que leur échéance est à plus ou moins d'un an par rapport à la date de clôture.

Les engagements de rachat de titres donnés par le Groupe à des minoritaires sur des sociétés contrôlées par le Groupe sont comptabilisés au passif. Pour ceux conclus depuis le 1^{er} janvier 2010, date de première application par le Groupe des normes IAS 27 amendée et IFRS 3 révisée, l'écart de valeur entre les participations ne donnant pas le contrôle et la dette que ces engagements représentent est comptabilisé en capitaux propres.

Le compte de résultat est présenté par nature. La rubrique « Autres produits et charges d'exploitation » placée sous l'excédent brut d'exploitation comprend des éléments à caractère inhabituel par leur nature ou leur montant.

Dans le tableau de flux de trésorerie, les flux liés aux opérations d'exploitation sont présentés selon la méthode indirecte.

1.3.5 Méthodes de conversion

1.3.5.1 Monnaie de présentation des comptes

La monnaie fonctionnelle de la société mère est l'euro. Les états financiers du Groupe sont présentés en millions d'euros.

1.3.5.2 Monnaie fonctionnelle

La monnaie fonctionnelle d'une entité est la monnaie de l'environnement économique dans lequel cette entité opère principalement. Dans la majorité des cas, la monnaie fonctionnelle correspond à la monnaie locale. Cependant, dans certaines entités, une monnaie fonctionnelle différente de la monnaie locale est retenue lorsqu'elle reflète la devise des principales transactions.

1.3.5.3 Conversion des états financiers des sociétés étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro

Les états financiers des entités étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro sont convertis en euros de la façon suivante :

- les bilans des sociétés étrangères sont convertis en euros au taux de change à la date de clôture ;
- les comptes de résultat et les flux de trésorerie de ces mêmes sociétés sont convertis au taux de change moyen de la période ;
- les écarts résultant de la conversion des états financiers des sociétés étrangères sont portés en capitaux propres sur la ligne « Écarts de conversion ».

Les écarts de conversion ayant trait à un élément monétaire qui fait en substance partie intégrante de l'investissement net du Groupe dans une entreprise étrangère consolidée sont inscrits dans les capitaux propres consolidés jusqu'à la cession ou la liquidation de cet investissement net, date à laquelle ils sont inscrits en charges ou en produits dans le résultat comme les autres différences de conversion relatives à cette entreprise.

1.3.5.4 Conversion des opérations en devises

En application de la norme IAS 21, les opérations libellées en devises étrangères sont initialement converties et comptabilisées dans la monnaie fonctionnelle de l'entité concernée au cours en vigueur à la date de la transaction.

Lors des arrêts comptables, les actifs et passifs monétaires exprimés en devises sont convertis au taux de clôture à cette même date. Les différences de change correspondantes sont comptabilisées dans le compte de résultat.

1.3.6 Parties liées

Les parties liées comprennent l'État français, les sociétés détenues majoritairement par l'État et certaines de leurs filiales, et les sociétés sur lesquelles le groupe EDF exerce un contrôle conjoint ou une influence notable, ainsi que les membres des instances de direction et d'administration du Groupe.

1.3.7 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'énergie (aux clients finals et dans le cadre d'activités de négoce), des revenus de raccordement et des prestations de services. Ces dernières incluent principalement des prestations de transport et de distribution de l'énergie ainsi que les enchères de capacité et d'interconnexion.

Le Groupe constate les ventes quand :

- une relation contractuelle est avérée ;
- la livraison a eu lieu (ou la prestation de service est achevée) ;
- le prix est fixé ou déterminable ;
- et le caractère recouvrable des créances est probable.

La livraison a lieu quand les risques et avantages associés à la propriété sont transférés à l'acheteur.

Les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente.

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 négoce sur le marché de l'énergie (*trading*) sont comptabilisées nettes des achats.

1.3.8 Impôts sur les résultats

Les impôts sur les résultats comprennent la charge (le produit) d'impôt courant et la charge (le produit) d'impôt différé, calculés conformément aux législations fiscales en vigueur dans les pays où les résultats sont taxables.

Conformément à IAS 12, les impôts courants et différés sont généralement comptabilisés en résultat ou en capitaux propres de façon symétrique à l'opération sous-jacente.

En application d'IAS 32, les effets d'impôt relatifs aux distributions aux porteurs d'instruments de capitaux propres (notamment les dividendes et la rémunération versée aux détenteurs de titres subordonnés à durée indéterminée) doivent être comptabilisés conformément à ce principe général. Le Groupe considère que ces distributions sont prélevées sur les résultats antérieurs accumulés. De ce fait, les effets d'impôts associés sont enregistrés en résultat de la période.

La charge (le produit) d'impôt courant est le montant estimé de l'impôt dû au titre du résultat imposable de la période, déterminé en utilisant les taux d'impôt adoptés à la date de clôture.

L'impôt différé résulte des différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs et leurs bases fiscales. Cependant, aucun impôt différé n'est constaté pour les différences temporelles générées par :

- un goodwill non déductible fiscalement ;
- la comptabilisation initiale d'un actif ou d'un passif dans une transaction qui n'est pas un regroupement d'entreprises et qui n'affecte ni le bénéfice comptable, ni le bénéfice imposable (perte fiscale) à la date de transaction ;
- des participations dans des filiales et entreprises associées, des investissements dans des succursales et des intérêts dans des partenariats dès lors que le Groupe contrôle la date à laquelle les différences temporelles s'inverseront et qu'il est probable que ces différences ne s'inverseront pas dans un avenir prévisible.

Les actifs et passifs d'impôt différé sont évalués aux taux d'impôt attendus sur l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif éteint et qui ont été adoptés à la date de clôture. En cas de changement de taux d'impôt, les impositions différées font l'objet d'un ajustement au nouveau taux en vigueur, et l'ajustement est imputé au compte de résultat sauf s'il se rapporte à un sous-jacent dont les variations sont des éléments imputés en capitaux propres, notamment au titre de la comptabilisation des écarts actuariels et de juste valeur des instruments de couverture et des actifs disponibles à la vente.

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.

1.3.9 Résultat net par action et résultat net dilué par action

Le résultat net par action est calculé en divisant le résultat net par du Groupe de la période par le nombre moyen pondéré d'actions composant le capital en circulation pendant la période. Ce nombre moyen pondéré d'actions en circulation est le nombre d'actions ordinaires en circulation au début de la période, ajusté du nombre d'actions ordinaires rachetées ou émises durant la période.

Ce nombre ainsi que le résultat par action sont modifiés le cas échéant pour tenir compte de l'effet de la conversion ou de l'exercice des actions

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

potentielles dilutives (options, bons de souscriptions d'actions et obligations convertibles émises, etc.)

Conformément à la norme IAS 33, le calcul du résultat net par action et du résultat net dilué par action prend également en compte en déduction du résultat net de l'année les rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée.

1.3.10 Regroupements d'entreprises

En application de la norme IFRS 3, les regroupements d'entreprises intervenus à compter du 1^{er} janvier 2010 sont évalués et comptabilisés selon les principes décrits ci-dessous.

À la date d'acquisition, les actifs acquis et les passifs repris identifiables, évalués à leur juste valeur, ainsi que toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise (intérêts minoritaires) sont comptabilisés séparément du goodwill.

Les participations ne donnant pas le contrôle peuvent être évaluées soit à leur juste valeur (goodwill total), soit à leur quote-part dans la juste valeur de l'actif net de l'entreprise acquise (goodwill partiel). Ce choix est déterminé transaction par transaction.

En application de la norme IFRS 10, 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 IAS 39.

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.

1.3.11 Goodwill et autres actifs incorporels

1.3.11.1 Goodwill

1.3.11.1.1 Détermination des goodwill

En application de la norme IFRS 3 « Regroupements d'entreprises », les goodwill représentent la différence entre :

- d'une part, la somme des éléments suivants :
 - le prix d'acquisition au titre de la prise de contrôle à la juste valeur à la date d'acquisition,
 - le montant des participations ne donnant pas le contrôle dans l'entité acquise, et
 - pour les acquisitions par étapes, la juste valeur, à la date d'acquisition, de la quote-part d'intérêt détenue par le Groupe dans l'entité acquise avant la prise de contrôle ; et
- d'autre part, le montant net des actifs acquis et passifs assumés, évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition.

Lorsqu'il en résulte une différence négative, elle est immédiatement comptabilisée en résultat.

Les justes valeurs des actifs et des passifs et la détermination du goodwill sont définitivement arrêtées au cours des douze mois suivant la date d'acquisition.

1.3.11.1.2 Évaluation et présentation des goodwill

Les goodwill provenant de l'acquisition de filiales sont présentés séparément au bilan. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont présentées sur la ligne « Pertes de valeur » du compte de résultat. Après leur comptabilisation initiale, les goodwill sont inscrits à leur coût diminué, le cas échéant, des pertes de valeur constatées.

Les goodwill provenant de l'acquisition d'entreprises associées et de 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 coentreprises ».

Les goodwill ne sont pas amortis mais font l'objet d'un test de dépréciation dès l'apparition d'indices de pertes de valeur et au minimum une fois par an selon les modalités décrites en note 1.3.15.

1.3.11.2 Autres actifs incorporels

1.3.11.2.1 Frais de recherche et développement

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les dépenses concourant au développement d'un projet sont comptabilisées en immobilisations incorporelles lorsque le Groupe peut démontrer :

- la faisabilité technique nécessaire à l'achèvement de l'immobilisation incorporelle en vue de sa mise en service ou de sa vente ;
- son intention d'achever l'immobilisation incorporelle et de l'utiliser ou de la vendre ;
- sa capacité à utiliser ou à vendre l'immobilisation incorporelle ;
- la façon dont l'immobilisation incorporelle générera des avantages économiques futurs probables ;
- la disponibilité de ressources (techniques, financières et autres) appropriées pour achever le développement et utiliser ou vendre l'immobilisation incorporelle ;
- et sa capacité à évaluer de façon fiable les dépenses attribuables à l'immobilisation incorporelle au cours de son développement.

Les dépenses de développement portées à l'actif sont amorties linéairement sur la base de leur durée d'utilité prévisible.

1.3.11.2.2 Autres actifs incorporels produits ou acquis

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués :

- des logiciels amortis linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des marques acquises à durée de vie indéterminée ou amorties linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des droits d'exploitation ou d'utilisation relatifs à des centrales amortis linéairement sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent ;
- des droits ou licences relatifs à des concessions d'hydrocarbures amortis selon la méthode des unités de production (*Unit of Production method* - UOP), et les dépenses d'exploration amorties au cours de l'année (voir note 1.3.11.2.3) ;
- des actifs incorporels liés à la réglementation environnementale (droits d'émission de gaz à effet de serre et certificats d'énergie renouvelable acquis à titre onéreux - voir note 1.3.28) ;
- de la valeur positive des contrats d'achats/ventes d'énergie enregistrés à leur juste valeur dans le cadre de regroupement d'entreprises selon IFRS 3, amortie en fonction des livraisons contractuelles effectives ;
- des actifs relevant des contrats de concessions rentrant dans le champ d'application d'IFRIC 12 selon le « modèle incorporel » (voir note 1.3.13.2.4).

1.3.11.2.3 Activités de prospection, d'exploration et de production d'hydrocarbures

Le Groupe applique la norme IFRS 6 « Prospection et évaluation de ressources minérales ».

Les dépenses de prospection et d'exploration et les coûts engagés dans le cadre d'études géologiques, de tests d'exploration, de repérages géologiques ou géophysiques ainsi que les coûts associés aux forages exploratoires sont constatés en actifs incorporels et intégralement amortis sur l'année au cours de laquelle ils sont encourus.

Les coûts de développement associés aux puits commercialement exploitables ainsi que les investissements d'extraction et de stockage des hydrocarbures sont comptabilisés en « Immobilisations de production et autres immobilisations du domaine propre » ou en « Immobilisations en concessions des autres activités » selon qu'ils relèvent ou non d'une activité concédée.

Ils sont amortis selon la méthode des unités de production (UOP).

1.3.12 Immobilisations en concessions, immobilisations de production et autres immobilisations corporelles

Les immobilisations du Groupe sont présentées sur trois rubriques à l'actif du bilan, en fonction de l'activité et du cadre contractuel dans lesquels elles sont utilisées :

- immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France ;
- immobilisations en concessions des autres activités ;
- immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre.

1.3.12.1 Évaluation initiale

Les immobilisations sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production.

Le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif.

Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Le coût des immobilisations comprend également les coûts de déconstruction des installations de production et, pour les installations nucléaires, le coût du dernier cœur. Ces actifs sont comptabilisés en contrepartie des provisions constituées au titre de ces obligations. À la date de mise en service, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 1.3.21).

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu a été comptabilisé à l'actif en produit à recevoir, et la différence entre la provision et le produit à recevoir est enregistrée en « Immobilisations corporelles ». Par la suite, les versements du partenaire viennent minorer le produit à recevoir.

Ainsi, sont inclus dans la valeur des immobilisations :

- le coût actualisé de la déconstruction des installations ; et
- pour les installations nucléaires, le coût actualisé du dernier cœur de combustible, comprenant :
 - le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires,
 - le coût du traitement de ce combustible, et
 - le coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations de production constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties sur la durée de vie résiduelle des installations.

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes de cet actif, ils donnent lieu à l'identification d'un composant qui est amorti sur une durée qui lui est propre.

Sont notamment concernés les coûts d'inspections majeures, qui sont amortis sur une 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 inclus dans la valeur de l'immobilisation, s'agissant d'actifs qualifiés au sens de l'IAS 23 « Coûts d'emprunt ».

1.3.12.2 Mode et durées d'amortissement

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle le Groupe prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique futur.

En fonction des dispositions réglementaires ou contractuelles propres à chaque pays, les durées d'utilité attendues pour les principaux ouvrages sont les suivantes :

■ barrages hydroélectriques	75 ans
■ matériel électromécanique des usines hydroélectriques	50 ans
■ centrales thermiques à flamme	25 à 45 ans
■ installations de production nucléaire	
• France	40 ans
• autres pays	35 à 60 ans
■ installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation)	20 à 50 ans
■ installations éoliennes et photovoltaïques	20 à 25 ans

1.3.13 Contrats de concession**1.3.13.1 Méthodes comptables**

La comptabilisation de contrats publics ou privés prend en compte la nature des contrats et leurs dispositions contractuelles spécifiques.

Pour la majeure partie de ses contrats de concessions hors production et distribution de chaleur, le Groupe considère qu'en substance, les concédants ne disposent pas des éléments déterminants qui caractérisent le contrôle des infrastructures au sens de l'IFRIC 12.

1.3.13.2 Concessions en France

En France, le Groupe est concessionnaire de quatre types de concessions de service public :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- les concessions de forces hydrauliques, dont le concédant est l'État ;
- la concession du réseau public de transport, dont le concédant est l'État ;
- des concessions de production et distribution de chaleur, dont les concédants sont des collectivités publiques.

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 20151.3.13.2.1 **Concessions de distribution publique d'électricité****Cadre général**

Depuis la loi du 8 avril 1946, le groupe EDF est le concessionnaire unique chargé par la loi de l'exploitation de l'essentiel des réseaux de distribution publique en France.

Le traitement comptable des concessions repose sur les contrats de concession et particulièrement sur leurs clauses spécifiques. Il prend en compte l'éventualité que le statut de concessionnaire obligé du groupe EDF puisse un jour être remis en cause.

D'une manière générale, ces contrats ont une durée de 20 à 30 ans et relèvent d'un cahier des charges type des concessions de 1992 (mis à jour en 2007) négocié avec la FNCCR (Fédération nationale des collectivités concédantes et régies) et approuvé par les pouvoirs publics.

Constatation des actifs comme immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

Les actifs utilisés par le groupe EDF dans le cadre de contrats de concessions de distribution publique d'électricité en France sont regroupés sur une ligne particulière de l'actif du bilan, quel que soit leur propriétaire (concedant ou concessionnaire), pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concedant.

1.3.13.2.2 **Concessions de forces hydrauliques**

Les contrats de concession de force hydraulique relèvent d'un cahier des charges type approuvé par décret. Les immobilisations affectées au service de la concession comprennent les ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines...) et, pour les concessions renouvelées récemment, les ouvrages de production et d'évacuation d'électricité (alternateurs...).

Les biens relevant de cette activité sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités » pour leur coût d'acquisition.

1.3.13.2.3 **Concession du réseau public de transport**

Les biens affectés à la concession du réseau public de transport sont par la loi propriété de Réseau de Transport d'Électricité (RTE). Suite à la perte de contrôle de RTE depuis le 31 décembre 2010, ces actifs participent au calcul de la valeur d'équivalence de RTE au bilan consolidé du Groupe.

1.3.13.2.4 **Concession de production et de distribution de chaleur**

Les contrats de concession de production et de distribution de chaleur conclus par Dalkia avec des collectivités publiques se caractérisent par un droit d'exploiter, pour une durée limitée et sous le contrôle du concedant, les installations remises par ce dernier ou construites à sa demande.

Ces contrats fixent les conditions de rémunérations et de transfert des installations au concedant ou à un autre tiers successeur à l'expiration du contrat.

Les actifs sont comptabilisés en actifs incorporels conformément à l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concessions de services ».

1.3.13.3 **Concessions à l'étranger**

Les dispositions relatives aux concessions à l'étranger varient en fonction des contrats et des législations nationales. Les biens relevant d'une activité de concession à l'étranger sont principalement comptabilisés en « Immobilisations en concession des autres activités ». Les concessions à l'étranger concernent essentiellement Edison en Italie, qui est concessionnaire de sites de production d'hydrocarbures, de sites de stockage de gaz, de réseaux de distribution locale de gaz et de sites de production hydraulique. Edison est propriétaire des actifs, à l'exception d'une partie des immobilisations corporelles des sites de production hydraulique, qui sont remises gratuitement ou font l'objet d'une indemnisation à l'échéance de

la concession. Certains contrats de concession sont comptabilisés en actifs incorporels conformément à IFRIC 12.

Les actifs de production hydraulique qui sont remis gratuitement à la fin de la concession sont amortis sur la durée de la concession. Les sites de production d'hydrocarbures sont comptabilisés conformément aux règles applicables à ce secteur (note 1.3.11.2).

1.3.14 **Contrats de location**

Dans le cadre de ses activités, le Groupe utilise des actifs mis à sa disposition, ou met à disposition de preneurs des actifs, en vertu de contrats de location. Ces contrats de location font l'objet d'une analyse au regard des situations décrites et indicateurs fournis par la norme IAS 17 afin de déterminer s'il s'agit de contrats de location simple ou de contrats de location-financement.

1.3.14.1 **Contrats de location-financement**

Les contrats ayant pour effet de transférer au preneur la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété des biens loués sont qualifiés de contrats de location-financement. Les critères examinés par le Groupe afin d'apprécier si un contrat de location transfère la quasi-totalité des risques et avantages sont notamment :

- le rapport entre la durée des contrats des actifs loués et la durée de vie des actifs objets de ces contrats ;
- le total des paiements futurs actualisés rapporté à la juste valeur de l'actif financé ;
- l'existence d'un transfert de propriété à l'issue du contrat de location ;
- l'existence d'une option d'achat favorable ;
- la nature spécifique de l'actif loué.

Les actifs utilisés dans le cadre de contrats de location-financement sont sortis du bilan du bailleur et sont enregistrés dans les rubriques d'immobilisations concernées chez le preneur. Ces immobilisations corporelles sont amorties sur leur durée d'utilisation ou, lorsqu'elle est plus courte, sur la durée du contrat de location correspondant.

La contrepartie correspond à un passif financier chez le preneur et à un actif financier chez le bailleur.

Lorsque le Groupe réalise une opération de cession-bail qui débouche sur un contrat de location-financement, cette opération est comptabilisée conformément aux principes énoncés ci-dessus. Dans le cas où le prix de cession est supérieur à la valeur comptable de l'actif, l'excédent est différé et amorti sur la durée du contrat de location.

1.3.14.2 **Contrats de location simple**

Les contrats de location ne correspondant pas à la définition d'un contrat de location-financement sont qualifiés de contrat de location simple et comptabilisés comme tels. Les charges de loyer sont réparties linéairement sur la durée du contrat de location.

1.3.14.3 **Accords qui contiennent des contrats de location**

Conformément à l'interprétation IFRIC 4, le Groupe identifie les accords 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.

Les accords ainsi identifiés sont assimilés à des contrats de location et sont analysés au regard des dispositions de la norme IAS 17 en tant que tels pour être qualifiés soit de contrat de location simple soit de contrat de location-financement.

1.3.15 Pertes de valeur des goodwill, immobilisations incorporelles et corporelles

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 intégrant un goodwill ou un actif incorporel à durée de vie indéterminée.

Pour les UGT intégrant un goodwill ou un autre actif incorporel non amortissable, ou lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est réalisé 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. Le Groupe a retenu comme UGT soit les sous-groupes, soit les entités juridiques, ventilées le cas échéant selon leur secteur d'activité (production-commercialisation, distribution, transport, autres). Les goodwill sont affectés aux UGT bénéficiant des synergies provenant de l'acquisition.
- La valeur recouvrable de ces unités 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.
- 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 ;
 - 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.
- Le calcul de la valeur de marché (ou juste valeur) correspond au prix potentiel de vente de l'actif minoré des coûts nécessaires à sa vente.
- Les taux d'actualisation retenus s'appuient sur le Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés. Ils sont déterminés par zone géographique et par activité selon la méthode du MEDAF. Les CMPC sont calculés après impôts.
- Les flux de trésorerie futures 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) approuvé par la Direction. Sur l'horizon du PMT, les prix de l'énergie et des commodités sont déterminés sur la base des prix *forwards* disponibles ;
 - au-delà de l'horizon du PMT, les flux sont estimés sur la base d'hypothèses long terme élaborées par la Direction pour chaque pays et pour chaque énergie. Les prix à moyen et long termes de l'énergie et des commodités sont déterminés sur la base d'hypothèses macroéconomiques et de modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande, dont les résultats sont régulièrement comparés à ceux des organismes de prévisions dans le domaine de l'énergie. S'agissant plus particulièrement des prix à moyen et long termes de l'électricité, ceux-ci sont déterminés en s'appuyant sur des modèles de prévision de la demande d'électricité, sur les prévisions à moyen et long termes du prix des combustibles et du CO₂, ainsi que sur l'évolution attendue des capacités installées et du mix par technologie du parc de production au sein du système électrique.

Plusieurs variables sont susceptibles d'influencer significativement les calculs :

- les évolutions des taux d'intérêt et des primes de risque de marché ;

- les évolutions de la réglementation tarifaire et des prix de marché de l'énergie et des commodités ;
- les niveaux de marché et la part de marché du Groupe ainsi que le taux d'attrition des portefeuilles clientèle ;
- la durée de vie des installations et des concessions, le cas échéant ;
- les taux de croissance retenus au-delà des plans à moyen terme et les valeurs terminales considérées.

Les pertes de valeur relatives à des goodwill sont irréversibles.

1.3.16 Actifs et passifs financiers

Les actifs financiers comprennent les titres disponibles à la vente (titres de participations non consolidés, titres de placement et certains actifs dédiés), les prêts et créances au coût amorti y compris les créances clients et comptes rattachés ainsi que la juste valeur positive des instruments financiers dérivés.

Les titres disponibles à la vente affectés aux actifs dédiés sont présentés en note 47.

Les passifs financiers comprennent les emprunts et dettes financières, les dettes fournisseurs et comptes associés, les concours bancaires et la juste valeur négative des instruments financiers dérivés.

Les actifs et passifs financiers sont présentés au bilan en actifs ou passifs courants ou non courants selon que leur échéance est inférieure ou supérieure à un an, à l'exception des dérivés de transaction qui sont systématiquement classés en courant.

Les dettes et créances d'exploitation ainsi que la trésorerie et équivalents de trésorerie entrent dans le champ d'application de la norme IAS 39 ; ils sont présentés distinctement au bilan.

1.3.16.1 Classement des actifs et passifs financiers et modalités d'évaluation

Les classes d'instruments financiers retenues au sens de la norme IFRS 7 sont :

- les actifs et passifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat ;
- les actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance ;
- les prêts et créances financières ;
- les actifs financiers disponibles à la vente ;
- les clients et comptes rattachés ;
- la trésorerie et les équivalents de trésorerie ;
- les dettes financières et dettes d'exploitation ;
- les instruments financiers dérivés.

La juste valeur correspond au prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction normale constatée sur le marché principal ou le plus avantageux, à la date d'évaluation.

En application d'IFRS 13, la hiérarchie de la juste valeur qui reflète l'importance des données utilisées dans les valorisations se compose des niveaux suivants :

- 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 (par exemple extrapolation de courbes de taux sur des périodes longues non observables). Sont principalement concernés dans le Groupe certains titres de participations non consolidés.

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 20151.3.16.1.1 **Actifs et passifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat**

Les actifs financiers à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat sont désignés comme tels à l'initiation de l'opération si :

- ils ont été acquis dès l'origine avec l'intention de revendre à brève échéance ;
- il s'agit de dérivés non qualifiés de couverture (dérivés de transaction) ;
- le Groupe a choisi de les classer dans cette catégorie selon l'option offerte par la norme IAS 39.

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, ils sont évalués à leur juste valeur, déterminée soit sur la base de prix cotés, disponibles auprès de contributeurs externes pour les instruments financiers cotés, soit selon des techniques d'évaluation reconnues telles que la méthode des flux futurs actualisés ou selon des références externes pour les autres instruments financiers.

Les variations de juste valeur des instruments autres que ceux portant sur des matières premières sont enregistrées au compte de résultat dans la rubrique « Autres produits et charges financiers ».

Les dividendes et intérêts perçus sur ces actifs évalués à la juste valeur sont comptabilisés en résultat en « Autres produits financiers ».

Les variations de juste valeur des contrats de matières premières de négociation (*trading*) sont enregistrées dans la rubrique « Chiffre d'affaires » du compte de résultat.

Les variations de juste valeur des opérations relatives aux matières premières, hors activité de *trading*, sont isolées au niveau d'une ligne particulière du compte de résultat intitulée « Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading* », en dessous de l'excédent brut d'exploitation. Il s'agit d'opérations entrant dans le périmètre d'IAS 39 et qui, comptablement, ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture ou ne peuvent prétendre à l'exception prévue au titre de l'activité normale par IAS 39 (voir note 1.3.16.1.6).

En ce qui concerne l'option sur la juste valeur par résultat, le Groupe classe un actif ou un passif dans la catégorie « juste valeur sur option » dans les trois cas suivants :

- élimination ou réduction significative d'une incohérence dans la méthode d'évaluation d'actifs ou de passifs ;
- gestion de la performance d'un groupe d'actifs/passifs à la juste valeur, conformément aux stratégies documentées et au *reporting* effectué auprès du *management* ;
- contrat avec un ou plusieurs dérivés incorporés. Il est alors possible de classer l'instrument hybride dans la catégorie juste valeur sur option, sauf si :
 - le dérivé incorporé ne modifie pas substantiellement les flux de trésorerie du contrat ;
 - l'analyse des caractéristiques du contrat hôte et du dérivé incorporé n'induit pas une séparation du dérivé incorporé.

1.3.16.1.2 **Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance**

Sont classés dans cette catégorie les actifs financiers à maturité fixe que le Groupe a acquis avec l'intention et la capacité de les détenir jusqu'à leur échéance. Ils sont comptabilisés au coût amorti, à la date de transaction. Les intérêts comptabilisés au taux d'intérêt effectif sont enregistrés dans la rubrique « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat.

1.3.16.1.3 **Prêts et créances financières**

Les prêts et créances financières sont évalués et comptabilisés, à la date de transaction, au coût amorti diminué d'une éventuelle dépréciation.

Les intérêts reconnus au taux d'intérêt effectif sont comptabilisés dans le poste « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat.

1.3.16.1.4 **Actifs financiers disponibles à la vente**

Les actifs financiers disponibles à la vente comprennent les titres de participation dans les sociétés non consolidées, les titres de placement, les fonds réservés ainsi que certains actifs dédiés.

Lors de la comptabilisation initiale, les actifs financiers disponibles à la vente sont mesurés à leur juste valeur augmentée des coûts de transaction attribuables à leur acquisition. À chaque arrêté, les titres sont évalués à la juste valeur.

Leur évaluation à la juste valeur est déterminée sur la base de prix cotés disponibles auprès de contributeurs externes pour les instruments financiers cotés sur un marché actif. La juste valeur est déterminée selon la méthode des flux futurs actualisés pour les autres instruments financiers. Pour les actions non cotées sur un marché actif et dont la juste valeur ne peut être déterminée de manière fiable, ces actions sont enregistrées au coût d'acquisition.

Les plus-values ou moins-values latentes sur ces actifs financiers disponibles à la vente sont constatées en capitaux propres, sauf en cas de perte avérée auquel cas une dépréciation est constatée en résultat financier (voir note 1.3.16.2.2).

Pour les actifs financiers disponibles à la vente représentant les 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 et charges financiers ».

1.3.16.1.5 **Emprunts et dettes financières**

En dehors des modalités spécifiques liées à la comptabilité de couverture (voir note 1.3.16.1.6 (A)), les emprunts et dettes financières sont comptabilisés selon la méthode du coût amorti avec séparation éventuelle des dérivés incorporés. Les charges d'intérêts calculées selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont comptabilisées au compte de résultat dans le poste « Coût de l'endettement financier brut » sur la durée de la dette ou de l'emprunt financier.

1.3.16.1.6 **Instruments financiers dérivés****Champ d'application**

Le champ d'application des instruments financiers dérivés a été défini par le Groupe conformément aux dispositions et principes de la norme IAS 39.

En particulier, les contrats d'achat et de vente à terme avec livraison physique d'énergie ou de matières premières sont considérés comme exclus du champ d'application de la norme IAS 39, dès lors que ces contrats ont été conclus dans le cadre de l'activité dite « normale » du Groupe. Cette qualification est démontrée dès que les conditions suivantes sont réunies :

- une livraison physique intervient systématiquement ;
- les volumes achetés (vendus) au titre de ces contrats correspondent aux besoins d'exploitation du Groupe ;
- les contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'option au sens de la norme. Dans le cas particulier des contrats de vente d'électricité, le contrat est assimilable à une vente à terme ferme ou s'apparente à une vente de capacité.

Le Groupe considère ainsi que les transactions négociées dans l'objectif d'un équilibrage en volumes entre engagements d'achat et de vente d'électricité entrent dans le cadre de son métier d'électricien intégré et sont exclues du champ d'application de la norme IAS 39.

Conformément aux principes de la norme IAS 39, le Groupe analyse l'ensemble de ses contrats, portant sur des éléments financiers ou non financiers, afin d'identifier l'existence d'éventuels instruments dérivés dits « incorporés ». Toute composante d'un contrat qui affecte les flux du contrat concerné de manière analogue à celle d'un instrument financier dérivé autonome répond à la définition d'un dérivé incorporé au contrat.

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

6

Si les conditions prévues par la norme sont réunies, un dérivé incorporé est comptabilisé séparément à la mise en place du contrat.

Évaluation et comptabilisation

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur. Cette juste valeur est déterminée sur la base de prix cotés et de données de marché, disponibles auprès de contributeurs externes. En l'absence de prix cotés, le Groupe peut faire référence à des transactions récentes comparables ou, à défaut, utiliser une valorisation fondée sur des modèles internes reconnus par les intervenants sur le marché et privilégiant des données directement dérivées de données observables telles que des cotations de gré à gré.

La variation de juste valeur de ces instruments dérivés est enregistrée au compte de résultat sauf lorsqu'ils sont désignés comme instruments de couverture dans une couverture de flux de trésorerie ou d'un investissement net. Dans ce dernier cas, les variations de valeur des instruments de couverture sont comptabilisées directement en capitaux propres, hors part inefficace des couvertures.

Dans le cas particulier des instruments financiers négociés dans le cadre des activités de *trading*, les résultats réalisés et latents sont présentés en net dans la rubrique « Chiffre d'affaires ».

En application d'IFRS 13, la juste valeur des instruments dérivés intègre le risque de crédit de la contrepartie pour les dérivés actifs et le risque de crédit propre pour les dérivés passifs. Les probabilités de défaut utilisées dans l'évaluation de ce risque de crédit reposent sur des données historiques.

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.

Les critères retenus par le Groupe pour la qualification d'un instrument dérivé comme une opération de couverture sont ceux prévus par la norme IAS 39 :

- l'opération de couverture doit couvrir les variations de juste valeur ou des flux de trésorerie imputables au risque couvert, et l'efficacité de la couverture (représentant le niveau de compensation des variations de valeur de l'instrument de couverture avec celles de l'élément couvert ou de la transaction future) se situe dans une fourchette comprise entre 80 % et 125 % ;
- en ce qui concerne les opérations de couverture de flux de trésorerie, la transaction future, objet de la couverture, doit être hautement probable ;
- l'efficacité de la couverture est déterminée de manière fiable ;
- l'opération de couverture est étayée par une documentation adéquate dès sa mise en place.

La relation de couverture prend fin dès lors que :

- un instrument dérivé cesse d'être un instrument de couverture efficace ;
- un instrument dérivé échoit, est vendu, annulé ou exercé ;
- l'élément couvert est arrivé à échéance, a été vendu ou remboursé ;
- une transaction future n'est plus considérée comme hautement probable.

Seuls les instruments dérivés externes au Groupe et les instruments dérivés internes donnant lieu à un retournement à l'extérieur du Groupe sont réputés éligibles à la comptabilité de couverture.

Le Groupe retient la typologie de couverture suivante :

(A) Couverture de juste valeur

Il s'agit d'une couverture des variations de juste valeur d'un actif ou passif comptabilisé au bilan ou d'un engagement ferme d'acheter ou de vendre un actif. Les variations de juste valeur de l'élément couvert attribuables à la composante couverte sont enregistrées en résultat et compensées par les variations symétriques de juste valeur de l'instrument de couverture, seule la fraction inefficace de la couverture impactant le résultat.

Les emprunts et dettes financières comportent des emprunts obligataires faisant l'objet d'une relation de couverture de juste valeur. Leur valeur au

bilan est ajustée des variations de juste valeur au titre des risques couverts (change et taux) en application de la comptabilité de couverture.

(B) Couverture de flux de trésorerie

Il s'agit d'une couverture de transactions futures hautement probables pour lesquelles les variations de flux de trésorerie générées par l'élément couvert sont compensées par les variations de valeur de l'instrument de couverture.

Les variations cumulées de juste valeur sont enregistrées dans une rubrique des capitaux propres pour leur partie efficace et en résultat pour la partie 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.

(C) Couverture d'un investissement net

Il s'agit de couvrir l'exposition au risque de change associé à un investissement net dans une entité n'ayant pas la même monnaie fonctionnelle que le Groupe. Les variations cumulées de juste valeur des instruments de couverture sont enregistrées en capitaux propres pour leur partie considérée comme efficace jusqu'à la cession ou la liquidation de l'investissement net, date à laquelle ce montant est comptabilisé en résultat de cession. La partie inefficace de la couverture (déterminée selon les mêmes modalités que pour une couverture de flux futurs) est enregistrée directement en résultat.

Le Groupe enregistre les variations de valeur liées à l'effet change et à l'effet taux des dérivés de couverture d'investissement net à l'étranger en capitaux propres.

1.3.16.2 Dépréciation des actifs financiers

À chaque date d'arrêt des comptes, le Groupe apprécie s'il existe une indication objective de dépréciation d'un actif. Si tel est le cas, le Groupe estime la valeur recouvrable de l'actif et comptabilise une éventuelle perte de valeur en fonction de la catégorie d'actif concerné.

1.3.16.2.1 Dépréciation d'actifs financiers comptabilisés au coût amorti

Le montant de la perte est égal à la différence entre la valeur comptable de l'actif et la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus déterminée au taux d'intérêt effectif d'origine de l'instrument financier. Le montant de la perte est inclus dans le poste « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat. Si, au cours d'un exercice ultérieur, la perte diminue, la variation est reprise en résultat.

1.3.16.2.2 Dépréciation d'actifs financiers disponibles à la vente

S'il existe une baisse importante ou prolongée de la juste valeur des actifs disponibles à la vente, la moins-value latente est reclassée des capitaux propres au résultat de l'exercice. Pour les instruments de dette, une dépréciation n'est enregistrée en résultat qu'en présence d'un indice de dépréciation en lien avec la contrepartie. Si, au cours d'une période ultérieure, la juste valeur d'un actif disponible à la vente augmente, l'accroissement de valeur est inscrit en capitaux propres pour les instruments de capitaux propres tandis qu'il motive une reprise en résultat de la dépréciation antérieurement constatée pour les instruments de dettes.

Les modalités d'application des critères de dépréciation sont différenciées suivant la nature des actifs financiers disponibles à la vente.

Pour les actifs financiers disponibles à la vente hors actifs dédiés détenus par les sociétés contrôlées, le Groupe retient comme critères de dépréciation :

- une durée de 3 ans comme seuil d'appréciation d'une perte prolongée ;
- une baisse de 50 % par rapport à son coût historique pour apprécier le caractère important de la perte de valeur.

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

Pour les actifs financiers disponibles à la vente détenus dans le cadre des actifs dédiés d'EDF, le Groupe retient comme critères de dépréciation :

- une durée de 5 ans comme seuil d'appréciation d'une perte prolongée ;
- une baisse de 40 % par rapport à la valeur historique du portefeuille pour apprécier le caractère important de la perte de valeur

En effet, s'agissant du portefeuille d'actifs dédiés, le Groupe prend en considération les éléments propres à leur nature : des obligations légales et réglementaires attachées à ces fonds, l'échéance des décaissements qu'ils financent et la gestion à long terme de ces fonds.

1.3.16.3 Décomptabilisation des actifs et passifs financiers

Le Groupe décomptabilise un actif financier lorsque :

- les droits contractuels aux flux de trésorerie générés par l'actif expirent ; ou
- le Groupe transfère les droits à recevoir les flux de trésorerie contractuels liés à l'actif financier du fait du transfert de la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de cet actif

Tout intérêt créé ou conservé par le Groupe dans des actifs financiers transférés est comptabilisé séparément comme actif ou passif

Le Groupe décomptabilise un passif financier lorsque ses obligations contractuelles sont éteintes, annulées ou arrivent à expiration. Lorsqu'une restructuration de dette a lieu avec un prêteur, et que les termes sont substantiellement différents, le Groupe enregistre un nouveau passif

1.3.16.4 Opérations de titrisation

Lorsqu'il est démontré que le Groupe a transféré substantiellement les avantages et les risques liés aux créances cédées, notamment le risque de crédit, ces dernières sont décomptabilisées

Dans le cas contraire, l'opération s'apparente à une opération de financement, et les créances sont par conséquent maintenues à l'actif du bilan avec comptabilisation d'un passif financier en contrepartie

1.3.16.5 Compensation des actifs et des passifs financiers

Le Groupe compense les actifs et passifs financiers lorsque :

- il existe un droit juridiquement exécutoire de compenser les montants comptabilisés ; et
- l'intention est de régler le montant net, ou de réaliser l'actif et le passif simultanément

En application d'IFRS 7, des informations sont fournies dans l'annexe aux comptes consolidés visant à apprécier l'incidence actuelle ou potentielle des accords de compensation

1.3.17 Stocks et encours

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation, à l'exception des stocks détenus dans le cadre des activités de *trading*, qui sont évalués à leur valeur de marché. Les consommations de stocks sont généralement valorisées en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières, les coûts de main-d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

1.3.17.1 Matières et combustible nucléaires

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ; et
- les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustible nucléaires ainsi que les encours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main-d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement, fabrication...)

Selon les obligations réglementaires propres à chaque pays, les stocks de combustible (neufs ou partiellement consommés) peuvent également comprendre les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, trouvant leur contrepartie dans les passifs concernés (provisions ou dettes) ou les contributions libératoires versées au moment du chargement.

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 au prorata de la production prévue lors du chargement en réacteur. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques et d'inventaires.

1.3.17.2 Autres stocks d'exploitation

Sont enregistrés dans ces comptes de stocks :

- 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 relatifs aux différents dispositifs environnementaux (voir note 1.3.28) ;
- les encours de production de biens et de services liés notamment aux activités d'EDF Énergies Nouvelles et de Dalkia ;
- les stocks de gaz.

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 du taux de rotation de ces pièces.

Les stocks détenus dans le cadre d'activités de *trading* sont évalués en valeur de marché.

1.3.18 Clients et comptes rattachés

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients et comptes rattachés sont comptabilisés à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir. Une dépréciation est constatée lorsque leur valeur d'inventaire, reposant sur la probabilité de leur recouvrement déterminée en fonction de la typologie des créances, est inférieure à leur valeur comptable. Selon la nature des créances, le risque assorti aux créances douteuses est apprécié individuellement ou à partir de méthodes statistiques tirées de l'expérience.

Les clients et comptes rattachés incluent également le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée.

1.3.19 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont constitués des liquidités immédiatement disponibles et des placements à très court terme facilement convertibles en un montant connu de trésorerie dont l'échéance à la date d'acquisition est généralement inférieure ou égale à trois mois et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur.

Les titres détenus à court terme et classés en « Équivalents de trésorerie » sont comptabilisés à la juste valeur avec les variations de juste valeur en « Autres produits et charges financiers ».

1.3.20 Capitaux propres

1.3.20.1 Écart de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers

Les écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers proviennent de la réévaluation à la juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente et de certains instruments de couverture.

1.3.20.2 Frais d'émission de capital

Seuls les coûts externes expressément liés à l'augmentation de capital constituent des frais d'émission de titres. Ils sont imputés sur la prime d'émission pour leur montant net d'impôt.

Les autres coûts constituent des charges de l'exercice.

1.3.20.3 Actions propres

Les actions propres sont des titres émis par EDF et détenus soit par elle-même soit par les autres membres du groupe consolidé. Elles sont enregistrées pour leur coût d'acquisition en diminution des capitaux propres jusqu'à leur date de cession. Les résultats nets de cession de ces titres sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

1.3.20.4 Titres subordonnés à durée indéterminée

EDF a lancé en 2013 et 2014 l'émission en plusieurs tranches de titres subordonnés à durée indéterminée en euros, dollars américains et livres sterling (émission « hybride »). Les options de remboursement de ces émissions sont à la main d'EDF à l'issue d'une période minimum qui diffère selon les termes des émissions puis à chaque date de paiement d'intérêts à l'issue de cette période, ou en cas de survenance de certains cas très spécifiques (évolution du référentiel comptable IFRS ou du régime fiscal par exemple). La rémunération annuelle est fixe et réévaluée en fonction de clauses contractuelles qui diffèrent selon les termes des émissions. Il n'y a aucune obligation de versement d'une rémunération par EDF du fait de l'existence de clauses contractuelles lui permettant d'en différer indéfiniment le versement. Ces clauses prévoient néanmoins un versement obligatoire des rémunérations différées en cas de décision de versement d'un dividende aux actionnaires d'EDF. L'ensemble de ces caractéristiques confèrent 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.

1.3.21 Provisions hors avantages du personnel

Une provision est comptabilisée par le Groupe si les trois conditions suivantes sont remplies :

- le Groupe a une obligation actuelle (juridique ou implicite) vis-à-vis d'un tiers qui résulte d'un événement passé, antérieur à la date de clôture ;

- il est probable qu'une sortie de ressources représentative d'avantages économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation ;
- le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par le Groupe pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par le Groupe, éventuellement complétées par l'expérience de transactions similaires, et, dans certains cas, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Les charges correspondantes sont évaluées aux conditions économiques de fin d'année. Ces montants, répartis selon un échéancier prévisionnel de décaissements, sont évalués en euros de l'année de décaissement par application d'un taux d'inflation prévisionnel à long terme. Pour l'évaluation des provisions, ces montants sont actualisés par l'application d'un taux d'actualisation nominal.

Les provisions constituées pour dépenses d'aval du cycle nucléaire, pour charges liées à la déconstruction des centrales et aux derniers cœurs et pour contrats onéreux sont estimées en fonction des flux de trésorerie futurs actualisés.

Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques et réglementaires du pays dans lequel est située l'entité économique et en tenant compte du cycle long d'exploitation des actifs du Groupe et de l'échéance des engagements.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières au niveau de la ligne « Effet de l'actualisation ».

Lorsqu'il est attendu un remboursement total ou partiel de la dépense qui a fait l'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé en créance si et seulement si le Groupe a la quasi-certitude de le recevoir.

Dans certains cas exceptionnels, il se peut qu'une provision ne puisse être comptabilisée par manque d'estimation fiable. Cette obligation est alors indiquée en annexe en tant que passif éventuel, à moins que la probabilité de sortie de ressources ne soit faible.

1.3.21.1 Provisions liées à la production nucléaire

Les provisions liées à la production nucléaire sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses d'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs sont constituées en fonction des obligations et des éventuelles contributions libératoires spécifiques à chaque pays ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales et les pertes relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provisions pour derniers cœurs).

Les changements d'estimation des provisions résultant d'une modification des taux d'actualisation, d'un changement d'échéancier de décaissements ou d'un changement de devis sont enregistrés :

- en augmentation ou en réduction des actifs correspondants, dans la limite de leur valeur nette comptable, lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif (déconstruction des centrales en exploitation, gestion à long terme des déchets radioactifs issus de cette déconstruction et derniers cœurs) ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

Une information détaillée sur les principes de détermination des provisions liées à la production nucléaire en France et au Royaume-Uni est fournie en note 29.

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015**1.3.21.2 Autres provisions**

Les autres provisions concernent notamment :

- les risques liés aux participations ;
- les risques fiscaux ;
- les litiges ;
- les contrats onéreux ;
- les provisions liées aux dispositifs environnementaux.

Les provisions pour contrats onéreux sont généralement liées à des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie.

- les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat défini par les conditions contractuelles au prix de marché provisionnel ;
- les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles au coût de l'énergie à livrer.

Les provisions liées aux dispositifs environnementaux sont relatives à la couverture du déficit de droit d'émissions de gaz à effet de serre et de certificats d'énergie renouvelable par rapport aux obligations assignées (voir note 1.3.28).

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision pourrait ne pas être mentionnée dans les notes annexes aux états financiers, si une telle divulgation était de nature à causer au Groupe un préjudice sérieux.

1.3.22 Avantages du personnel

Conformément aux lois et dispositions spécifiques de chaque pays dans lequel il est implanté, le Groupe accorde à ses salariés des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraites, indemnités de fin de carrière, etc.) ainsi que des avantages à long terme (médailles du travail, etc.).

1.3.22.1 Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture pour l'ensemble des régimes, en tenant compte des perspectives d'évolution de salaires et des conditions économiques propres à chacun des pays.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, l'évaluation repose en particulier sur les méthodes et hypothèses suivantes :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables à chacun des régimes et des conditions nécessaires pour ouvrir un droit à une pension à taux plein ;
- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- les effectifs 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 nette des produits des actifs de couverture évalués à partir du taux d'actualisation des engagements ;
 - le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes ;
 - les écarts actuariels relatifs aux avantages à long terme ;
- dans l'état du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres
 - les écarts actuariels relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi ;
 - l'effet de la limitation au plafonnement de l'actif dans les cas où il trouverait à s'appliquer.

1.3.22.2 Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

Lors de leur départ en retraite, les salariés du Groupe bénéficient de pensions déterminées selon les réglementations locales auxquelles s'ajoutent le cas échéant des prestations directement à la charge des sociétés et des prestations complémentaires dépendantes des réglementations.

1.3.22.2.1 Entités françaises relevant du régime des IEG

Les entités qui relèvent des Industries électriques et gazières (IEG) sont les sociétés du Groupe pour lesquelles la quasi-totalité du personnel bénéficie du statut des IEG, incluant le régime spécial de retraite et le bénéfice d'autres avantages statutaires. Ces sociétés sont EDF, ERDF, RTE, Électricité de Strasbourg, EDF PEL, Dunkerque LNG et certaines filiales du sous-groupe Tiru. Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2005, le fonctionnement du régime spécial de retraite, mais également des régimes d'accident du travail – maladies professionnelles et du régime d'invalidité et de décès, est assuré par la Caisse nationale des IEG (CNIÉG).

Créée par la loi du 9 août 2004, la CNIÉG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle de l'État en particulier, et de manière conjointe, des ministres chargés du budget, de la sécurité sociale et de l'énergie.

Compte tenu des modalités de financement mises en place par cette même loi, des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par les entreprises de la branche des IEG au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC et ARRCO) auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

Du fait de ce mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable au personnel) du régime de droit commun non répercutée au niveau du régime des IEG est susceptible de faire varier le montant des provisions constituées par le Groupe au titre de ses engagements.

Les engagements provisionnés au titre des retraites comprennent :

- les droits spécifiques des agents des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les agents à compter du 1^{er} janvier 2005 pour les activités régulées – transport et distribution (les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement).

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG. Ils se détaillent comme suit :

- les avantages en nature énergie : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les agents inactifs bénéficient des mêmes avantages en nature que les agents actifs. Dans ce cadre, comme les agents actifs, ils disposent de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel. L'engagement relatif à la fourniture d'énergie aux agents des groupes EDF et Engie correspond à la valeur actuelle probable des kilowattheures à fournir aux agents ou à leurs ayants droit pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire. À cet élément s'ajoute la soule représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec Engie ;
- les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux agents qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- les indemnités de secours immédiat : elles ont pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (article 26 - § 5 du Statut National). Elles sont versées aux ayants droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à trois mois de pension plafonnés) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques) ;
- les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels ;
- les autres avantages comprennent l'aide aux frais d'études, le compte-épargne pour retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché hors de sociétés relevant des IEG.

1.3.22.2 Filiales étrangères et filiales françaises ne relevant pas du régime des IEG

Les principaux engagements de retraite concernent les entrées britanniques et sont pour l'essentiel représentatifs de régimes à prestations définies.

Pour ce qui concerne le Royaume-Uni, il existe trois principaux plans de retraite à prestations définies au sein d'EDF Energy :

- le plan de retraite BEGG (*British Energy Generation Group*) affilié à l'ESPS (*Electricity Supply Pension Scheme*), dont la plupart des affiliés sont salariés dans l'activité de Production Nucléaire. Le plan BEGG n'accepte plus de nouveaux affiliés depuis août 2012 ;
- le plan de retraite EEGSG (*EDF Energy Generation and Supply Group*) affilié à l'ESPS, mis en place en décembre 2010 pour les salariés restant aux effectifs d'EDF Energy à la suite du transfert de l'ancien plan à la société UK Power Networks lors de la cession des activités de réseaux. L'EEGSG n'accepte plus de nouveaux affiliés ;
- le plan de retraite EEPs (*EDF Energy Pension Scheme*). Ce plan a été mis en place en mars 2004 et l'affiliation est ouverte aux nouveaux entrants.

Le salaire sur lequel sont calculés les droits à la retraite (salaire de référence) des plans BEGG et EEGSG a fait l'objet en 2015 de l'introduction d'un plafond qui sera revalorisé chaque année, selon un indice spécifique, limité à 1 % pour les salariés dont le salaire de base dépasse le plafond (voir note 31.1.2).

Chaque plan est financièrement indépendant des autres. Les plans BEGG et EEGSG font partie du régime global des électriciens ESPs, qui est l'un des plus grands systèmes de retraite du secteur privé au Royaume-Uni.

La gestion des plans est externalisée et déléguée à des entités juridiques distinctes (*Trusts*) dont les membres (*trustees*), nommés par l'entreprise et les assurés, ont la responsabilité de gérer les fonds dans l'intérêt exclusif de ces derniers. Cette gestion repose sur une évaluation actuarielle triennale réalisée par les *trustees*, définissant le niveau de financement, les contributions patronales et salariales nécessaires ainsi que les échéanciers de versement. Les *trustees* ont la responsabilité de définir la stratégie d'investissement des plans en accord avec l'entreprise.

1.3.22.3 Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages concernant les salariés en activité sont accordés selon chaque réglementation locale, en particulier la réglementation statutaire des IEG pour EDF et les filiales françaises sous le régime des IEG. À ce titre, ils comprennent :

- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles. À l'instar des salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles, de rentes et de prestations d'invalidité et d'incapacité. Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

1.3.23 Paiements sur la base d'actions

Suivant la législation française, les salariés d'une société ou d'un groupe peuvent bénéficier d'augmentations de capital qui leur sont réservées. L'entreprise peut également mettre en œuvre des plans d'attribution d'actions gratuites.

Au regard de la norme IFRS 2, ces avantages accordés aux salariés et anciens salariés constituent des charges de personnel pour l'entreprise, assimilables à des compléments de rémunération, et comptabilisés comme tels, en contrepartie des capitaux propres.

La valorisation de l'avantage dans le cas d'une offre réservée aux salariés et anciens salariés se fait sur la base de la différence entre le prix de souscription et le cours de l'action au jour de l'attribution, avec une évaluation par calcul actuariel des impacts, le cas échéant, des délais de paiement, de la période d'incapacité, et de la non-perception de dividendes pendant la période d'obtention d'actions gratuites.

Dans le cas d'attribution d'actions gratuites, l'avantage est valorisé sur la base du cours de l'action au jour de l'attribution, en fonction du nombre d'actions accordées et de la non-perception de dividendes pendant la période d'obtention d'actions gratuites. La charge est étalée sur la période d'acquisition des droits.

1.3.24 Passifs spécifiques des concessions

Ces passifs, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité en France, sont décomposés au passif du bilan en :

- droits sur les biens existants : ils correspondent au droit au retour gratuit de l'ensemble des ouvrages au bénéfice du concédant. Ce droit est constitué par la contre-valeur en nature des ouvrages - valeur nette comptable des biens mis en concession - déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- droits sur les biens à renouveler : ils correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler. Ces passifs non financiers recouvrent :
 - l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant ;
 - la provision pour renouvellement constituée pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession.

Lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement du concédant constitués au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants, étant considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droit du concédant sur les biens existants.

En règle générale, la valeur des passifs spécifiques des concessions est déterminée comme suit :

- les droits du concédant sur les biens existants, représentatifs de la part réputée détenue par le concédant dans les biens, sont évalués sur la base des biens figurant à l'actif ;
- les obligations au titre des biens à renouveler sont calculées à partir de la valeur estimée du bien à renouveler déterminée à chaque fin d'exercice en prenant en compte l'usure du bien à cette date avec pour assiette de calcul :
 - pour la provision pour renouvellement, la différence entre la valeur de remplacement du bien calculée en date de clôture et la valeur d'origine. Les dotations annuelles à la provision sont assises sur cette différence diminuée des provisions déjà constituées, le net étant amorti sur la durée de vie résiduelle des biens. Ce mode de dotation conduit à enregistrer des charges qui, pour un bien donné, progressent dans le temps ;
 - pour l'amortissement du financement du concédant, le coût historique pour la partie des biens financés par le concédant.

Le Groupe considère qu'il convient d'évaluer les obligations au titre des biens à renouveler sur la base des clauses spécifiques des contrats de concession. Cette approche consiste à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué annuellement aux concédants dans le cadre des comptes rendus d'activité. Elle prend également en compte l'éventualité d'une remise en cause du statut de concessionnaire du groupe EDF.

En l'absence de telles dispositions contractuelles spécifiques, une approche alternative serait de déterminer le montant des engagements contractuels à partir de la valeur actuelle du montant à décaisser pour faire face au renouvellement des biens concédés à l'issue de leur durée de vie industrielle.

Le Groupe présente ci-après, à titre d'information, les effets de cette dernière approche, à savoir une actualisation des obligations de pouvoir au financement des biens à renouveler.

Les principales hypothèses retenues pour établir cette simulation sont les suivantes :

- l'assiette de calcul de la provision pour renouvellement repose sur une valeur de remplacement estimée en fin de vie du bien en fonction d'un taux d'inflation prévisionnel de 1,6 % par an, minorée de la valeur d'origine du bien. Ce montant est constitué au fur et à mesure de l'usure du bien et actualisé à partir d'un taux de 4,3 % ;
- l'amortissement du financement du concédant est également actualisé au taux de 4,3 %.

Le tableau qui suit donne les impacts pour EDF et ERDF d'une telle simulation pour l'exercice 2015.

IMPACTS SUR LE COMPTE DE RÉSULTAT

(en millions d'euros et avant impôt)	2015
Résultat d'exploitation	420
Résultat financier	(550)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	(130)

IMPACTS BILAN - CAPITAUX PROPRES

(en millions d'euros et avant impôt)	2015
À l'ouverture	2 095
À la clôture	1 965

L'évaluation des passifs des concessions selon cette méthode est soumise à des aléas de coûts et de décaissements ; elle est de plus sensible aux variations de taux d'inflation et d'actualisation.

1.3.25 Subventions d'investissement

Les subventions d'investissement reçues par les sociétés du Groupe sont comptabilisées au passif en « Autres créiteurs » et virées au compte de résultat en fonction du rythme de consommation des avantages économiques des biens correspondants.

1.3.26 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente et activités en cours de cession

Les actifs et passifs répondant à la définition d'actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont présentés séparément des autres actifs et passifs du bilan.

Le résultat des activités en cours de cession est présenté après impôt sur une ligne distincte du compte de résultat. Dans le tableau de flux de trésorerie, les variations nettes de trésorerie et équivalents de trésorerie des activités en cours de cession sont également isolées sur une ligne distincte.

Une dépréciation est constatée lorsque la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable.

1.3.27 Nature et étendue des restrictions sur l'accès et l'utilisation des actifs et le règlement des passifs

Les principales restrictions pouvant limiter la capacité du Groupe à avoir accès ou à utiliser ses actifs et à régler ses passifs concernent les éléments suivants :

- les actifs dédiés au financement des avantages du personnel (principalement en France et au Royaume-Uni – voir note 1.3.22) et des charges relatives aux passifs nucléaires (principalement en France – voir note 47 – et au Royaume-Uni – voir note 29.2) ;
- 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, ERDF, RTE et Dalkia), et dans une moindre mesure en Italie, Pologne, et Hongrie (voir notes 1.3.13 et 1.3.24) ;
- la cession de participations du Groupe dans certaines filiales nécessite l'obtention d'autorisations de la part d'organismes étatiques, en particulier lorsqu'elles exercent une activité régulée ou une activité d'exploitant de centrales nucléaires (notamment pour EDF Nuclear Generation Ltd. au Royaume-Uni, Taishan (TNP/VC) en Chine et CENG aux États-Unis).

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 38.2.6).

1.3.28 Environnement

1.3.28.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

Le traitement comptable des droits d'émission est conditionné par leur intention de détention. Deux modèles économiques, coexistants dans le groupe EDF, sont développés :

Les droits détenus dans le cadre du modèle « Négocio » sont comptabilisés en stocks, à la juste valeur. La variation de juste valeur observée sur l'exercice est enregistrée en résultat.

Les droits détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre (modèle « Production ») sont comptabilisés en immobilisations incorporelles.

- à leur coût d'acquisition lorsqu'ils sont acquis sur le marché ;
- pour une valeur nulle lorsqu'ils sont attribués gratuitement (dans les pays ayant maintenu une allocation gratuite).

Lorsque les estimations d'émissions de l'exercice pour une entité du Groupe sont supérieures aux droits attribués gratuitement de l'exercice, sous déduction éventuelle des droits attribués vendus à terme ou au comptant, une provision est constituée pour couvrir l'excédent d'émissions ainsi déterminé. La quantité à provisionner correspond à l'insuffisance des droits possédés entre les émissions réelles et les droits attribués détenus à la date d'arrêt.

En l'absence d'attribution gratuite de droits d'émission, une provision est constatée systématiquement à hauteur des émissions réelles à la date d'arrêt.

Dans les deux cas, la provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des droits acquis au comptant ou à terme et, pour le solde, par référence au prix de marché. Elle est soldée lors de la restitution des droits à l'État.

À la date d'arrêt, le portefeuille de droits d'émission et l'obligation de restitution au titre des émissions de l'exercice sont présentés en position brute, c'est-à-dire non compensée.

Si le nombre de droits d'émission acquis inscrits en immobilisations incorporelles à la clôture et non vendus à terme est supérieur au nombre de droits acquis qui seront à restituer à l'État au titre des émissions de l'exercice, un test de dépréciation doit être effectué sur cet excédent. Si la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable, une dépréciation est constatée ou, le cas échéant, reprise pour partie ou en totalité.

1.3.28.2 Certificats d'énergie renouvelable

En application de la Directive européenne n° 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, chaque État membre s'est fixé des objectifs nationaux de consommation d'électricité produite à partir de ces sources d'énergie.

Deux mécanismes peuvent être mis en place par les États pour atteindre ces objectifs :

- l'intégration des coûts liés à la production de cette électricité dans le prix de vente de l'électricité (dispositif en vigueur en France) ;
- la mise en place d'un dispositif de certificats d'énergie renouvelable (dispositif en vigueur au Royaume-Uni, en Italie jusqu'en 2015, en Pologne et en Belgique).

Le mécanisme des certificats d'énergie renouvelable peut s'appliquer :

- aux producteurs d'électricité non contraints lorsque l'obligation porte sur la commercialisation (Pologne, EDF Énergies Nouvelles) ;
- aux producteurs d'électricité contraints lorsque l'obligation porte sur la production ;
- aux producteurs d'électricité étant également commercialisateurs lorsque l'obligation porte sur la commercialisation (EDF Energy, Edison, EDF Luminus, Fenice).

Le groupe EDF retient les traitements comptables suivants :

- pour les producteurs d'électricité non contraints, les certificats obtenus sur la base de la production réalisée sont comptabilisés en « Autres stocks », avant revente aux commercialisateurs ;
- pour les producteurs contraints et pour une entité productrice et commercialisatrice ayant une obligation quantifiée de commercialiser de l'énergie renouvelable, les certificats obtenus sur la base de la production réalisée :

- ne sont pas comptabilisés dans la limite de l'obligation,
- sont comptabilisés en « Autres stocks » au-delà de l'obligation,
- dans le cas particulier où une entité n'est pas en mesure de satisfaire son obligation en fin d'exercice, les traitements comptables retenus par le Groupe sont les suivants :
 - les certificats acquis à titre onéreux pour satisfaire l'obligation sont comptabilisés en actifs incorporels à leur coût d'acquisition, et
 - une provision est constituée à hauteur du déficit de certificats constaté en fin d'année par rapport à l'obligation. Cette provision est valorisée en tenant compte successivement du prix d'acquisition des certificats déjà acquis, au comptant ou à terme, du prix de marché ou du prix de la pénalité pour le solde. Cette provision est soldée lors de la restitution des certificats.

Les achats/ventes à terme de certificats relevant d'une activité de négociation sont comptabilisés selon la norme IAS 39 et valorisés à leur juste valeur à la date du bilan. La variation de juste valeur est enregistrée en résultat.

1.3.28.3 Certificats d'économies d'énergie (CEE)

En application de la Directive n° 2012/27/CE relative à l'efficacité énergétique, les États membres sont tenus d'atteindre un objectif d'économies d'énergie d'ici 2020. Cet objectif peut notamment être atteint par la mise en place d'un dispositif de certificats d'économies d'énergie, semblable, par exemple, à celui instauré par la loi française du 13 juillet 2005.

Dans ce cadre, le groupe EDF satisfait son obligation soit en réalisant des actions sur son patrimoine ou auprès des clients finals afin d'obtenir auprès de l'État des certificats d'économies d'énergie, soit en acquérant directement ces certificats d'économies d'énergie.

Les dépenses réalisées afin de satisfaire l'obligation cumulée relative aux économies d'énergie sont comptabilisées en :

- immobilisations corporelles si les actions réalisées par l'entité portent sur son patrimoine et que les conditions d'inscription à l'actif sont remplies ;
- charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues si les conditions d'activation des dépenses ne sont pas remplies ou si les actions sont réalisées en vue d'invoquer les tiers à réaliser des économies d'énergie.

Les dépenses réalisées au-delà de l'obligation cumulée à la date d'arrêt sont comptabilisées en stocks jusqu'à leur utilisation pour couvrir l'obligation. Le cas échéant, une provision est comptabilisée si les économies d'énergie réalisées sont inférieures à l'obligation cumulée relative aux économies d'énergie. Elle correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées.

1.3.28.4 Dépenses environnementales

Les dépenses environnementales sont les dépenses identifiables effectuées en vue de prévenir, réduire ou réparer les dommages que le Groupe a occasionnés ou pourrait occasionner à l'environnement, du fait de ses activités. Ces dépenses sont comptabilisées de la manière suivante :

- dépenses capitalisées dès lors qu'elles sont effectuées en vue de prévenir ou de réduire des dommages futurs ou de préserver des ressources ;
- passifs environnementaux et dotations aux provisions pour risques environnementaux dès lors que l'obligation existe à la clôture de l'exercice et qu'il est probable ou certain à la date d'établissement des comptes qu'elle provoquera une sortie de ressources ;
- en charges de l'exercice pour les dépenses de fonctionnement des structures en charge de l'environnement, la surveillance de l'environnement, les redevances et taxes environnementales, le traitement des effluents liquides et gazeux et des déchets non radioactifs, les études et recherches non liées à un investissement.

Note 2 Comparabilité des exercices**2.1 CHANGEMENTS DE MÉTHODES COMPTABLES : PREMIÈRE APPLICATION DE L'INTERPRÉTATION IFRIC 21**

L'interprétation IFRIC 21 est d'application obligatoire au 1^{er} janvier 2015, de façon rétrospective conformément à IAS 8.

La conséquence principale pour le Groupe de ce changement de méthode comptable est la comptabilisation de certaines taxes, qui n'est désormais

plus étalée sur l'année mais effectuée dès la survenance du fait générateur de ces taxes, sur le premier semestre de l'année dans la plupart des cas.

Les taxes concernées par ce changement de comptabilisation relèvent essentiellement de l'exploitation des activités du groupe EDF en France. Il s'agit notamment des taxes dont le fait générateur intervient au 1^{er} janvier telles que la taxe sur les installations nucléaires, l'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER), la taxe foncière, la taxe sur les pylônes et la taxe hydraulique.

L'application de l'interprétation IFRIC 21 n'a pas d'effet significatif sur les comptes consolidés annuels.

Note 3 Opérations et événements majeurs**3.1 ARRÊTÉ CONCERNANT LE COÛT DU PROJET DE STOCKAGE CIGÉO**

Le 15 janvier 2016, le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a fixé par arrêté à 25 milliards d'euros, aux conditions économiques de 2011, l'évaluation prévue par l'article L. 542-12 du Code de l'environnement du coût afférent à la mise en œuvre des solutions de gestion à long terme des déchets radioactifs de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue concernant le projet de stockage Cigéo.

Le coût arrêté constitue un objectif à atteindre par l'Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs, dans le respect des normes de sûreté fixées par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), et en s'appuyant sur une coopération étroite avec les exploitants d'installations nucléaires. En application de cet arrêté, le coût du projet Cigéo sera régulièrement mis à jour et à minima aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire.

Le coût du projet Cigéo fixé par l'arrêté est de 25 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011 et se substitue à l'estimation du coût de référence de 20,8 milliards d'euros sur lequel s'appuyait le groupe EDF dans ses comptes consolidés à fin décembre 2014 et à fin juin 2015.

La prise en compte de ce coût a pour conséquence, au 31 décembre 2015, une augmentation de 820 millions d'euros des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs au titre des dépenses futures relatives au projet de stockage profond Cigéo.

Cette augmentation des provisions a un impact négatif sur le résultat net part du Groupe 2015 de 509 millions d'euros net d'impôts.

3.2 EDISON : ARBITRAGE DES CONTRATS GAZ D'APPROVISIONNEMENT À LONG TERME

Le 27 novembre 2015, le Tribunal arbitral constitué auprès de la Chambre de commerce internationale a notifié à Edison et ENI sa décision sur la révision du prix du contrat de gaz à long terme de Libye. Cette décision s'est traduite par un impact positif de 855 millions d'euros sur l'excédent brut d'exploitation de l'exercice 2015 du Groupe.

Le 29 août 2014, le tribunal de la Chambre de commerce de Stockholm a notifié à Edison et Promgas sa décision sur la révision de prix de gaz avec

la Russie. Cette décision s'est traduite par un impact positif de 80 millions d'euros sur l'excédent brut d'exploitation de l'exercice 2014 du Groupe (y compris compensations relatives aux exercices antérieurs).

3.3 DÉCISION DE LA COMMISSION EUROPÉENNE CONCERNANT LE TRAITEMENT FISCAL DES PROVISIONS CRÉÉES ENTRE 1987 ET 1996 POUR LE RENOUELEMENT DES OUVRAGES DU RÉSEAU D'ALIMENTATION GÉNÉRALE (RAG)

Le 22 juillet 2015, la Commission européenne a adopté une nouvelle décision qualifiant d'aide d'État incompatible avec les règles de l'Union européenne le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du Réseau d'Alimentation Générale (RAG).

Cette décision fait suite à l'annulation par le Tribunal de l'Union européenne par un arrêt de décembre 2009, confirmé par la Cour de Justice de l'Union européenne en juin 2012, de la décision initiale de la Commission du 16 décembre 2003 au motif que la Commission aurait dû, dans son appréciation, appliquer le critère de l'investisseur avisé pour déterminer s'il y avait ou non aide d'État.

Suite à cette annulation, l'État avait restitué à EDF le 30 décembre 2009 un montant de 1 224 millions d'euros (soit 889 millions d'euros de principal et 335 millions d'euros d'intérêts) correspondant à la somme qui avait été versée par EDF à l'État français en février 2004 (ce montant ayant été en partie reversé à ERDF et RTE pour leurs quotes-parts respectives). La Commission avait décidé en mai 2013 de rouvrir la procédure.

Par sa décision du 22 juillet 2015, la Commission conclut à l'existence d'une aide d'État incompatible avec le marché commun. En conséquence de cette décision, l'État a ordonné à EDF le remboursement de la somme correspondant au montant de l'aide alléguée, augmentée des intérêts selon les modalités fixées par la Commission.

EDF a pris acte de cette décision et a procédé au remboursement des sommes exigées. Le Groupe conteste toutefois l'existence d'une aide d'État illicite et a déposé le 22 décembre 2015 un recours en annulation devant le Tribunal de l'Union européenne.

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

6

EDF en traduit les conséquences sur ses comptes consolidés au 31 décembre 2015 de la façon suivante :

- de façon symétrique aux impacts qui avaient été enregistrés dans les comptes au 31 décembre 2009
 - le principal d'impôt, soit 889 millions d'euros, est comptabilisé en diminution des capitaux propres consolidés du Groupe ;
 - les intérêts financiers associés s'élèvent à 494 millions d'euros et sont comptabilisés en « Autres produits et charges financiers » pour la part concernant EDF et ERDF et en « Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises » pour la part relative à RTE. L'impact sur le résultat net part du Groupe est de (354) millions d'euros ;
- en contrepartie EDF a procédé le 13 octobre 2015 à un décaissement de 1 383 millions d'euros vis-à-vis de l'État français, partiellement compensé par un remboursement de RTE à hauteur de 375 millions ;
- la valeur des titres RTE diminue ainsi à hauteur de sa quote-part dans le montant du principal et des intérêts nets d'impôts (en « Participations dans les entreprises associées et les coentreprises »)

Cette décision se traduit par une augmentation de l'endettement financier net de 906 millions d'euros, effet net d'impôt aux bornes du Groupe.

3.4 ÉMISSIONS OBLIGATAIRES SENIORS

EDF a lancé le 8 octobre 2015 une émission obligataire « senior » en plusieurs tranches en dollars américains :

- obligation de 1 500 millions de dollars, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 2,35 % ;
- obligation de 500 millions de dollars, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,75 % ;
- obligation de 1 150 millions de dollars, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 4,95 % ;
- obligation de 350 millions de dollars, d'une maturité de 40 ans avec un coupon fixe de 5,25 %.

À cette même date, EDF a lancé une émission obligataire verte de 1 250 millions de dollars américains, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 3,625 %.

Ces émissions font suite à l'émission d'une obligation senior « Formosa » conclue le 25 septembre 2015 sur le marché taiwanais pour un montant de 1 500 millions de dollars américains (maturité 30 ans, coupon fixe de 4,75 %).

Ces opérations permettent au groupe EDF de poursuivre le renforcement de la structure de son bilan.

3.5 ACCORDS POUR LA CONSTRUCTION DE LA CENTRALE NUCLÉAIRE D'HINKLEY POINT C

EDF et China General Nuclear Power Corporation (CGN) ont signé le 21 octobre 2015 un accord stratégique d'investissement pour un co-investissement dans la construction de deux réacteurs à Hinkley Point C.

L'accord inclut un large partenariat au Royaume-Uni afin de développer des centrales nucléaires à Sizewell et à Bradwell. Les contrats entre le gouvernement britannique et EDF sont finalisés. Les contrats avec les quatre principaux fournisseurs d'Hinkley Point C sont également finalisés.

Selon l'Accord stratégique d'investissement, la participation d'EDF dans Hinkley Point C serait de 66,5 % et celle de CGN de 33,5 %. Sans réduire cette participation initiale en dessous de 50 %, EDF envisagera en temps voulu d'impliquer d'autres investisseurs dans le projet.

EDF et CGN ont aussi convenu des termes principaux d'un plus large partenariat visant au co-développement de nouvelles centrales nucléaires à Sizewell dans le Suffolk et à Bradwell dans l'Essex. Ces termes seront finalisés avant la décision finale d'investissement sur Hinkley Point C.

Les étapes pour une décision finale d'investissement sont les suivantes :

- finalisation par EDF de son plan de financement et apport par CGN des garanties concernant son propre financement ;
- approbation par les Conseils d'administration d'EDF et de CGN ;
- autorisation des autorités de la concurrence au titre du contrôle des concentrations et d'autres autorités gouvernementales en Chine et en Europe ;
- finalisation de la version intégrale de la documentation contractuelle sur la base des accords signés en octobre 2015.

3.6 OPÉRATIONS ET ÉVÉNEMENTS MAJEURS DE L'EXERCICE 2014

3.6.1 Dalkia

3.6.1.1 Historique des opérations

Aux termes de l'accord du 25 mars 2014, le groupe EDF a repris l'intégralité des activités du groupe Dalkia en France (y compris Citelum), tandis que les activités de Dalkia International ont été reprises par Veolia Environnement (VE).

Dans ce cadre, VE a versé en net au groupe EDF un montant de 661 millions d'euros afin de compenser le différentiel de valeur entre les participations détenues respectivement par les deux actionnaires dans les différentes entités de Dalkia.

Suite à l'autorisation par la Commission européenne et à la levée des autres conditions suspensives, le Groupe a finalisé le 25 juillet 2014 l'opération avec VE sur la base des termes de l'accord du 25 mars 2014.

Dalkia, leader en France sur le marché des services d'efficacité énergétique pour les collectivités et les industriels, développe des offres dans trois domaines d'activité : réseaux de chaleur et de froid, utilities industrielles et services énergétiques aux bâtiments. Les activités de Dalkia en France (hors Citelum) emploient environ 12 000 personnes.

Le sous-groupe Citelum est également inclus dans les activités de Dalkia en France reprises par le groupe EDF. Citelum propose des solutions en lien avec les équipements électriques urbains en France et à l'international (lumière urbaine, gestion des déplacements, équipements de sécurisation et de communication dans l'espace public).

3.6.1.2 Traitement comptable dans les comptes consolidés d'EDF

L'acquisition de Dalkia s'est traduite dans les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2014 par les éléments suivants :

- un résultat de cession de 217 millions d'euros, résultant d'une nouvelle évaluation de la quote-part antérieurement détenue à la juste valeur à la date de prise de contrôle, comptabilisé en « Autres produits et charges d'exploitation » ;
- la constatation d'un goodwill pour 392 millions d'euros.

Cette opération permet au Groupe de développer sa présence dans le domaine des services énergétiques.

3.6.1.3 Effet de périmètre Dalkia sur 2014

Le compte de résultat 2014 du groupe EDF n'intègre pas les activités du premier semestre 2014 de Dalkia, car la prise de contrôle est intervenue le 25 juillet 2014.

Si la prise de contrôle de Dalkia était intervenue au 1^{er} janvier 2014, le chiffre d'affaires et l'excédent brut d'exploitation du Groupe auraient augmenté respectivement d'environ 1,4 milliard d'euros et 0,1 milliard d'euros sur l'exercice 2014.

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

3.6.2 Accord avec Exelon sur CENG

Après obtention de l'approbation de l'autorité de sûreté nucléaire américaine, la Nuclear Regulatory Commission (NRC), EDF a finalisé, le 1^{er} avril 2014, l'accord signé avec Exelon le 29 juillet 2013 concernant Constellation Energy Nuclear Group (CENG).

Aux termes de cet accord, EDF délègue à Exelon, premier exploitant nucléaire américain, la gestion opérationnelle des cinq réacteurs nucléaires détenus par CENG (répartis sur trois sites aux États-Unis et représentant une puissance totale de 4,2 GW).

Par ailleurs, CENG a versé au Groupe un dividende exceptionnel d'un montant de 400 millions de dollars américains (290 millions d'euros), dont le versement a été financé par un prêt accordé à CENG par Exelon. Dès la fin du remboursement de ce prêt, CENG s'est engagé à verser également à Exelon un dividende d'une valeur actualisée équivalente à 400 millions de dollars américains. EDF s'est également vu octroyer une option de vente de sa participation dans CENG à Exelon – à la juste valeur – exerçable entre janvier 2016 et juin 2022.

À l'issue de cette opération, CENG reste détenue à 49,99 % par EDF et 50,01 % par Exelon, avec un Conseil d'administration composé à parité d'administrateurs désignés par Exelon et EDF. Néanmoins, l'examen des clauses du nouvel accord, au regard des critères d'analyse des nouvelles

normes IFRS 10 et IFRS 11, conduit à considérer que CENG devient pour le groupe EDF, à compter du 1^{er} avril 2014, une entreprise associée (coentreprise avant cette date). CENG est donc consolidée par mise en équivalence.

3.6.3 Émissions de titres subordonnés à durée indéterminée

EDF a lancé le 15 janvier 2014 l'émission en plusieurs tranches de titres subordonnés à durée indéterminée en euros, dollars américains et livres sterling (émission « hybride »).

- 1 500 millions de dollars avec un coupon de 5,625 % et une option de remboursement à 10 ans ;
- 1 000 millions d'euros avec un coupon de 4,125 % et une option de remboursement à 8 ans ;
- 1 000 millions d'euros avec un coupon de 5 % et une option de remboursement à 12 ans ;
- 750 millions de livres sterling avec un coupon de 5,875 % et une option de remboursement à 15 ans.

Ces émissions ont été comptabilisées en capitaux propres à compter de la date de réception des fonds (voir note 1.3.20.4).

Note 4 Évolutions réglementaires en France

4.1 TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTES D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

Le 15 juillet 2015, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a publié son rapport 2015 sur les tarifs réglementés de vente de l'électricité (TRV), dans lequel elle constate qu'un déficit tarifaire de 922 millions d'euros au titre de 2014 vient s'ajouter aux déficits antérieurs non rattrapés.

Un arrêté du 30 juillet 2015 a fixé les niveaux des tarifs réglementés de vente, entrés en vigueur le 1^{er} août 2015. En moyenne, les tarifs bleus résidentiels ont augmenté de 2,5 %, les tarifs jaunes de 0,9 %, les tarifs verts de 4 % tandis que les tarifs bleus non résidentiels sont restés inchangés.

Le 31 décembre 2015 a vu la fin des tarifs réglementés de vente jaune et vert. Au 1^{er} janvier 2016, environ trois quarts des sites concernés par la fin de ces tarifs ont conclu un contrat en offre de marché avec le fournisseur de leur choix. Le quart des sites concernés n'ayant toujours pas signé de contrat avec le fournisseur de leur choix demeure alimenté par leur fournisseur historique mais dans le cadre d'un contrat transitoire dont la durée ne dépassera pas six mois.

4.2 TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ (TURPE 4)

La CRE a publié le 28 mai 2015 la délibération portant décision sur l'évolution au 1^{er} août 2015 du TURPE Distribution. Le TURPE Distribution a augmenté de 0,4 %. Cette hausse correspond à une stabilisation du coefficient d'apurement du compte de régularisation des charges et produits (CRCP)¹ et à une hausse de l'inflation de 0,4 %.

S'agissant des tarifs de transport, le TURPE a également augmenté de 2,4 % au 1^{er} août 2015, correspondant là aussi à l'apurement du CRCP pour 2 %, et à une prise en compte de l'inflation de 0,4 %.

En outre, le 7 mai 2014, la CRE avait décidé de mettre en œuvre un abattement exceptionnel de 50 % sur la facture de transport d'électricité des sites industriels gros consommateurs d'électricité. Cette mesure s'appliquait depuis le 1^{er} août 2014 et jusqu'au 31 juillet 2015. Dans la délibération du 11 juin 2015 portant décision sur l'évolution du TURPE Transport, la CRE a prolongé l'abattement de 50 % du TURPE Transport aux électro-intensifs jusqu'au 31 décembre 2015. Cet abattement est désormais prévu par l'article L. 341-4-2 du Code de l'énergie introduit par l'article 157 de la loi de transition énergétique et peut aller jusqu'à 90 %. La perte de recettes pour RTE sera compensée dans le cadre des futures évolutions tarifaires grâce au mécanisme de CRCP.

Enfin, la CRE a engagé des travaux et réflexions sur la prochaine structure des Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (tarifs dits « TURPE 5 »). La CRE a soumis le 22 juillet 2015 à consultation ses analyses préliminaires sur la structure des tarifs TURPE 5. La consultation, dont les réponses ont été apportées avant le 25 septembre 2015, portait spécifiquement sur la structure tarifaire, c'est-à-dire sur la façon dont les coûts de réseaux sont alloués entre les différents types d'utilisateurs, au travers des différentes composantes tarifaires dont les principales sont les composantes de soutirage, d'injection, de comptage et de gestion. Une prochaine consultation doit porter sur la grille tarifaire elle-même.

4.3 CSPE

La CSPE (Contribution au Service Public de l'Électricité) a pour objet de compenser un certain nombre de charges de service public assignées en particulier à EDF². Cette taxe est collectée directement auprès du consommateur final.

Le mécanisme CSPE est réformé par la loi de finance rectificative 2015, publiée au Journal officiel le 30 décembre 2015. Les charges de service public de l'énergie (électricité et gaz) sont intégrées au budget de l'État en 2016.

1. Mécanisme permettant de mesurer et de compenser les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondés les tarifs.

2. Les Entreprises Locales de Distribution (ELD) et Électricité de Mayotte y contribuent également pour une faible part.

La loi crée un compte d'affectation spécial « Transition énergétique » d'un montant de 4,4 milliards d'euros. Il sera alimenté en 2016 par le produit de la Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Électricité (TICFE) diminué de 2 milliards d'euros et par 2,16 % du produit de la Taxe Intérieure sur la Consommation sur le Gaz Naturel (TICGN). Il couvre les dépenses supportées par les obligés, comme le surcoût des contrats d'obligations d'achat des EnR et de biogaz, les écarts entre charges provisionnelles et charges constatées, l'annuité de remboursement du déficit cumulé dû à EDF dont l'échéancier fera l'objet d'un arrêté et le remboursement des avances de CSPE aux industriels bénéficiant avant 2016 d'exonérations. Les charges de solidarité, d'obligations d'achat hors EnR et de péréquation tarifaire dans les ZNI sont compensées par le budget général de l'État via le compte « Service public de l'énergie » dont le montant est de 2 milliards d'euros.

La loi fait également évoluer la fiscalité sur les énergies. Elle prévoit une hausse de la TICGN et de la Taxe charbon en 2016 et 2017, le remplacement de la TICFE par la nouvelle CSPE. Les tarifs de la CSPE sont fixés à 22,5 €/MWh en 2016, à 2 €/MWh, 5 €/MWh ou 7,5 €/MWh pour les électro-intensifs selon un critère de kilowattheures par euro de valeur ajoutée, et à 0,5 €/MWh pour les hyper-électro-intensifs.

Le projet du décret « CSPE » a été présenté au Conseil supérieur de l'énergie (CSE) le 21 décembre 2015. Il missionne la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) pour effectuer les versements aux obligés dont EDF, et tenir les comptes « Service public de l'énergie » et « Transition énergétique ». Il missionne la CRE pour déterminer le montant des charges de service public de l'énergie, montant constaté et montant provisionnel. Enfin, il fixe les modalités de compensation des charges aux obligés.

Par ailleurs, l'estimation des charges à compenser d'EDF au titre de 2015 s'élève à 6,3 milliards d'euros, en hausse de 7 % par rapport à 2014. Cette hausse s'explique principalement par l'effet de la baisse des prix de marché qui augmente le surcoût de l'énergie sous obligation d'achat à compenser par la CSPE et par une hausse des volumes produits par les filières photovoltaïque et éolienne. Les montants encaissés en 2015 s'établissent quant à eux à 6,1 milliards d'euros, soit une hausse de 17,6 % par rapport à 2014. Cette hausse résulte principalement de l'augmentation du niveau de la CSPE applicable à compter du 1^{er} janvier 2015 (augmentation de 3 €/MWh par rapport à 2014, portant son niveau pour l'année 2015 à 19,5 €/MWh).

Enfin, l'accord signé début 2013 par EDF et les pouvoirs publics prévoyant un remboursement progressif d'ici fin 2018 de la créance constituée du déficit de CSPE au 31 décembre 2012 et des coûts de portage induits pour le Groupe a été actualisé fin 2015 par un courrier des Ministres reçu le 26 janvier 2016. L'État a reconnu les nouveaux déficits apparus entre 2013 et 2015 et les intérêts associés, estimés à 644 millions d'euros. L'État autorise EDF à affecter en 2016 cette créance aux actifs dédiés. Le montant de la créance due à EDF est ainsi de 5,9 milliards d'euros fin 2015 (voir note 36.3). L'échéancier de remboursement a été adapté pour que la créance soit remboursée d'ici 2020. Il fera l'objet d'un arrêté ministériel.

4.4 LOI NOME ET ARENH

Les livraisons d'électricité dans le cadre de l'Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) allouées aux concurrents d'EDF ont représenté 12,3 TWh au premier semestre 2015. Au second semestre 2015, elles sont en forte baisse pour s'établir à 3,8 TWh, principalement du fait de la baisse marquée des prix du marché de gros qui devient une source d'approvisionnement plus attractive, et par la résiliation de contrats-cadres de plusieurs fournisseurs.

Lors du guichet de la fin de l'année 2015 destiné à la fourniture du premier semestre 2016, les souscriptions d'ARENH ont été nulles.

Le prix de l'ARENH, fixé depuis le 1^{er} janvier 2012 à 42 €/MWh, devra être représentatif des conditions économiques de la production du parc nucléaire existant. Le projet de décret précisant la méthode d'évaluation des coûts constitutifs de l'ARENH a été étudié par le Conseil supérieur de l'énergie (CSE) le 19 juin 2014, par l'Autorité de la concurrence et par la CRE. Il est toujours en cours d'examen par la Commission européenne qui doit donner son accord sur la formule de prix. Le Gouvernement a reporté la date d'application du décret dans l'attente des conclusions des discussions avec la Commission européenne.

4.5 LOI RELATIVE À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE POUR LA CROISSANCE VERTE

L'Assemblée nationale a adopté le 22 juillet 2015, en lecture définitive, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, au terme d'un long processus législatif. La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (dite « LTECV ») a été promulguée au *Journal officiel* du 18 août 2015, après avoir fait l'objet d'une décision du Conseil constitutionnel du 13 août 2015.

4.6 ACCORD AGIRC-ARRCO DU 30 OCTOBRE 2015

Le 30 octobre 2015, les partenaires sociaux ont conclu un accord visant à rééquilibrer les comptes de l'AGIRC-ARRCO.

Cet accord contient plusieurs ensembles de mesures dont certaines sont applicables à compter du 1^{er} janvier 2016 : moindre revalorisation des pensions de 2016 à 2018, report de la date de revalorisation des pensions du 1^{er} avril au 1^{er} novembre, baisse du rendement du régime, extension de l'assiette de cotisation de l'AGFF à la tranche C de l'AGIRC et mesures visant à améliorer la gestion des régimes.

Le régime de retraite de la branche des Industries électriques et gazières (IEG) est adossé financièrement au régime AGIRC-ARRCO depuis 2005. Dès lors que cet accord ne modifie pas les droits des bénéficiaires de la branche des IEG, l'augmentation des engagements résultant du mécanisme d'adossement est enregistrée en écart actuariel, à hauteur de 1 milliard d'euros.

4.7 DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS PAR ERDF (LINKY)

Les travaux menés tout au long de l'année 2015 par ERDF se sont concrétisés par le franchissement le 1^{er} décembre d'un des jalons clés de la tranche 1 du programme consistant au démarrage du déploiement. La pose de compteurs de généralisation a débuté dans toutes les régions, à l'exception de l'Île-de-France où la concertation sociale n'est pas close. Ainsi, à fin décembre 2015, plus de 24 000 compteurs de généralisation ont été déployés et plus de 3 000 concentrateurs posés dans les postes.

Note 5 Évolutions du périmètre de consolidation

Les principales évolutions de périmètre sur l'exercice 2015 concernent les entités suivantes :

5.1 BUDAPESTI ERŐMŰ ZRT (BE ZRT)

Le 10 décembre 2015, le groupe EDF a finalisé la cession de sa participation majoritaire de 95,6 % dans l'entreprise hongroise Budapesti Erőmű Zrt (BE Zrt) avec EP Energy.

Cette opération n'a pas d'impact significatif sur les comptes du Groupe.

5.2 ESTAG

Le groupe EDF a finalisé le 21 décembre 2015 la cession de sa participation minoritaire de 25 % dans l'entreprise Energie Steiermark Holding AG (Estag) suite à la signature en juillet 2015 d'un accord avec Macquarie Infrastructure and Real Assets pour cette vente.

Cette opération n'a pas d'impact significatif sur les comptes du Groupe.

5.3 NOUVEL ACCORD SUR LA CONVENTION D'ACTIONNAIRES D'EDF LUMINUS

Les actionnaires d'EDF Luminus, Publiec, Socofe, Ethias et Nethys, et le groupe EDF ont signé le 26 octobre 2015 un avenant à la convention d'actionnaires qui réitère leur volonté d'accompagner le développement de l'entreprise. La signature de cet accord a eu pour conséquence de mettre un terme au processus d'entrée en bourse initié en mai dernier.

L'avenant signé prolonge la convention d'actionnaires jusqu'en 2025 et prévoit la réorganisation actionnariale suivante (sans impact sur le contrôle exercé par le Groupe) :

- maintien de quatre actionnaires belges : Publiec (26,4 %), Socofe (4,7 %), Ethias (0,2 %) et Nethys (0,1 %) qui, au titre de la convention d'actionnaires, bénéficient d'un mécanisme de liquidité leur permettant de sortir du capital d'EDF Luminus à partir de la fin 2018 sous certaines conditions ;
- hausse de la participation d'EDF dans EDF Luminus à 68,6 % (au lieu de 63,5 % comme précédemment) liée à l'acquisition par le groupe EDF de la participation de Publiec et VEH dans EDF Luminus pour 58 millions d'euros.

5.4 ÉVOLUTIONS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION SUR L'EXERCICE 2014

Outre l'acquisition par le Groupe des activités du groupe Dalkia et la cession des activités de Dalkia International en 2014 détaillées en note 3.6.1, les principales évolutions en France du périmètre de consolidation intervenues sur l'exercice 2014 sont présentées ci-contre :

5.4.1 EDF Norte Fluminense**5.4.1.1 Acquisition des intérêts minoritaires**

Le 11 avril 2014, le groupe EDF a acquis les 10 % détenus par le brésilien Petrobras dans la centrale thermique EDF Norte Fluminense SA au Brésil. Le Groupe détient désormais 100 % du capital de la société. L'acquisition de la participation de Petrobras s'est traduite par un impact négatif de 35 millions d'euros sur les capitaux propres – part du Groupe résultant de la différence entre la quote-part d'actifs acquis et le prix payé.

5.4.1.2 Prise de participation dans la Compagnie Énergétique de Sinop

En décembre 2014, EDF Norte Fluminense a pris une participation de 51 % dans la Compagnie Énergétique de Sinop (CES), en charge de la construction et de l'exploitation de l'aménagement hydroélectrique de Sinop. Les deux autres actionnaires sont Eletronorte (24,5 %) et CHESF (24,5 %), filiales du groupe Eletrobras.

La construction du barrage d'une puissance installée de 400 MW a démarré au printemps 2014, et sa mise en service commerciale est prévue au premier semestre 2018.

L'analyse de la gouvernance mise en place entre les actionnaires de CES conduit à définir la participation du Groupe comme une coentreprise au sens d'IFRS 10, comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

5.4.2 Prise de participation dans Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd.

En avril 2014, le groupe EDF et l'électricien China Datang Corporation (CDT) ont signé un accord pour une prise de participation du Groupe à hauteur de 49 % dans la société Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd. (FPC). Cette coentreprise construira et exploitera une centrale ultra-supercritique au charbon de deux unités de 1 000 MW chacune, dont la construction vient d'être lancée sur le site de Fuzhou, dans le Sud-Est de la Chine. La mise en service de la centrale est prévue en 2016.

L'analyse de la gouvernance mise en place entre les actionnaires de FPC conduit à définir la participation du Groupe comme une coentreprise au sens d'IFRS 10, comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

5.4.3 Cession de South Stream Transport BV

Le 29 décembre 2014, EDF et Gazprom ont signé un accord pour le rachat par Gazprom de la participation de 15 % du groupe EDF, via sa filiale EDF International, dans le projet de gazoduc de South Stream Transport BV.

Dans ce cadre et conformément aux accords préexistants, EDF International a ainsi récupéré l'intégralité des sommes investies dans le projet.

Note 6 Informations sectorielles

6.1 INFORMATIONS PAR SECTEUR OPÉRATIONNEL

L'information sectorielle est présentée conformément à la norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels ».

Les données sectorielles s'entendent avant éliminations inter-secteurs. Les transactions entre secteurs sont réalisées aux prix de marché.

Conformément aux dispositions de cette norme, la ventilation retenue par le groupe EDF correspond aux secteurs opérationnels tels qu'ils sont régulièrement examinés par le Comité exécutif. Les secteurs retenus par le Groupe sont les suivants :

- « France », qui désigne EDF, RTE Réseau de Transport d'Électricité et ERDF, et regroupe principalement les activités de production et commercialisation (non régulées), les activités réseaux (Distribution et Transport) et les activités insulaires ;

- « Royaume-Uni », qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy, y compris EDF Energy Nuclear Generation Ltd. et EDF Development Company Ltd. ;

- « Italie », qui désigne les entités situées en Italie, notamment les entités du sous-groupe Edison, TdE SpA et Fenice ;

- « Autre international », qui désigne EDF International et les autres entités électriques et gazières situées en Europe continentale, aux États-Unis, en Amérique latine et en Asie ;

- « Autres activités », qui désigne l'ensemble des autres participations dont EDF Trading, EDF Énergies Nouvelles, Dalkia, Tiru, Électricité de Strasbourg et EDF Investissements Groupe.

Aucun regroupement de secteurs n'a été effectué.

6.1.1 Au 31 décembre 2015

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Éliminations inter-secteurs	Total
Compte de résultat :							
Chiffre d'affaires externe	39 619	11 618	11 677	5 634	6 458	-	75 006
Chiffre d'affaires inter-secteur	949	4	17	193	1 765	(2 928)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	40 568	11 622	11 694	5 827	8 223	(2 928)	75 006
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	11 517	2 242	1 345	609	1 888	-	17 601
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	4 620	(217)	(814)	(382)	1 073	-	4 280
Bilan :							
Goodwill	-	9 163	-	15	1 058	-	10 236
Immobilisations incorporelles et corporelles	100 372	14 668	7 350	3 907	12 906	-	139 203
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	5 625	61	171	4 891	777	-	11 525
Autres actifs sectoriels ⁽¹⁾	30 982	5 044	3 196	1 033	7 355	-	47 610
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	-	-	-
Autres actifs non affectés	-	-	-	-	-	-	70 367
TOTAL ACTIF	136 979	28 936	10 717	9 846	22 096	-	278 941
Autres informations :							
Dotations aux amortissements	(5 690)	(1 416)	(856)	(461)	(586)	-	(9 009)
Pertes de valeur	(259)	(1 096)	(1 420)	(473)	(252)	-	(3 500)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	-	3 174	633	640	1 044	-	5 491
Investissements corporels et incorporels	9 297	1 823	587	696	2 386	-	14 789

(1) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés et les autres débiteurs.

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

6.1.2 Au 31 décembre 2014

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni ⁽¹⁾	Italie	Autre international	Autres activités	Éliminations inter-secteurs	Total
Compte de résultat :							
Chiffre d'affaires externe	39 910	10 669	12 687	5 603	4 514	–	73 383
Chiffre d'affaires inter-secteur	931	–	3	193	1 374	(2 501)	–
CHIFFRE D'AFFAIRES	40 841	10 669	12 690	5 796	5 888	(2 501)	73 383
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	12 198	1 941	886	632	1 622	–	17 279
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	6 238	810	228	(356)	1 064	–	7 984
Bilan :							
Goodwill	–	8 652	–	42	1 000	–	9 694
Immobilisations incorporelles et corporelles	96 404	14 531	8 915	4 206	12 328	–	136 384
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	5 109	51	219	5 022	582	–	10 983
Autres actifs sectoriels ⁽²⁾	31 147	4 919	3 862	1 126	7 686	–	48 740
Actifs détenus en vue de la vente	–	–	–	–	18	–	18
Autres actifs non affectés	–	–	–	–	–	–	62 128
TOTAL ACTIF	132 660	28 153	12 996	10 396	21 614	–	267 947
Autres informations :							
Dotations aux amortissements	(5 343)	(1 007)	(714)	(385)	(491)	–	(7 940)
Pertes de valeur	(35)	(169)	(182)	(606)	(197)	–	(1 189)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	–	2 998	729	730	962	–	5 419
Investissements corporels et incorporels	9 025	1 585	444	511	2 156	–	13 721

(1) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés et les autres débiteurs.

(2) Les transactions d'EDF Energy sur les marchés de gros d'électricité hors activités de trading, dont la position nette était vendeuse au 31 décembre 2014, ont été reclassées des achats d'énergie en chiffre d'affaires pour un montant de 509 millions d'euros.

6.2 CHIFFRE D'AFFAIRES EN PROVENANCE
DE CLIENTS TIERS VENTILÉ
PAR GROUPES DE PRODUITS
OU SERVICES

Le chiffre d'affaires du Groupe est ventilé par groupes de produits ou services définis comme suit :

- « Production-Commercialisation » : production d'énergie et sa vente aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux résidents. La « Production-Commercialisation » inclut également les activités de *trading* de matières premières ;

- « Distribution » : gestion du réseau public de transport basse et moyenne tension ;
- « Transport » : exploitation, entretien et développement du réseau de transport d'électricité Haute Tension et Très Haute Tension ;
- « Autres » : services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques ...) aux entreprises et aux collectivités ainsi que les nouveaux métiers qui ont notamment pour objet le développement de la production d'électricité à partir de cogénération et d'énergies renouvelables (éoliennes, photovoltaïque ...)

(en millions d'euros)	Production- Commercialisation	Distribution	Transport	Autres	Éliminations	Total
2015 :						
Chiffre d'affaires externe :						
■ dont France	25 036	14 612	—	331	(360)	39 619
■ dont International et autres activités	29 556	910	275	4 646	—	35 387
CHIFFRE D'AFFAIRES	54 592	15 522	275	4 977	(360)	75 006
2014 :						
Chiffre d'affaires externe :						
■ dont France	26 030	14 317	—	460	(897)	39 910
■ dont International et autres activités ⁽¹⁾	29 937	588	245	2 703	—	33 473
CHIFFRE D'AFFAIRES	55 967	14 905	245	3 163	(897)	73 383

(1) Les transactions d'EDF Énergie sur les marchés de gros d'électricité hors activités de trading, dont la position nette était vendeuse au 31 décembre 2014, ont été reclassées des achats d'énergies en chiffre d'affaires pour un montant de 509 millions d'euros.

Le chiffre d'affaires 2015 « Autres » inclut un effet périmètre du fait de l'acquisition de Dafcia le 25 juillet 2014, correspondant à une activité de services énergétiques (voir note 3.6.1.3).

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

COMPTE DE RÉSULTAT

Note 7 Chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2015	2014 ⁽¹⁾
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	72 768	70 958
Autres ventes de biens et de services	1 557	1 515
Trading	681	910
CHIFFRE D'AFFAIRES	75 006	73 383

(1) Les transactions d'EDF Energy sur les marchés de gros d'électricité hors activités de trading, dont la position nette était vendeuse au 31 décembre 2014, ont été reclassées des achats d'énergies en chiffre d'affaires pour un montant de 509 millions d'euros.

Les ventes d'énergie et de services liés à l'énergie de l'exercice 2014 intègrent les effets de la régularisation des tarifs réglementés de ventes relative à la période du 23 juillet 2012 au 31 juillet 2013 pour 0,9 milliard d'euros et le chiffre d'affaires de Dalkia à compter du 25 juillet 2014 pour 1,4 milliard d'euros.

Retraité de ces éléments, le chiffre d'affaires de l'exercice 2015 est en légère baisse, avec une diminution du chiffre d'affaires en Italie, principalement du fait d'effets prix défavorables sur l'énergie vendue, et une augmentation du chiffre d'affaires en France, du fait de l'augmentation des tarifs intégrés et d'un effet climat légèrement favorable par rapport à 2014, venant plus que compenser des conditions de marché défavorables.

Note 8 Achats de combustible et d'énergie

Les différentes composantes constituant les achats de combustible et d'énergie sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2015	2014 ⁽¹⁾
Achats consommés de combustible – production d'énergie	(13 572)	(12 307)
Achats d'énergie	(15 870)	(15 889)
Charges de transport et d'acheminement	(9 452)	(9 316)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	(209)	(122)
(Dotations) et reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	338	421
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	(38 775)	(37 213)

(1) Les transactions d'EDF Energy sur les marchés de gros d'électricité hors activités de trading, dont la position nette était vendeuse au 31 décembre 2014, ont été reclassées des achats d'énergies en chiffre d'affaires pour un montant de 509 millions d'euros.

Les achats consommés de combustible comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (charbon, biomasse, fioul, propane, matières fossiles, combustibles nucléaires et gaz), les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire ainsi que les coûts

relatifs aux mécanismes environnementaux (principalement droits d'émission de gaz à effet de serre et certificats d'énergie renouvelable).

Les achats d'énergie comprennent les achats d'énergie produite par des tiers, y compris celle issue de la cogénération en vue de la revente.

Note 9 Autres consommations externes

Les différentes composantes constituant les autres consommations externes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2015	2014
Services extérieurs	(11 631)	(11 316)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)	(2 617)	(2 707)
Production stockée et immobilisée	4 509	4 673
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes	213	169
AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES	(9 526)	(9 181)

Retraitées des effets change et périmètre (en particulier Dalkia à compter du 25 juillet 2014), les autres consommations externes sont en diminution sur l'ensemble des secteurs, et au global de l'ordre de (5,1) % par rapport à 2014.

Note 10 Charges de personnel**10.1 CHARGES DE PERSONNEL**

Les différentes composantes des charges de personnel sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2015	2014
Rémunérations	(7 878)	(7 426)
Charges de Sécurité sociale	(1 867)	(1 668)
Intéressement et participation	(274)	(257)
Autres contributions liées au personnel	(388)	(373)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(236)	(242)
Avantages à court terme	(10 643)	(9 966)
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(949)	(852)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(952)	(723)
Avantages postérieurs à l'emploi	(1 901)	(1 575)
Autres avantages à long terme	11	(237)
Indemnités de fin de contrat	4	(7)
Autres charges de personnel	15	(244)
CHARGES DE PERSONNEL	(12 529)	(11 785)

10.2 EFFECTIFS MOYENS

	2015	2014
Statut IEG	104 186	103 088
Autres	52 126	44 936
EFFECTIFS MOYENS	156 312	148 024

Les effectifs moyens des entités contrôlées et en activités conjointes sont présentés en équivalents temps plein.

La hausse observée en 2015 est principalement liée à l'entrée de périmètre de Dalkia.

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

Note 11 Impôts et taxes

Les impôts et taxes s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2015	2014
Impôts et taxes sur rémunérations	(253)	(243)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 505)	(1 494)
Autres impôts et taxes	(1 878)	(1 856)
IMPÔTS ET TAXES	(3 641)	(3 593)

Les autres impôts et taxes comprennent essentiellement les taxes foncières, la cotisation foncière des entreprises, la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises et la contribution économique et territoriale.

Note 12 Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2015	2014
Subventions d'exploitation	12.1	6 552	6 116
Résultat de déconsolidation	12.2	319	254
Résultat de cession d'immobilisations	12.2	138	(153)
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants		(10)	(195)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation		(168)	(142)
Autres produits et charges	12.3	235	(212)
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS		7 066	5 668

12.1 SUBVENTIONS D'EXPLOITATION

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre de la CSPE, qui se traduit dans les comptes par un produit de 6 320 millions d'euros en 2015 (5 888 millions d'euros en 2014). L'évolution s'explique principalement par la baisse des prix de marché de l'électricité et l'augmentation des volumes d'achats d'énergie éolienne et photovoltaïque, qui a pour effet d'augmenter la subvention à recevoir relative aux obligations d'achat.

12.2 RÉSULTATS DE DÉCONSOLIDATION
ET DE CESSIONS D'IMMOBILISATIONS

Les résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations intègrent principalement en 2015 :

- des plus-values de cession d'actifs de production d'EDF Énergies Nouvelles réalisées dans le cadre de ses activités de développement-vente d'actifs structurés (DVA3) pour 340 millions d'euros (225 millions d'euros en 2014) ;
- des plus-values de cession relatives à des actifs immobiliers en France pour 236 millions d'euros (17 millions d'euros en 2014)

12.3 AUTRES PRODUITS ET CHARGES

Les autres produits et charges comprennent notamment les pertes relatives aux créances d'exploitation irrécouvrables, ces dernières étant en légère augmentation par rapport à 2014. Par ailleurs, les autres produits et charges intègrent principalement en 2015 les effets, pour la part relative aux exercices antérieurs, de l'arbitrage favorable à Edison dans le cadre des révisions de prix des contrats d'approvisionnement à long terme en gaz (voir note 3.2).

Note 13 Pertes de valeur/reprises**13.1 PERTES DE VALEUR PAR CATÉGORIES D'IMMOBILISATIONS**

Les pertes de valeur et reprises s'analysent comme suit.

(en millions d'euros)	Notes	2015	2014
Pertes de valeur sur goodwill	18	(34)	(298)
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	19	(210)	(74)
Pertes de valeur sur actifs corporels et actifs destinés à être cédés	21-22-46	(3 256)	(832)
Reprise de provision pour risque Italie		—	15
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES		(3 500)	(1 189)

En 2014, les pertes de valeur enregistrées pour un montant total de (1 189) millions d'euros étaient principalement relatives à EDF Luminus pour (586) millions d'euros, EDF Energy pour (169) millions d'euros et Edison pour (167) millions d'euros.

Les pertes de valeur enregistrées en 2015 s'élèvent à (3 500) millions d'euros, et se détaillent comme suit.

13.2 TESTS DE PERTE DE VALEUR DES GOODWILL ET ACTIFS ET PERTES DE VALEUR

Les tableaux ci-après présentent le résultat des tests de pertes de valeur effectués sur les principaux goodwill, immobilisations incorporelles à durée de vie indéterminée et autres actifs du Groupe en 2015, avec les hypothèses clés retenues.

PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DURÉE DE VIE INDÉTERMINÉE

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif	CMPC après impôt	Taux de croissance à l'infini	Pertes de valeur 2015 (en millions d'euros)
Royaume-Uni	Goodwill EDF Energy	6,7 %	—	—
Italie	Marque Edison	7,5 % – 9,3 %	2,0 %	—
Autre international	Goodwill EDF Polska	7,8 %	n. a.	(20)
Autres activités	Goodwill et marque Dalkia	5,8 %	1,7 %	—
Autres pertes de valeur sur goodwill		—	—	(14)

PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DURÉE DE VIE INDÉTERMINÉE (34)

n. a. = non applicable

PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif	Indices de perte de valeur	CMPC après impôt	Pertes de valeur 2015 (en millions d'euros)
Royaume-Uni	Actifs thermiques (charbon et gaz)	Baisse des <i>spreads</i> et des hypothèses de rémunération de la capacité	6,5 % – 6,7 %	(1 096)
Italie	Actifs d'Edison (Power et E & P principalement)	Baisse des prix de l'électricité et des commodités (en particulier du Brent)	6,5 % – 10,2 %	(1 419)
Autre international	Actifs thermiques d'EDF Polska	Baisse des <i>clean dark spreads</i>	7,8 %	(186)
Autre international	Actifs thermiques d'EDF Luminus (Belgique)	Changement de modèle de rémunération des actifs	6,4 %	(198)
Autre international	Stockage gaz en Allemagne	Baisse des <i>spreads</i> saisonniers et de la volatilité	5,9 %	(117)
Autres activités	UGT d'EDF Énergies Nouvelles	Risque pays en Grèce Sous-performance de certaines activités	4,7 % – 13,1 %	(107)
France, Autre international	Autres pertes de valeur sur actifs			(343)

PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS (3 466)

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

Hypothèses générales

Les taux d'actualisation sur les pays de référence sont relativement stables entre 2014 et 2015, la baisse observée du taux sans risque ayant été compensée par une hausse de la prime de risque de marché, compte tenu de la relative stabilité du rendement attendu des marchés actions sur le long terme.

La valeur recouvrable de la totalité des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) a été déterminée en valeur d'utilité sur la base de flux de trésorerie prévisionnels actualisés.

À fin 2015, les données de marché continuent de peser sur la rentabilité des moyens de production en Europe et l'environnement est marqué par :

- (i) les scénarios à long terme confirment les tensions durables sur les marchés de l'énergie en Europe. La baisse des prix, la baisse de la demande, l'essor des énergies renouvelables et les surcapacités pèsent notamment sur la rentabilité des moyens de production, charbon et gaz notamment ;
- (ii) les prix *forward* de l'électricité diminuent significativement, entraînés par la baisse des prix du pétrole et du gaz ;
- (iii) les mécanismes de rémunération de capacité envisagés afin de maintenir sur le réseau des actifs de production assurant la pointe et de fournir à date un signal prix suffisant pour déclencher les investissements nécessaires à la sécurité du réseau ne produisent pas les effets attendus sur les prix.

Royaume-Uni – EDF Energy

Le goodwill d'EDF Energy s'élève à 9 163 millions d'euros au 31 décembre 2015. Il résulte de l'acquisition entre 1998 et 2009 par le groupe EDF des différentes activités aujourd'hui opérées au Royaume-Uni.

La valeur recouvrable d'EDF Energy est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie. La valeur d'utilité des unités de production tient compte de l'allongement de la durée d'exploitation des réacteurs nucléaires existants et d'une hypothèse de mise en service de deux EPR d'une durée de vie de soixante ans sur le site d'Hinkley Point.

Pour le projet de construction de deux EPR sur le site d'Hinkley Point, les projections prennent en compte les prix de vente de l'électricité fondés sur le *Contract for Difference* (CfD) conclu entre le Groupe et le gouvernement britannique. Le CfD introduit des prix stables et prévisibles pour EDF Energy sur un horizon de 35 ans à compter de la date de mise en service des deux EPR : si les prix de marché se situent en dessous du prix d'exercice du CfD, EDF Energy recevra un paiement complémentaire.

Pour les installations de production existantes, la valeur recouvrable est sensible aux hypothèses d'évolution des prix à long terme de l'électricité au Royaume-Uni. Les hypothèses retenues tiennent compte d'une résorption progressive des surcapacités actuelles, notamment du fait du déclassement des centrales charbon existantes, entraînant l'apparition de besoins de nouveaux moyens de production ainsi que d'une rémunération de capacité pour l'ensemble des actifs.

L'utilisation d'un CMPC majoré de 100 points de base n'entraînerait pas de dépréciation du goodwill et des actifs nucléaires existants.

Plusieurs éléments nouveaux ont conduit à enregistrer des pertes de valeur sur les actifs thermiques d'EDF Energy en 2015 :

- la baisse des niveaux de *spread* sur l'horizon *forward* et long terme ;
- la faiblesse des revenus complémentaires générés par le mécanisme de capacité ;
- l'absence de réaction à la hausse du marché face aux déclassements d'actifs annoncés en 2015.

Il en résulte la constatation d'une perte de valeur de (811) millions d'euros qui concerne principalement les centrales charbon de Cottam et West Burton A ainsi que, dans une moindre mesure, la centrale gaz de West Burton B mise en service en 2013.

Enfin, la révision à la baisse des niveaux de volatilité pénalise la valorisation de la flexibilité des cavités de stockages gaz, ce qui a conduit à enregistrer une perte de valeur de (285) millions d'euros au titre de ces actifs.

Italie – Edison

S'agissant d'un actif incorporel à durée de vie indéterminée, la marque « Edison », enregistrée dans les comptes consolidés du Groupe pour un montant de 945 millions d'euros, a fait l'objet d'un test de dépréciation qui n'a pas conduit à la comptabilisation de perte de valeur. Le test a été réalisé en utilisant la méthode du taux de redevance du chiffre d'affaires. La société mène actuellement une politique d'assainissement de sa base de clients particuliers conduisant à une réduction des revenus associés à court terme. Toutefois, la notoriété de la marque et les marges réalisées sur les clients du portefeuille sont en amélioration.

Concernant les autres actifs d'Edison, (868) millions d'euros de pertes de valeur ont été constatées au titre des actifs de production d'électricité.

Ces pertes de valeur concernent majoritairement les actifs thermiques, pénalisés par des conditions de marché conduisant à réduire sensiblement les possibilités d'optimisation du portefeuille d'actifs, une faible demande et une hypothèse de rémunération de la capacité révisée à la baisse. Elles concernent également les actifs hydrauliques et éoliens, directement exposés à la baisse des prix de marché.

Des pertes de valeur ont par ailleurs été comptabilisées pour (551) millions d'euros en 2015 (dont (59) millions d'euros au 30 juin) au titre des activités d'exploration-production d'Edison en raison de la baisse durable des prix du Brent et du gaz sur l'horizon de marché. Ce montant a été déterminé en intégrant la chute significative des prix *forward* du Brent et du gaz sur les derniers mois tout en tenant compte des efforts additionnels en termes de réduction de coûts induits par l'évolution défavorable des conditions de marché. Compte tenu des dépréciations actées, la valeur de ces actifs est aujourd'hui très sensible au prix des hydrocarbures.

Autre international

EDF Polska

La dégradation des *clean dark spreads* a pénalisé les performances de certains actifs thermiques polonais, notamment ceux pleinement exposés aux prix de marché. Il en résulte la constatation d'une perte de valeur de (206) millions d'euros (soit (20) millions d'euros de pertes de valeur de goodwill et (186) millions d'euros de pertes de valeur d'actifs corporels).

EDF Luminus

L'évolution du modèle économique sur le parc thermique (changements au niveau de la régulation – mise en place des réserves stratégiques, appel aux centrales dans le cadre d'enchères) a conduit à analyser ce groupe d'actifs séparément à compter de 2015. Cette revue de portefeuille a conduit à constater une perte de valeur de (198) millions d'euros au titre des actifs thermiques, ramenant leur valeur comptable à zéro.

Le 17 novembre 2015, l'Agence de contrôle nucléaire belge (AFCN) a par ailleurs annoncé l'autorisation de redémarrage des réacteurs de Doel 3 et Tihange 2 dont EDF Luminus est copropriétaire avec Electrabel à hauteur de 10,2 %. Les centrales ont effectivement redémarré en janvier 2016.

Allemagne – stockage gaz

La révision à la baisse des niveaux de volatilité captés par les stockages gaz a conduit à enregistrer une dépréciation de (117) millions au 31 décembre 2015 sur le stockage gaz détenu en Allemagne en co-contrôle avec EnBW, ramenant ainsi sa valeur comptable à zéro au 31 décembre 2015.

Autres activités**EDF Énergies Nouvelles**

Au 31 décembre 2015, (107) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisés (dont (30) millions d'euros déjà comptabilisés au 30 juin) au titre des différentes UGT d'EDF Énergies Nouvelles.

Ces dépréciations concernent essentiellement des projets de biogaz et biomasse aux États-Unis du fait de leur sous-performance au regard des plans d'affaires initiaux ainsi que les activités en Grèce en raison de la hausse du risque pays.

Autres pertes de valeur sur actifs

Des pertes de valeur ont par ailleurs été enregistrées pour (316) millions d'euros suite à l'arrêt de certains projets en France et aux États-Unis, ainsi que pour tenir compte de la fermeture de la centrale thermique d'Aramon début 2016.

Des pertes de valeur au titre des entreprises associées ont également été enregistrées au 31 décembre 2015 à hauteur de (549) millions d'euros, celles-ci sont présentées dans la note 23.

Note 14 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2015 intègrent principalement les éléments suivants :

- une dotation de 820 millions d'euros au titre de l'arrêt du 15 janvier 2016 relatif au coût afférent à la mise en œuvre des solutions de gestion à long terme des déchets radioactifs de Haute et de Moyenne Activité à Vie Longue concernant le coût du projet de stockage Cigéo (voir notes 3.1 et 29.1.2) ;
- une dotation de 590 millions d'euros dans le cadre de la mise à jour du scénario industriel et de l'évaluation des devis pour la déconstruction de centrales nucléaires définitivement arrêtées (voir note 29.1.3) minorée par une reprise de 332 millions d'euros de la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs en lien avec la mise à jour de ce scénario (voir notes 29.1.2 et 29.1.3), soit un effet net de 258 millions d'euros ;

- un produit de 287 millions d'euros au titre de l'accord signé le 30 juin 2015 entre EDF et Engie et relatif au mécanisme de compensation lié aux avantages en nature énergie (voir note 31.1.2) ;
- un produit de 154 millions d'euros au titre de la modification de régime mise en place par EDF Energy pour ses plans de retraite à prestations définies (voir note 31.1.2) ;

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2014 intègrent les éléments suivants :

- un résultat de cession de 217 millions d'euros relatif aux opérations autour de la participation du Groupe dans Dalkia ;
- une charge de (388) millions d'euros relative à la déconstruction des centrales nucléaires françaises définitivement à l'arrêt (centrales Uranium Naturel - Graphite - Gaz (UNGG), Creys-Malville, Brennilis et Chooz A) ;

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

Note 15 Résultat financier

15.1 COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT

Les différentes composantes constituant le coût de l'endettement financier brut sont les suivantes

(en millions d'euros)	2015	2014
Charges d'intérêts sur opérations de financement	(1 955)	(2 207)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	(9)	(10)
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	(57)	3
Résultat net de change sur endettement	27	(29)
COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	(1 994)	(2 243)

15.2 EFFET DE L'ACTUALISATION

La charge de désactualisation concerne principalement les provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers coeurs 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)	2015	2014
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(1 070)	(1 273)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers coeurs ⁽¹⁾	(1 639)	(1 633)
Autres provisions et avances	(103)	(90)
EFFET DE L'ACTUALISATION	(2 812)	(2 996)

(1) Y compris effet de l'actualisation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (voir note 36.3)

15.3 AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges financiers sont les suivantes

(en millions d'euros)	2015	2014
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	13	17
Produits (charges) sur actifs financiers disponibles à la vente	1 174	1 258
Produits (charges) sur autres actifs financiers	408	376
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat	(96)	16
Autres charges financières	(491)	(191)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	132	124
Rendement des actifs de couverture	538	594
Intérêts d'emprunts capitalisés	540	494
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	2 218	2 688

Les produits nets des charges sur les actifs financiers disponibles à la vente intègrent des résultats de cession, des produits d'intérêts et des dividendes

En 2015, les produits et charges sur actifs financiers disponibles à la vente incluent des plus-values nettes de cessions relatives aux actifs dédiés d'EDF à hauteur de 972 millions d'euros (894 millions d'euros en 2014)

Les autres charges financières intègrent notamment des intérêts financiers au 31 décembre 2015 dans le cadre de la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 pour (360) millions d'euros (voir note 3.3)

Note 16 Impôts sur les résultats**16.1 VENTILATION DE LA CHARGE D'IMPÔT**

La ventilation de la charge d'impôt s'établit comme suit :

(en millions d'euros)	2015	2014
Impôts courants	(1 028)	(2 115)
Impôts différés	545	276
TOTAL	(483)	(1 839)

En 2015, la charge d'impôt courant provient du groupe d'intégration fiscale EDF en France pour (467) millions d'euros et des autres filiales pour (561) millions d'euros (respectivement (1 499) millions d'euros et (616) millions d'euros en 2014).

La diminution de la charge d'impôt du Groupe s'explique principalement par la baisse du résultat avant impôt notamment du fait des pertes de valeur enregistrées en 2015.

16.2 RAPPROCHEMENT DE LA CHARGE D'IMPÔT THÉORIQUE ET DE LA CHARGE D'IMPÔT EFFECTIVE (PREUVE D'IMPÔT)

(en millions d'euros)	2015	2014
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	1 692	5 433
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	38,00 %	38,00 %
Charge théorique d'impôt	(643)	(2 065)
Différences de taux d'imposition	229	87
Différences permanentes	(266)	34
Impôts sans base	222	94
Actifs d'impôts différés non reconnus	(24)	8
Autres	(1)	3
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	(483)	(1 839)
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	28,55 %	33,85 %

Le taux effectif d'impôt observé sur les exercices 2015 et 2014 est affecté à la hausse par les pertes de valeur. Retraité de ces éléments, le taux effectif d'impôt s'établit en 2015 et en 2014 respectivement à 24,3 % et à 32,2 %.

La différence entre le taux d'impôt théorique et ce taux effectif retraité s'explique essentiellement par les éléments suivants :

- pour 2015 :
 - l'impact positif des différences de taux d'imposition des filiales étrangères pour 229 millions d'euros, dont 158 millions d'euros relatifs à la baisse de 2 points du taux d'imposition au Royaume-Uni d'ici 2020 et 142 millions d'euros relatifs à l'annulation de la taxe « Robin Hood » en Italie, suite à la décision de la Cour constitutionnelle,
 - l'impact favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 225 millions d'euros ;
- pour 2014 :
 - l'impact positif des différences de taux d'imposition des filiales étrangères pour 87 millions d'euros,
 - l'impact favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 148 millions d'euros.

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

16.3 VARIATION DES ACTIFS ET PASSIFS D'IMPÔTS DIFFÉRÉS

(en millions d'euros)	2015	2014
Impôts différés actifs	2 590	2 135
Impôts différés passifs	(4 315)	(4 242)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 1^{er} JANVIER	(1 725)	(2 107)
Variation en résultat net	547	276
Variation en capitaux propres	(147)	258
Écarts de conversion	(75)	(101)
Mouvements de périmètre	(1)	(67)
Autres mouvements	(8)	16
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE	(1 409)	(1 725)
Dont impôts différés actifs	2 713	2 590
Dont impôts différés passifs	(4 122)	(4 315)

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2015 est liée à hauteur de (152) millions d'euros aux écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi (241 millions d'euros sur l'exercice 2014).

16.4 VENTILATION DES IMPÔTS DIFFÉRÉS PAR NATURE

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Impôts différés :		
Immobilisations	(6 458)	(7 072)
Provisions pour avantages du personnel	7 292	7 723
Autres provisions et pertes de valeur	395	318
Instruments financiers	(58)	179
Déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés	1 171	839
Autres	46	225
Impôts différés actifs et passifs	2 388	2 212
Impôts différés actifs non reconnus	(3 797)	(3 937)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	(1 409)	(1 725)

Au 31 décembre 2015, les actifs d'impôts différés non reconnus représentent une économie d'impôt potentielle de 3 797 millions d'euros (3 937 millions d'euros au 31 décembre 2014). Cette économie d'impôt potentielle est liée au 31 décembre 2015 à hauteur de 2 912 millions d'euros au stock d'impôts différés actifs relatifs notamment aux avantages du personnel en France (3 097 millions d'euros au 31 décembre 2014).

Note 17 Résultat net et résultat net dilué par action

Le résultat dilué par action est calculé en divisant la part du résultat net du Groupe, corrigée de l'impact des instruments dilutifs et de la rémunération versée sur l'exercice aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée, par le nombre moyen pondéré d'actions potentielles en circulation au cours de la période après neutralisation des actions propres.

La réconciliation entre le résultat de base et le résultat dilué conduisant au calcul des résultats par action (de base et dilué) ainsi que la variation du nombre moyen pondéré d'actions utilisé pour le calcul du résultat net de base et du résultat dilué par action s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2015	2014
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	1 187	3 701
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(591)	(388)
Effet des instruments dilutifs	—	—
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action	596	3 313
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation sur l'exercice	1 859 988 148	1 858 467 505
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – dilué sur l'exercice	1 859 988 148	1 858 467 505
Résultats par action (en euros) :		
RÉSULTAT PAR ACTION	0,32	1,78
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION	0,32	1,78

En décembre 2015, le paiement en actions de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2015 s'est traduit par une augmentation du capital social de 30 millions d'euros et une prime d'émission de 876 millions d'euros, correspondant à l'émission de 60 130 559 actions.

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

ACTIFS ET PASSIFS D'EXPLOITATION, CAPITAUX PROPRES

Note 18 Goodwill

18.1 VARIATION DES GOODWILL

Les différentes composantes constituant les goodwill des sociétés intégrées sont les suivantes :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Valeur nette comptable à l'ouverture	9 694	9 081
Acquisitions	67	394
Cessions	(3)	—
Pertes de valeur (note 13)	(34)	(298)
Écarts de conversion	532	573
Autres mouvements	(20)	(56)
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE	10 236	9 694
Valeur brute à la clôture	11 122	10 624
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(886)	(930)

En 2015, les variations observées sont liées principalement à :

- l'acquisition de CRAM et de Cesbron par Dalkia pour 57 millions d'euros ;
- des pertes de valeur pour (34) millions d'euros, dont (20) millions d'euros relatifs à la dépréciation du goodwill d'EDF Polska ;
- des écarts de conversion pour 532 millions d'euros, notamment du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

En 2014, les variations observées sont liées principalement à :

- des acquisitions résultant à hauteur de 392 millions d'euros de la prise de contrôle de Dalkia ;
- des pertes de valeur pour (298) millions d'euros, dont (281) millions d'euros relatifs à la dépréciation du goodwill d'EDF Luminus ;
- des écarts de conversion pour 573 millions d'euros, notamment du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

18.2 RÉPARTITION DES GOODWILL PAR SECTEUR OPÉRATIONNEL

Les goodwill se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Total Royaume-Uni (EDF Energy)	9 163	8 652
Total Autre international	15	42
Dalkia	455	392
EDF Énergies Nouvelles	178	179
Autres	425	429
Total Autres activités	1 058	1 000
TOTAL GROUPE	10 236	9 694

Note 19 Autres actifs incorporels

Les valeurs nettes des autres actifs incorporels se répartissent comme suit :

Au 31 décembre 2015

(en millions d'euros)	31/12/2014	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2015
Logiciels	2 601	1 036	(116)	41	(4)	19	3 577
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	810	—	—	—	—	—	810
Droits d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts	674	1 227	(1 230)	19	—	—	690
Autres immobilisations incorporelles	5 545	450	(45)	10	(24)	—	5 936
Immobilisations incorporelles en cours ⁽¹⁾	2 220	(264)	—	17	—	3	1 976
Valeurs brutes	11 850	2 449	(1 391)	87	(28)	22	12 989
Amortissements et pertes de valeur	(2 966)	(1 263)	141	(6)	7	(13)	(4 100)
VALEURS NETTES	8 884	1 186	(1 250)	81	(21)	9	8 889

(1) Les flux d'augmentation des immobilisations incorporelles en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service.

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles intègre au 31 décembre 2015 :

- la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour des montants de respectivement 945 millions d'euros et 831 millions d'euros ;
- la marque « Dalkia » et des actifs incorporels relatifs aux contrats de concession de Dalkia en France pour des montants de respectivement 130 millions d'euros et 735 millions d'euros.

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (210) millions d'euros a été enregistrée en 2015.

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 555 millions d'euros en 2015.

Au 31 décembre 2014

(en millions d'euros)	31/12/2013	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2014
Logiciels	2 104	542	(134)	42	46	1	2 601
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	813	—	—	—	—	(3)	810
Droits d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts	826	898	(1 082)	23	9	—	674
Autres immobilisations incorporelles	4 591	232	(7)	24	710	(5)	5 545
Immobilisations incorporelles en cours	1 974	234	—	17	—	(5)	2 220
Valeurs brutes	10 308	1 906	(1 223)	106	765	(12)	11 850
Amortissements et pertes de valeur	(2 448)	(743)	233	(24)	—	16	(2 966)
VALEURS NETTES	7 860	1 163	(990)	82	765	4	8 884

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles intègre au 31 décembre 2014 :

- la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour des montants de respectivement 945 millions d'euros et 831 millions d'euros ;
- la marque « Dalkia » et des actifs incorporels relatifs aux contrats de concession de Dalkia en France pour des montants de respectivement 130 millions d'euros et 601 millions d'euros.

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (74) millions d'euros a été enregistrée en 2014.

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 550 millions d'euros en 2014.

Note 20 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France**20.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE**

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Immobilisations	50 093	48 746
Immobilisations en cours	1 507	1 511
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	51 600	50 257

20.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS)

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2014	2 361	81 240	3 600	87 201
Augmentations ⁽¹⁾	120	3 465	322	3 907
Diminutions	(13)	(684)	(166)	(863)
Valeurs brutes au 31/12/2015	2 468	84 021	3 756	90 245
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2014	(1 248)	(34 906)	(2 301)	(38 455)
Dotations nettes aux amortissements	(46)	(202)	(165)	(413)
Diminutions	11	602	163	776
Autres mouvements ⁽²⁾	(8)	(1 957)	(95)	(2 060)
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2015	(1 291)	(36 463)	(2 398)	(40 152)
Valeurs nettes au 31/12/2014	1 113	46 334	1 299	48 746
VALEURS NETTES AU 31/12/2015	1 177	47 558	1 358	50 093

(1) Les augmentations comprennent également les remises d'ouvrage par les concédants

(2) Les autres mouvements concernent principalement les amortissements des biens concédés effectués en contrepartie des dépréciations des comptes spécifiques des concessions

Note 21 Immobilisations en concessions des autres activités**21.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS**

La valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités se répartit comme suit

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Immobilisations	6 142	6 495
Immobilisations en cours	1 503	1 356
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	7 645	7 851

**21.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS
(HORS IMMOBILISATIONS EN COURS)**

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2014	1 519	10 687	586	919	13 711
Augmentations	37	537	30	52	656
Diminutions ⁽¹⁾	(14)	(23)	(3)	(459)	(499)
Écarts de conversion	11	37	—	39	87
Mouvements de périmètre	9	4	—	—	13
Autres mouvements	(149)	179	—	(2)	28
Valeurs brutes au 31/12/2015	1 413	11 421	613	549	13 996
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2014	(849)	(5 325)	(302)	(740)	(7 216)
Dotations nettes aux amortissements	(30)	(436)	(19)	(56)	(541)
Pertes de valeur nettes de reprises	—	(555)	—	—	(555)
Diminutions ⁽¹⁾	13	17	2	459	491
Écarts de conversion	(1)	(23)	—	(36)	(60)
Mouvements de périmètre	(5)	(3)	—	—	(8)
Autres mouvements	10	22	—	3	35
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2015	(862)	(6 303)	(319)	(370)	(7 854)
Valeurs nettes au 31/12/2014	670	5 362	284	179	6 495
VALEURS NETTES AU 31/12/2015	551	5 118	294	179	6 142

(1) La centrale thermique Laibin II en concession en Chine, portée par la société Rglec, a été transférée en septembre 2015 au gouvernement de la province du Guangxi, conformément aux clauses contractuelles.

Les immobilisations en concessions des autres activités comprennent les immobilisations concédées principalement situées en France (production hydraulique hors distribution publique d'électricité) et en Italie.

Note 22 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre**22.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE**

La valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Immobilisations	50 197	50 342
Immobilisations en cours	20 688	18 813
Immobilisations financées par location-financement	184	237
IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	71 069	69 392

Au 31 décembre 2015, les immobilisations en cours correspondent principalement aux projets de constructions d'EPR en France et au Royaume-Uni, et à la construction du terminal méthanier de Dunkerque.

Des pertes de valeur pour (349) millions d'euros et pour (27) millions d'euros ont par ailleurs été enregistrées en 2015 respectivement sur des

immobilisations en cours et sur des immobilisations financées par location-financement.

Au 31 décembre 2014, les pertes de valeur sur des immobilisations en cours et sur des immobilisations financées par location-financement s'élevaient respectivement à (61) millions d'euros et à (34) millions d'euros.

22.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS ET FINANCÉES PAR LOCATION-FINANCEMENT)

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Installations production nucléaire	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2014	12 402	64 286	20 852	17	15 381	112 938
Augmentations	833	2 840	1 158	-	3 221	8 052
Diminutions	(204)	(1 557)	(88)	-	(642)	(2 491)
Écarts de conversion	55	686	250	-	166	1 157
Mouvements de périmètre	7	-	(174)	-	(776)	(943)
Autres mouvements	188	(160)	(7)	-	(277)	(256)
Valeurs brutes au 31/12/2015	13 281	66 095	21 991	17	17 073	118 457
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2014	(6 824)	(39 740)	(10 316)	(4)	(5 712)	(62 596)
Dotations nettes aux amortissements	(388)	(2 837)	(939)	(4)	(1 055)	(5 223)
Pertes de valeur nettes de reprises	(25)	-	(1 955)	-	(345)	(2 325)
Diminutions	105	1 437	85	-	416	2 044
Écarts de conversion	(3)	(235)	(114)	-	(36)	(388)
Mouvements de périmètre	33	-	163	-	109	305
Autres mouvements	(22)	(37)	(13)	-	(5)	(77)
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2015	(7 123)	(41 412)	(13 089)	(8)	(6 628)	(68 260)
Valeurs nettes au 31/12/2014	5 578	24 546	10 536	13	9 669	50 342
VALEURS NETTES AU 31/12/2015	6 158	24 683	8 902	9	10 445	50 197

22.3 CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT

(en millions d'euros)	Total	31/12/2015			31/12/2014
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Paielements minimaux futurs à recevoir en tant que bailleur	53	13	32	8	58
Paielements minimaux futurs à verser en tant que preneur	511	62	218	231	643

Le Groupe est engagé en tant que bailleur au titre d'accords qu'il a qualifiés de location-financement en vertu de l'interprétation IFRIC 4 et de la norme IAS 17. Le Groupe est engagé en tant que preneur par des contrats de location-financement non résiliables portant sur des locaux, des équipements ou des véhicules entrant dans le cadre de son activité normale. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles.

Note 23 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises

Le détail des entreprises associées et coentreprises est le suivant :

(en millions d'euros)	Activité principale ⁽¹⁾	31/12/2015			31/12/2014	
		Quote-part d'intérêts dans le capital %	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net
Principales participations dans les entreprises associées						
RTE	T	100,00	5 159	457	5 109	379
CENG	P	49,99	2 524	(284)	2 615	(101)
Alpiq ⁽²⁾	P, D, A, T	25,04	624	(192)	735	(193)
Autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises			3 218	211	2 524	94
TOTAL			11 525	192	10 983	179

(1) P = production ; D = distribution ; T = transport ; A = autres.

(2) La publication des comptes consolidés d'Alpiq étant postérieure à celle du Groupe, les données présentées ci-dessus comprennent une estimation de leur résultat net à fin décembre 2015.

Les autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises concernent principalement Taishan (TNPJVC), Nam Theun Power Company (NTPC) et certaines sociétés détenues par EDF Énergies Nouvelles et Edison.

La valeur des titres RTE est affectée par la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 (voir note 3.3).

Sur l'exercice 2015, (549) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisées au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises dont :

- (271) millions d'euros sur les actifs de CENG (voir note 23.2.3) ;

- (196) millions d'euros sur la participation dans Alpiq, correspondant à la quote-part des pertes de valeur passées dans les comptes d'Alpiq revenant au Groupe (voir note 23.3.2) ;

- (68) millions d'euros sur des participations dans les entreprises associées et coentreprises détenues par Edison.

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

23.1 RTE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (RTE)

23.1.1 Éléments financiers de RTE

Les principaux indicateurs financiers de RTE (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Actifs non courants	15 805	15 132
Actifs courants	2 323	3 000
Total actif	18 128	18 132
Capitaux propres	5 159	5 109
Passifs non courants	8 157	8 623
Passifs courants	4 812	4 400
Total des capitaux propres et du passif	18 128	18 132
Chiffre d'affaires	4 593	4 461
Excédent brut d'exploitation	1 913	1 687
Résultat net	457	379
Endettement financier net	8 260	7 877
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(230)	(154)
Dividendes versés au Groupe	177	250

23.1.2 Opérations entre le groupe EDF et RTE

Au 31 décembre 2015, les principales transactions entre le groupe EDF et RTE sont les suivantes :

Chiffre d'affaires

ERDF fait appel au réseau Haute et Très Haute Tension de RTE pour acheminer l'énergie des lieux de production vers le réseau de distribution. Sur l'exercice 2015, cette prestation de transport représente un chiffre d'affaires réalisé par RTE avec ERDF de 3 271 millions d'euros.

Par ailleurs, dans le cadre de sa mission de préservation de l'équilibre du système électrique, RTE réalise en 2015 :

- des achats et des ventes d'énergie auprès d'EDF et ERDF pour respectivement 102 millions d'euros et 156 millions d'euros ;
- des achats de service systèmes à EDF pour un montant de 294 millions d'euros.

Autres opérations

Le groupe EDF participe au financement de RTE via un prêt d'un montant de 670 millions d'euros au 31 décembre 2015 (inchangé par rapport au 31 décembre 2014). Les charges d'intérêts relatives à ce prêt s'élèvent à 36 millions d'euros sur l'exercice 2015.

Par ailleurs, RTE est intégrée fiscalement avec EDF dans le cadre de la convention fiscale conclue entre les deux sociétés.

23.2 CENG

23.2.1 Éléments financiers de CENG

Les principaux indicateurs financiers de CENG (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Actifs non courants	10 409	9 975
Actifs courants	1 019	1 009
Total actif	11 428	10 984
Capitaux propres	5 048	5 232
Passifs non courants	6 016	5 481
Passifs courants	364	271
Total des capitaux propres et du passif	11 428	10 984
Chiffre d'affaires	1 095	1 140
Excédent brut d'exploitation	235	285
Résultat net	(568)	(202)
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	434	593
Dividendes versés au Groupe (voir note 3.6.2)	-	315

23.2.2 Opérations entre le groupe EDF et CENG

Au 31 décembre 2015, les principales transactions entre le groupe EDF et CENG concernent les contrats d'achat d'électricité conclus entre CENG et le Groupe (EDF Trading North America). Ces contrats d'achat prévoyaient la livraison à ce dernier de 15 % de l'énergie produite par CENG non vendue à d'anciens propriétaires de ses centrales en application de contrats d'achat d'électricité préexistants et prenant fin en 2014. Depuis le 1^{er} janvier 2015, le Groupe achète 49,99 % de la production de deux centrales de CENG à prix de marché.

Ces ventes d'énergie de CENG à EDF Trading North America ont représenté un volume de 14,9 TWh sur l'exercice 2015.

23.2.3 Pertes de valeur

En 2015, des pertes de valeur ont été enregistrées sur la participation du Groupe dans CENG pour un montant de (271) millions d'euros. Cette perte de valeur a été calculée selon la méthodologie usuelle des tests de dépréciation en vigueur dans le Groupe. Elle résulte d'une dégradation des prix *forwards* et des prix de long terme de l'électricité entraînés par la baisse durable des prix du gaz.

En 2014, des pertes de valeur sur la participation du Groupe dans CENG ont été comptabilisées pour un montant de (122) millions d'euros, du fait d'une dégradation des courbes de prix long terme.

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

23.3 ALPIQ

La publication des comptes consolidés d'Alpiq étant postérieure à celle du Groupe, les données présentées comprennent une estimation de leur résultat net à fin décembre 2015 (voir renvoi 2 du tableau de la note 23).

23.3.1 Indicateurs financiers publiés

Les principaux indicateurs publiés par le groupe Alpiq étaient les suivants

(en milliers d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Actifs non courants	6 217	7 411
Actifs courants	3 248	4 419
Actifs détenus en vue de la vente	400	-
Total actif	9 865	11 830
Capitaux propres ⁽¹⁾	3 919	4 756
Passifs non courants	3 984	4 480
Passifs courants	1 960	2 594
Passifs détenus en vue de la vente	2	-
Total des capitaux propres et du passif	9 865	11 830
Chiffre d'affaires	6 644	7 623
Excédent brut d'exploitation	257	642
Résultat net	(744)	15
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(95)	115
Dividendes versés au Groupe	11	11

(1) Dont 846 millions d'euros d'emprunts hybrides

Le 25 avril 2013, les principaux actionnaires suisses d'Alpiq ont souscrit un prêt hybride pour un montant de 366,5 millions de francs suisses. Suite à cette première étape, Alpiq a placé le 2 mai 2013 un emprunt hybride public pour un montant de 650 millions de francs suisses, avec un coupon de 5 % et une option de remboursement après 5 ans et demi au plus tôt.

Du fait de leurs caractéristiques et conformément à la norme IAS 32, ces prêts et emprunts hybrides ont été comptabilisés en capitaux propres dans les comptes consolidés d'Alpiq. Le groupe EDF n'ayant pas souscrit à l'opération, il n'y a pas d'impact sur la valeur de la participation dans Alpiq présentée au niveau des « Participations dans les entreprises associées et les coentreprises ».

La différence entre la quote-part de capitaux propres publiés par Alpiq et celle inscrite dans les comptes consolidés du Groupe provient donc principalement de cet emprunt hybride.

La valeur de la participation du groupe EDF dans Alpiq évaluée sur la base du cours de bourse au 31 décembre 2015 est de 676 millions d'euros. Le Groupe estime que cette valeur boursière n'est pas représentative de la valeur de la société du fait notamment du faible niveau de flottant.

23.3.2 Pertes de valeur

En janvier 2015, la Banque Nationale Suisse a annoncé la suppression du taux plancher de 1,20 de l'euro face au franc suisse. Alpiq vendant en euros l'électricité produite par ses centrales situées en Suisse, un euro durablement plus faible a un effet négatif sur la valeur de ses centrales.

En conséquence, et dans un contexte de persistance de prix bas sur les marchés de gros, le Groupe a procédé à une dépréciation des actifs suisses d'Alpiq correspondant à la quote-part des pertes de valeur passées dans les comptes publiés d'Alpiq au 30 juin 2015 pour (196) millions d'euros.

Si le groupe Alpiq était amené à enregistrer des pertes de valeur complémentaires à l'occasion de la clôture de ses comptes consolidés annuels 2015, le groupe EDF serait amené à en tirer les conséquences dans ses comptes semestriels 2016.

En 2014, des pertes de valeur sur la participation du Groupe dans Alpiq ont été comptabilisées pour un montant de (206) millions d'euros. Elles concernaient majoritairement des centrales hydroélectriques, des projets de centrales en Suisse ainsi que les contrats de prélèvement et de livraison à long terme, compte tenu des prix de marché et du contexte réglementaire difficile.

Note 24 Stocks

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie est la suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2015			31/12/2014		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	11 104	(17)	11 087	10 807	(14)	10 793
Autre combustible	1 657	(5)	1 652	1 916	(11)	1 905
Autres matières premières	1 500	(276)	1 224	1 586	(266)	1 320
Encours de production de biens et services	215	(53)	162	197	(45)	152
Autres stocks	613	(24)	589	596	(19)	577
TOTAL STOCKS	15 089	(375)	14 714	15 102	(355)	14 747

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 8 198 millions d'euros au 31 décembre 2015 (7 943 millions d'euros au 31 décembre 2014).

La valeur des stocks évalués en valeur de marché chez EDF Trading s'élève à 458 millions d'euros au 31 décembre 2015 (593 millions d'euros au 31 décembre 2014).

Note 25 Clients et comptes rattachés

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute	20 439	21 343
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute	2 974	3 108
Dépréciations	(1 154)	(1 275)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS – VALEUR NETTE	22 259	23 176

Les échéances des clients et comptes rattachés sont majoritairement à moins d'un an.

25.1 CRÉANCES ÉCHUES/NON ÉCHUES

(en millions d'euros)	31/12/2015			31/12/2014		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
CRÉANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	23 413	(1 154)	22 259	24 451	(1 275)	23 176
dont créances échues de moins de 6 mois	1 443	(279)	1 164	1 606	(245)	1 361
dont créances échues de 6 à 12 mois	572	(220)	352	662	(205)	457
dont créances échues de plus de 12 mois	1 207	(573)	634	1 339	(623)	716
dont total des créances échues	3 222	(1 072)	2 150	3 607	(1 073)	2 534
dont total des créances non échues	20 191	(82)	20 109	20 844	(202)	20 642

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

25.2 OPÉRATIONS DE TITRISATIONS

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Créances clients transférées intégralement maintenues au bilan	-	17
Créances clients transférées partiellement maintenues au bilan	39	29
Créances clients transférées intégralement sorties du bilan	1 544	1 225

Des opérations de titrisations de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 1 544 millions d'euros au 31 décembre 2015, dont 911 millions d'euros par le groupe Edison (1 225 millions d'euros en décembre 2014, dont 610 millions d'euros par le groupe Edison).

Ces opérations sont pour l'essentiel réalisées de manière récurrente et sans recours. Le montant des créances correspondantes ne figure donc pas dans le bilan consolidé du Groupe.

Note 26 Autres débiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Charges constatées d'avance	1 532	1 585
Contribution au Service Public d'Électricité (CSPE)	1 643	2 057
Créances TVA	2 795	2 678
Créances fiscales (hors TVA)	845	822
Autres créances d'exploitation	3 822	3 675
AUTRES DÉBITEURS	10 637	10 817
dont part non courante	1 830	2 024
dont part courante	8 807	8 793
dont valeurs brutes	10 832	10 896
dont dépréciation	(195)	(79)

La créance de CSPE correspond au produit à recevoir au 31 décembre 2015, à l'exception de la part relative aux déficits de compensation antérieurs au 31 décembre 2015, qui figure en actifs financiers pour 5 875 millions d'euros et fait l'objet d'un échéancier de remboursement (voir notes 36.3 et 4.3).

Note 27 Capitaux propres

27.1 CAPITAL SOCIAL

Au 31 décembre 2015, le capital social d'EDF s'élève à 960 069 513,50 euros, divisé en 1 920 139 027 actions entièrement souscrites et libérées d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune, détenues à 84,94 % par l'État français, 13,30 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,64 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,12 % d'actions autodétenues.

En décembre 2015, le paiement en actions d'une partie de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2015 s'est traduit par une augmentation du capital social de 30 millions d'euros et une prime d'émission de 876 millions d'euros, suite à l'émission de 60 130 559 actions nouvelles. Les formalités liées au constat de cette opération ont été finalisées début janvier 2016.

Conformément aux dispositions de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État français doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

27.2 ACTIONS PROPRES

Un programme de rachat d'actions de la Société autorisé par l'Assemblée générale du 9 juin 2006 a été mis en œuvre par le Conseil d'administration dans la limite de 10 % des actions composant le capital social de la Société et ce, pour une durée initiale de 18 mois, reconduite pour 12 mois puis tacitement chaque année.

Ce programme fait l'objet d'un contrat de liquidité conforme aux dispositions prévues par l'Autorité des Marchés Financiers (AMF).

Au 31 décembre 2015, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 2 310 753 actions pour une valeur de 38 millions d'euros.

27.3 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES

L'Assemblée générale des actionnaires du 19 mai 2015 a voté une distribution de dividendes au titre de l'exercice 2014 de 1,25 euro par action.

Conformément à l'article 24 des statuts, les actionnaires détenant leurs actions de manière ininterrompue depuis deux ans au moins à la clôture de l'exercice et les ayant encore à la date de mise en paiement du dividende pourront bénéficier d'un dividende majoré de 10 %. Le nombre de titres donnant vocation au dividende majoré ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital de la société. Le montant du dividende majoré s'établit à 1,375 euro par action.

Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,57 euro par action mis en paiement le 17 décembre 2014, le solde du dividende distribué au titre de l'exercice 2014 s'est élevé à 0,68 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,805 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré. Le solde du dividende a été mis en paiement le 5 juin 2015 pour un montant de 1 268 millions d'euros.

Le 4 novembre 2015, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la distribution d'un acompte sur dividende de 0,57 euro par action au titre de l'exercice 2015, mis en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le

18 décembre 2015 pour un montant de 1 059 millions d'euros. L'État a opté pour le versement de l'acompte en actions. Le paiement en actions d'une partie de cet acompte s'est traduit par une augmentation de capital social de 30 millions d'euros correspondant à l'émission de 60 130 559 actions, accompagnée d'une prime d'émission de 876 millions d'euros.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement de l'acompte sur dividende en actions au titre de l'exercice 2015 s'élève à 152 millions d'euros.

27.4 ÉMISSION DE TITRES SUBORDONNÉS À DURÉE INDÉTERMINÉE

Le Groupe a émis en janvier 2013 et 2014 des titres subordonnés à durée indéterminée. Au 31 décembre 2015, le montant total de titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisé en capitaux propres s'élève à 10 095 millions d'euros (net des coûts de transaction).

Par ailleurs, sur l'exercice 2015, une rémunération de 591 millions d'euros a été versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée (388 millions d'euros en 2014).

TITRES SUBORDONNÉS À DURÉE INDÉTERMINÉE

(en millions d'euros)

Entité	Date d'émission	Montant de l'émission	Devise	Option de remboursement	Taux
EDF	01/2013	1 250	EUR	7 ans	4,25 %
EDF	01/2013	1 250	EUR	12 ans	5,375 %
EDF	01/2013	1 250	GBP	13 ans	6,0 %
EDF	01/2013	3 000	USD	10 ans	5,25 %
EDF	01/2014	1 500	USD	10 ans	5,625 %
EDF	01/2014	1 000	EUR	8 ans	4,125 %
EDF	01/2014	1 000	EUR	12 ans	5,0 %
EDF	01/2014	750	GBP	15 ans	5,875 %

27.5 PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE (INTÉRÊTS MINORITAIRES)**27.5.1 Détails des participations ne donnant pas le contrôle**

(en millions d'euros)

	31/12/2015			31/12/2014	
	% de participation	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle
Principales participations ne donnant pas le contrôle					
EDF Energy Nuclear Generation Ltd.	20,0 %	3 174	231	2 998	155
EDF Luminus	31,4 %	391	(74)	539	(96)
EDF Investissements Groupe	6,1 %	526	30	515	19
Autres participations ne donnant pas le contrôle		1 400	27	1 367	(6)
TOTAL		5 491	214	5 419	72

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd. (anciennement British Energy), détenue à 80 % par le Groupe via EDF Energy, correspondent à la part de Centrica dans cette entité.

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Luminus correspondent aux participations de collectivités locales belges (voir note 5.3).

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 participations de Total et Fluxys dans Dunkerque LNG, et aux intérêts minoritaires de filiales du sous-groupe Edison.

27.5.2 Participations ne donnant pas le contrôle relatives à EDF Energy

Les principaux indicateurs financiers (à 100 %) d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd. sont les suivants

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Actifs non courants	24 750	23 810
Actifs courants	3 710	3 549
Total actif	28 460	27 359
Capitaux propres	15 877	14 999
Passifs non courants	11 465	11 141
Passifs courants	1 118	1 219
Total des capitaux propres et du passif	28 460	27 359
Chiffre d'affaires	4 434	3 864
Résultat net	1 155	776
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	758	1 060
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	1 655	1 335
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(566)	(622)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	(1 143)	(809)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	466	528
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(54)	(96)
Incidence des variations de change	10	34
Autres incidences	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	422	466
Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	(207)	(153)

Note 28 Provisions

La répartition entre la part courante et la part non courante des provisions se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2015			31/12/2014		
		Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire		1 733	20 179	21 912	1 632	19 455	21 087
Provisions pour déconstruction et derniers coeurs		251	24 646	24 897	290	22 943	23 233
Provisions liées à la production nucléaire	29	1 984	44 825	46 809	1 922	42 398	44 320
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	30	75	1 447	1 522	37	1 297	1 334
Provisions pour avantages du personnel	31	1 033	21 511	22 544	1 058	23 060	24 118
Autres provisions	32	2 262	2 190	4 452	2 237	1 841	4 078
TOTAL PROVISIONS		5 354	69 973	75 327	5 254	68 596	73 850

Note 29 Provisions liées à la production nucléaire – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs

Les provisions liées à la production nucléaire comprennent les provisions pour aval du cycle (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs), les provisions pour déconstruction des centrales et les provisions pour derniers cœurs.

Les provisions sont évaluées en fonction des principes exposés en note 1.3.21

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 pratiques industrielles observées dans chacune des sociétés.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversions	Autres mouvements	31/12/2015
Provisions pour gestion du combustible usé	12 230	762	(1 210)	524	133	(70)	12 369
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	8 857	522	(219)	373	72	(62)	9 543
Provisions pour aval du cycle nucléaire	21 087	1 284	(1 429)	897	205	(132)	21 912
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	19 497	590	(190)	794	332	2	21 025
Provisions pour derniers cœurs	3 736	–	–	190	82	(136)	3 872
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	23 233	590	(190)	984	414	(134)	24 897
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	44 320	1 874	(1 619)	1 881	619	(266)	46 809

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF	EDF Energy	Belgique	Total
	Note 29.1	Note 29.2		
Provisions pour gestion du combustible usé	10 391	1 978	–	12 369
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	8 254	1 289	–	9 543
PROVISIONS POUR AVAIL DU CYCLE NUCLÉAIRE AU 31/12/2015	18 645	3 267	–	21 912
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31/12/2014	17 781	3 303	3	21 087
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	14 930	5 890	205	21 025
Provisions pour derniers cœurs	2 555	1 317	–	3 872
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2015	17 485	7 207	205	24 897
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31/12/2014	16 279	6 759	195	23 233

29.1 PROVISIONS NUCLÉAIRES EN FRANCE

En France, les provisions constituées par EDF au titre du parc nucléaire de production relèvent des dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Conformément aux principes comptables décrits dans la note 1.3.21 :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (voir note 4.7).

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 en matière de sûreté, de sécurité et de respect de l'environnement ;
- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs) ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation ou d'inflation, ou encore les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé.

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2014	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2015
Provisions pour gestion du combustible usé	29.1.1	10 105	726	(826)	456	(70)	10 391
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs ⁽¹⁾	29.1.2	7 676	516	(215)	339	(62)	8 254
Provisions pour aval du cycle nucléaire		17 781	1 242	(1 041)	795	(132)	18 645
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires ⁽²⁾	29.1.3	13 866	590	(165)	637	2	14 930
Provisions pour derniers cœurs	29.1.4	2 413	—	—	113	29	2 555
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		16 279	590	(165)	750	31	17 485
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE		34 060	1 832	(1 206)	1 545	(101)	36 130

(1) Dont une dotation de 820 millions d'euros au titre de l'arrêt du 15 janvier 2016 relatif au coût afférent à la mise en œuvre des solutions de gestion à long terme des déchets radioactifs de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue concernant le coût du projet de stockage Cigéo (voir notes 3.1 et 29.1.2) et une reprise de 332 millions d'euros au titre des conséquences sur la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs de la mise à jour du scénario industriel pour la déconstruction des centrales nucléaires définitivement arrêtées (voir notes 29.1.2 et 29.1.3).

(2) Une dotation de 590 millions d'euros a été comptabilisée en 2015 dans le cadre de la mise à jour du scénario industriel et de l'évaluation des devis pour la déconstruction des centrales nucléaires définitivement arrêtées (voir note 29.1.3). Une dotation de 388 millions d'euros relative à la déconstruction de ces centrales nucléaires avait été comptabilisée en 2014.

29.1.1 Provisions pour gestion du combustible usé

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, en matière de cycle du combustible est de pratiquer le traitement des combustibles usés et le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX (Mélange d'Oxydes de plutonium et d'uranium).

Les quantités traitées, soit environ 1 100 tonnes par an, sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX.

En conséquence, la provision pour gestion du combustible usé comprend les prestations correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible usé des centres de production d'EDF, sa réception et son entreposage intermédiaire ;
- le traitement y compris le conditionnement et l'entreposage des matières valorisables et des déchets issus de ce traitement.

Les charges de traitement prises en compte dans la provision concernent exclusivement le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont évaluées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêt des comptes, et sur la base des contrats en cours avec AREVA suite à l'accord-cadre de décembre 2008, dont une première déclinaison contractuelle s'était traduite par la signature en juillet 2010 d'un contrat d'application fixant les prix et les quantités de prestation portant sur la période 2008-2012. Les conditions du traitement-recyclage pour la période 2013-2015 ont fait l'objet d'un contrat d'application signé en mai 2015. Les conditions d'application pour la période 2016-2023 ont également fait

l'objet d'un accord en décembre 2015 présenté au Conseil d'administration du 27 janvier 2016, qui se traduira par la signature d'un avenant.

29.1.2 Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Ces provisions concernent les dépenses futures relatives à :

- l'évacuation et le stockage des déchets radioactifs issus de la déconstruction des installations nucléaires de base dont EDF est l'exploitant ;
- l'évacuation et le stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé à La Hague ;
- l'entreposage de longue durée et le stockage direct du combustible usé non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement enrichi, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis ;
- la quote-part EDF des charges d'études, de construction, de maintenance et d'exploitation, de fermeture et de surveillance des centres de stockage existants ou à créer.

Les volumes de déchets donnant lieu à provision incluent, d'une part, les colis de déchets existants et, d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus après déconstruction des centrales ou après traitement à La Hague du combustible usé (comportant la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA.

La provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Déchets TFA et RMA	988	997
Déchets FAVL	252	521
Déchets HA-MAVL	7 014	6 158
PROVISIONS POUR GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS	8 254	7 676

Déchets TFA et FMA

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et se présentent généralement sous forme de gravats (bétons, ferrailles, calorifuges ou tuyauteries). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, géré par l'ANDRA.

Les déchets de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires (pans, filtres, résines). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaire, géré par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation et de stockage des déchets à vie courte (TFA et FMA) est évalué sur la base des contrats en cours avec les différents transporteurs et avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockages existants.

Déchets FAVL

Les déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL) appartenant à EDF sont essentiellement constitués de déchets graphite issus de la déconstruction en cours des centrales nucléaires UNGG (Uranium Naturel - Graphite - Gaz).

Compte tenu de leur durée de vie, ces déchets ne peuvent être stockés dans les centres de surface existants mais, du fait de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets HA-MAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique en sub-surface.

Une première recherche de sites lancée par l'ANDRA en 2008 n'ayant pas abouti, l'ANDRA a repris la recherche en 2013 et poursuit actuellement les études de faisabilité en lien avec les pouvoirs publics. D'autres scénarios de gestion alternative des déchets sont également à l'étude, intégrant des solutions de tri et de traitement du graphite.

Le nouveau scénario industriel de référence de déconstruction des centrales UNGG (voir note 29.1.3) prévoit un séquençement différent des travaux qui conduit notamment à consolider le retour d'expérience de démantèlement d'un premier caisson (bâtiment réacteur UNGG) avant d'engager les opérations sur les cinq autres. Ce nouveau planning implique également un report des dates de sortie des déchets (graphite et MAVL). L'impact de cette modification est une reprise de la provision pour déchets FAVL à hauteur de 292 millions d'euros, et dans une moindre mesure de la provision TFA-FMA au titre des déchets de déconstruction des centrales UNGG à hauteur de 40 millions d'euros, soit au total une reprise de la provision pour gestion à long terme des déchets de 332 millions d'euros.

Déchets HA-MAVL

Les déchets de Haute Activité et Moyenne Activité à Vie Longue (HA-MAVL) proviennent essentiellement du traitement des combustibles usés et dans une moindre mesure des déchets issus du démantèlement des centrales nucléaires (composants métalliques ayant séjourné dans le réacteur).

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde.

La provision constituée pour les déchets de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue représente la part la plus importante des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

Depuis 2005, le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles étaient basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par un groupe de travail constitué sous l'égide de l'État et réunissant les administrations concernées, l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, AREVA, CEA). EDF avait effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus de ce groupe de travail et a abouti à un coût de référence du stockage des déchets de l'ensemble des producteurs à 14,1 milliards d'euros aux conditions économiques de 2003 (20,8 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011).

Dans le cadre du partenariat entre l'ANDRA et les producteurs de déchets institué en 2011 afin de favoriser la réussite du projet de stockage géologique (projet Cigéo), l'ANDRA avait réalisé depuis 2012 des études d'esquisse et

a analysé les optimisations techniques proposées par les producteurs. La coopération mise en place entre l'ANDRA et les producteurs avait permis des échanges techniques construits qui ont conduit à une optimisation de la conception du stockage (exemples : redimensionnement des installations de surface, réduction forte des linéaires des ouvrages souterrains, réduction des épaisseurs de revêtement...) et de son exploitation (exemple : nouvelles chroniques d'envoi des colis qui a abouti à une forte diminution du personnel d'exploitation).

Sur cette base, l'ANDRA avait établi un dossier provisoire de chiffrage envoyé à EDF le 18 juillet 2014. Conformément à la loi du 28 juin 2006, un processus de consultation avait été engagé par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) le 18 décembre 2014, avec la remise aux producteurs de déchets d'un dossier de chiffrage de l'ANDRA consolidé afin de recueillir leurs observations. La consultation portait notamment sur les méthodes d'intégration des risques, opportunités et incertitudes et sur les coûts unitaires, sur lesquels des divergences significatives existaient entre l'ANDRA et les producteurs. EDF et les autres producteurs ont communiqué à la DGEC leurs observations sur le dossier ANDRA en février 2015 et une évaluation conjointe du coût objectif du stockage Cigéo en avril 2015. Ces éléments ont été intégrés dans le dossier soumis à la Ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie pour arrêté, après prise en compte de l'avis de l'Autorité de Sécurité Nucléaire (ASN), le nouveau coût de référence du stockage des déchets HA-MAVL.

Le 15 janvier 2016, le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a fixé par arrêté à 25 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011 l'évaluation prévue par l'article L. 542-12 du Code de l'environnement du coût afférent à la mise en œuvre des solutions de gestion à long terme des déchets radioactifs de Haute et de Moyenne Activité à Vie Longue concernant le projet de stockage Cigéo.

Le coût arrêté constitue un objectif à atteindre par l'ANDRA, dans le respect des normes de sûreté fixées par l'ASN, et en s'appuyant sur une coopération étroite avec les exploitants d'installations nucléaires.

Conformément à ce qui était indiqué dans la note 29.1.2 de l'annexe aux états financiers consolidés au 31 décembre 2014, la publication de cet arrêté entraîne l'ajustement de la provision dans les comptes du Groupe. Le coût du projet Cigéo fixé par cet arrêté à 25 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011 se substitue ainsi à l'estimation du coût de référence de 20,8 milliards d'euros sur lequel s'appuyait EDF dans ses comptes à fin décembre 2014 et à fin juin 2015.

La prise en compte de ce coût a pour conséquence, dans les comptes au 31 décembre 2015, une augmentation de 820 millions d'euros des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs au titre des dépenses futures relatives au projet de stockage profond Cigéo (voir notes 3.1 et 14).

En application de cet arrêté, le coût du projet Cigéo sera régulièrement mis à jour et *a minima* aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire.

29.1.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des centrales dont il est exploitant. Le processus de déconstruction est encadré réglementairement par la loi du 13 juin 2006 et son décret d'application.

La déconstruction des centrales nucléaires comporte 3 niveaux selon la typologie définie en 1980 par l'AIEA (Agence Internationale de l'Énergie Atomique) :

- niveau 1 : mise à l'arrêt définitif de la centrale (déchargement du combustible, vidange des circuits, etc.) ;
- niveau 2 : démantèlement complet des bâtiments nucléaires hors bâtiment réacteur, démontage des équipements et évacuation des déchets ;
- niveau 3 : démantèlement complet du bâtiment réacteur, démontage de ses équipements et évacuation des déchets.

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

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 II de l'article L. 110-1 du Code de l'environnement (protection de l'environnement). L'état final visé est celui d'un usage industriel : les sites seront remis en état et les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

EDF réalise actuellement un inventaire visant à identifier les éventuelles pollutions de sols des centrales en cours de déconstruction et des centrales en exploitation. À ce stade, seul l'assainissement des bâtiments est

provisionné, des cas éventuels de pollution accidentelle des sols des centrales en exploitation étant traités dès leur survenance. Le retour d'expérience disponible à ce jour sur les installations en cours de déconstruction et les premières caractérisations de sol réalisées principalement sur le site de Brennilis confortent cette approche.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus (à l'exception de l'évacuation et du stockage des déchets qui relèvent de la provision pour gestion long terme des déchets).

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2015
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	11 422	-	(5)	525	2	11 944
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	2 444	590	(160)	112	-	2 986
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	13 866	590	(165)	637	2	14 930

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filère réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MW, 1 300 MW et N4)

Jusqu'en 2013, les provisions ont été évaluées sur la base d'une étude du ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence de déconstruction exprimé en euros par mégawatt, confirmant les hypothèses de la Commission FEON de 1979.

En 2009, l'entreprise a réalisé une étude détaillée des coûts de déconstruction en prenant comme site représentatif le site de Dampierre (4 tranches de 900 MW) selon les étapes suivantes :

- l'évaluation du coût de déconstruction du site de Dampierre prenant en compte les évolutions les plus récentes en termes de réglementation, de retour d'expérience de la déconstruction des centrales à l'arrêt et des recommandations de l'Autorité de Sécurité Nucléaire ;
- l'examen de la planification dans le temps des opérations de déconstruction (la durée totale du démantèlement d'une tranche est estimée à 15 ans après son arrêt) ;
- la détermination des règles permettant l'extrapolation de l'évaluation des coûts à l'ensemble du parc REP en exploitation.

Une intercomparaison avec l'étude du cabinet La Guardia, basée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux États-Unis, de technologie et puissance similaire, a ensuite permis de corroborer les résultats obtenus par EDF.

L'étude Dampierre n'est pas venue modifier l'évaluation des provisions effectuée sur la base du coût de référence. Aussi, jusqu'en 2013, les provisions étaient constituées pour l'ensemble des 58 tranches sur la base d'un montant provisionnel équivalent à 309 euros₂₀₁₃ par kilowatt installé.

En 2014, l'étude Dampierre a fait l'objet d'un réexamen par l'entreprise pour s'assurer qu'il n'y avait pas d'évolutions ou de retours d'expérience récents, tant au niveau international qu'en interne, remettant en cause les chiffres précédents. Ceci a permis de conforter l'évaluation des provisions pour déconstruction des centrales en exploitation sur la base des coûts issus de l'étude Dampierre et ainsi de prendre en compte les meilleures estimations de l'entreprise et les retours d'expérience en France et à l'international. Ce changement d'estimation n'avait pas eu d'impact significatif sur le niveau des provisions au 31 décembre 2014.

Le 15 janvier 2016, la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGECL) a rendu publique la synthèse du rapport d'audit qu'elle a commandité sur les coûts du démantèlement du parc nucléaire d'EDF en exploitation. L'audit, conduit par des cabinets spécialisés, s'est étendu sur environ un an entre 2014 et 2015. L'Administration indique que, bien que l'estimation du coût

du démantèlement de réacteurs nucléaires reste un exercice délicat, compte tenu du retour d'expérience relativement limité, des perspectives d'évolution des techniques et de l'éloignement des dépenses dans le temps, l'audit conforte globalement l'estimation faite par EDF du coût du démantèlement de son parc nucléaire en exploitation.

L'Administration a également formulé à EDF un certain nombre de recommandations suite à cet audit. EDF les prendra en compte pour la suite de ses études et estimations dans la mesure où elles sont de nature à conforter la maîtrise des coûts futurs de déconstruction du parc REP.

Pour les centrales nucléaires définitivement arrêtées

Contrairement au parc REP en exploitation, les réacteurs de première génération à l'arrêt sont de technologies différentes : REP à Chooz A, Uranium Naturel - Graphite - Gaz (UNGG) à Bugey, Saint-Laurent et Chinon, eau lourde à Brennilis, et réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium à Creys-Malville. En conséquence l'estimation des charges de déconstruction est réalisée site par site.

Les coûts de déconstruction sont évalués à partir de devis qui font en principe l'objet d'une révision complète tous les 3 ans. Les devis établis en 2008 avaient ainsi été revus en 2012 pour prendre en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires, et les dernières données chiffrées disponibles.

Dans la perspective de la révision complète des devis prévue en 2015, des premiers travaux effectués en 2014 ont conduit à réestimer au 31 décembre 2014 la provision de 388 millions d'euros pour tenir compte des retards dans l'avancement physique des chantiers et des réévaluations des coûts sur certains contrats.

En 2015, la stratégie industrielle de démantèlement des centrales UNGG a été totalement revue. La stratégie précédemment retenue reposait sur un scénario de démantèlement des caissons (bâtiments réacteurs UNGG) « sous eau », pour quatre d'entre eux, avec stockage direct du graphite dans un centre en cours d'étude par l'ANDRA (cf. plus haut). Un ensemble de faits techniques nouveaux ont conduit à réinterroger ce scénario (nouvelles données techniques mettant en évidence les difficultés industrielles d'un démantèlement sous eau dans ce cas particulier, moindre visibilité sur la disponibilité d'un stockage graphite, etc.). Ces éléments nouveaux ont également fait apparaître que la solution alternative d'un démantèlement « sous air » des caissons était de nature à permettre une plus grande maîtrise industrielle des opérations et se présentait plus favorablement au regard des enjeux de sécurité, de radioprotection et d'environnement. Un scénario de démantèlement de l'ensemble des six caissons « sous air » a donc été

retenu comme nouvelle référence par l'entreprise. Il fait actuellement l'objet d'échanges avec l'ASN et devra faire l'objet de nouveaux décrets. Dans les deux scénarios, les études de mise à jour des devis ont conduit à constater une augmentation significative des coûts prévisionnels de déconstruction des caissons. Le scénario retenu intègre la consolidation du retour d'expérience après le démantèlement d'un premier caisson, avant d'engager celui des cinq autres. Il conduit au final à une phase de déconstruction plus longue que précédemment envisagée, conduisant à un renchérissement du devis du fait des coûts d'exploitation induits.

La mise à jour du scénario industriel de démantèlement des centrales de première génération, en particulier celui relatif aux UNGG, a ainsi conduit à augmenter la provision de 590 millions d'euros au 31 décembre 2015.

29.1.4 Provisions pour derniers cœurs

Cette provision couvre les charges qui résulteront de la mise au rebut du combustible partiellement consommé à l'arrêt définitif du réacteur. Son évaluation est fondée sur :

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants. Ces coûts sont valorisés selon des modalités similaires à celles utilisées pour les provisions relatives à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces coûts sont inéluctables et font partie des coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement de la tranche de production nucléaire. En conséquence, les coûts sont intégralement provisionnés dès la date de mise en service et un actif est constitué en contrepartie de la provision.

29.1.5 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire et analyses de sensibilité

29.1.5.1 Taux d'actualisation

Calcul du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base de séries longues d'emprunts obligataires de durée aussi proche que possible de la durée du passif.

Une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces provisions sera toutefois décaissée sur des horizons de temps qui excèdent largement la durée des instruments couramment traités sur les marchés financiers.

Il est pris pour référence la moyenne glissante sur 10 ans du rendement de l'OAT 2055, dont la durée est proche de celle des engagements, à laquelle est ajouté le *spread* des obligations d'entreprises de notation A à AA, dont EDF fait partie.

L'hypothèse d'inflation retenue est déterminée en cohérence avec les prévisions données par le consensus et l'inflation anticipée calculée à partir du rendement des obligations indexées sur l'inflation.

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 4,5 % au 31 décembre 2015, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,6 % (respectivement 4,6 % et 1,7 % au 31 décembre 2014).

Révision du taux d'actualisation et plafond réglementaire

La méthodologie retenue pour la détermination du taux d'actualisation, notamment la référence à des moyennes glissantes de taux sur 10 ans, permet de privilégier la prise en compte des tendances longues sur les évolutions des taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements. La révision du taux d'actualisation est ainsi fonction des évolutions structurelles de l'économie conduisant à des changements durables à moyen et long termes.

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. L'arrêté du 24 mars 2015 a modifié le dispositif réglementaire instauré initialement par le décret du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007. Le taux d'actualisation doit être dorénavant inférieur :

- à un plafond réglementaire « égal à la moyenne arithmétique sur les 120 derniers mois du taux de l'échéance constante à trente ans (TEC 30 ans), constatée au jour de la clôture de l'exercice considéré, majorée d'un point » ;
- au taux de rendement anticipé des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé à partir de la référence TEC 30 s'établit à 4,6 % au 31 décembre 2015.

29.1.5.2 Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux 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.

	31/12/2015		31/12/2014	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
(en millions d'euros)				
Gestion du combustible usé	16 470	10 391	16 463	10 105
Gestion à long terme des déchets radioactifs ⁽¹⁾	28 890	8 254	26 159	7 676
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	45 360	18 645	42 622	17 781
Déconstruction des centrales nucléaires ⁽²⁾	26 070	14 930	22 608	13 866
Derniers cœurs	4 123	2 555	4 050	2 413
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	30 193	17 485	26 658	16 279

(1) L'augmentation significative, entre 2014 et 2015, du coût aux conditions économiques de fin d'année de gestion à long terme des déchets radioactifs est due aux conséquences de l'arrêté du 15 janvier 2016 (voir note 29.1.2).

(2) L'augmentation significative, entre 2014 et 2015, du coût aux conditions économiques de fin d'année de démantèlement des centrales nucléaires est liée à la mise à jour du scénario de référence industriel des centrales définitivement arrêtées (voir note 29.1.3). Ce nouveau scénario conduisant notamment à repousser dans le temps la phase de déconstruction des centrales, l'impact de celui-ci est moins sensible sur l'évaluation de la provision en valeur actualisée.

Cette approche peut être complétée par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

En application de l'article 11 du décret du 23 février 2007, le tableau ci-dessous fournit pour EDF ces différents éléments pour les principales composantes des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs

Pour l'exercice 2015

(en millions d'euros)	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		+0,20 %	-0,20 %	+0,20 %	-0,20 %
Aval du cycle nucléaire :					
■ gestion du combustible usé	10 391	(168)	177	140	(149)
■ gestion à long terme des déchets radioactifs	8 254	(400)	448	337	(376)
Déconstruction et derniers cœurs :					
■ déconstruction des centrales nucléaires	14 930	(496)	522	122	(131)
■ derniers cœurs	2 555	(62)	65	—	—
TOTAL	36 130	(1 126)	1 212	599	(656)

Pour l'exercice 2014

(en millions d'euros)	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		+0,20 %	-0,20 %	+0,20 %	-0,20 %
Aval du cycle nucléaire :					
■ gestion du combustible usé	10 105	(171)	180	141	(149)
■ gestion à long terme des déchets radioactifs	7 676	(381)	425	327	(368)
Déconstruction et derniers cœurs :					
■ déconstruction des centrales nucléaires	13 866	(431)	449	52	(54)
■ derniers cœurs	2 413	(64)	68	—	—
TOTAL	34 060	(1 047)	1 122	520	(571)

29.2 PROVISIONS NUCLÉAIRES
D'EDF ENERGY

Les conditions particulières de financement des obligations nucléaires de long terme relatives à EDF Energy se traduisent dans les comptes du groupe EDF de la manière suivante :

- les obligations sont présentées au passif sous forme de provisions et s'élèvent à 10 474 millions d'euros au 31 décembre 2015 ,

- les créances représentatives des remboursements à recevoir dans le cadre des accords de restructuration de la part du NLF pour les obligations non contractualisées ou celles correspondant au démantèlement, et du gouvernement britannique pour les obligations contractualisées (ou passifs historiques) sont comptabilisées à l'actif

Ces créances sont actualisées au même taux réel que les obligations qu'elles financent. Elles figurent à l'actif du bilan consolidé en « Actifs financiers » (voir note 36.3) et s'élèvent à 9 061 millions d'euros au 31 décembre 2015 (8 617 millions d'euros au 31 décembre 2014)

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversions	Autres mouvements	31/12/2015
Provisions pour gestion du combustible usé	2 125	36	(384)	68	133	–	1 978
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	1 178	5	–	34	72	–	1 289
Provisions pour aval du cycle nucléaire	3 303	41	(384)	102	205	–	3 267
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	5 436	–	(25)	147	332	–	5 890
Provisions pour derniers cœurs	1 323	–	–	77	82	(165)	1 317
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	6 759	–	(25)	224	414	(165)	7 207
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	10 062	41	(409)	326	619	(165)	10 474

29.2.1 Cadre réglementaire et contractuel

Les avenants conclus suite à l'acquisition de British Energy par le groupe EDF avec le NLF, trust indépendant créé par le gouvernement britannique dans le cadre de la restructuration de British Energy, ont un impact limité sur les engagements contractuels de financement du Secrétariat d'État et du NLF à l'égard de British Energy, tels que résultant des accords conclus par British Energy le 14 janvier 2005 (des « Accords de restructuration ») dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre à partir de 2005 sous l'égide du gouvernement britannique dans le but de stabiliser la situation financière de British Energy. Le 1^{er} juillet 2011, British Energy Generation Limited s'est renommée EDF Energy Nuclear Generation Limited et s'est substitué à British Energy comme bénéficiaire de ces accords et avenants.

Les termes des Accords de restructuration stipulent que :

- le NLF a accepté de financer, dans la limite de ses actifs : (i) des passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé de la centrale Sizewell B) ; et (ii) les coûts éligibles de déconstruction relatifs aux centrales nucléaires existantes du groupe EDF Energy ;
- le Secrétariat d'État a accepté de financer : (i) les passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé de la centrale Sizewell B) et les coûts éligibles de déconstruction des centrales existantes d'EDF Energy, dans la mesure où ils excèdent les actifs du NLF ; et (ii) dans la limite d'un plafond de 2 185 millions de livres sterling (valeur monétaire de décembre 2002, ajustée en conséquence), les passifs historiques connus éligibles pour le combustible usé du groupe EDF Energy (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé des centrales autres que Sizewell B et chargé en réacteur avant le 15 janvier 2005) ;
- EDF Energy est responsable du financement de certains passifs exclus ou non éligibles (ceux définis en tant que passifs d'EDF Energy) et d'autres passifs complémentaires qui pourraient être générés en cas d'échec par EDF Energy à atteindre les standards minimaux de performance conformément à la loi en vigueur. Les obligations d'EDF Energy à l'égard du NLF et du Secrétariat d'État sont garanties par les actifs des filiales d'EDF Energy.

EDF Energy s'est également engagé à verser :

- des contributions annuelles pour déconstruction pour une période limitée à la durée de vie des centrales à la date des Accords de restructuration ; la provision correspondante s'élève à 158 millions d'euros au 31 décembre 2015 ;
- 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé dans le réacteur de Sizewell B après la date de signature des Accords de restructuration.

Par ailleurs, EDF Energy a conclu un accord séparé avec la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA) portant sur la gestion du combustible usé AGR et du déchet radioactif associé provenant après le 15 janvier 2005 de l'exploitation des centrales autres que Sizewell B, et n'encourt aucune responsabilité au titre du combustible et du déchet après son transfert sur le site de retraitement de Sellafield. Les coûts correspondants, soit 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé – plus une remise ou coût supplémentaire en fonction du prix de marché de l'électronité et de l'électricité produite dans l'année – sont comptabilisés en stocks (voir note 1.3.17.1).

29.2.2 Provisions pour aval du cycle nucléaire

Le combustible usé provenant de la centrale de Sizewell B (de type REP – réacteur à eau pressurisée) est entreposé sur le site de la centrale. Le combustible usé provenant des autres centrales est transporté à l'usine de Sellafield pour entreposage et retraitement.

Les provisions pour aval du cycle nucléaire d'EDF Energy sont relatives aux obligations en matière de retraitement, d'entreposage du combustible usé, ainsi que de stockage de longue durée des déchets radioactifs, définies dans les réglementations existant au Royaume-Uni approuvées par la NDA. Leur évaluation est fondée sur des accords contractuels ou, en l'absence, sur les estimations techniques les plus récentes.

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

	31/12/2015		31/12/2014	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
(en millions d'euros)				
Gestion du combustible usé	3 037	1 978	3 192	2 125
Gestion à long terme des déchets radioactifs	8 178	1 289	7 741	1 178
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	11 215	3 267	10 933	3 303

29.2.3 Provisions pour déconstruction

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires résultent des meilleures estimations de la Direction. Elles couvrent le coût complet de la déconstruction et sont évaluées à partir des techniques et méthodes connues

qui devraient être appliquées dans le cadre des réglementations existant à ce jour. Les coûts actuels sont basés sur des plans de base de déconstruction (*Baseline Decommissioning Plans*) réalisés en 2012 et approuvés en 2013 et intègrent une hypothèse de démantèlement permettant *in fine* la réutilisation du site.

	31/12/2015		31/12/2014	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
(en millions d'euros)				
DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES	16 997	5 732	16 088	5 268

Le tableau ci-dessus porte sur les obligations de déconstruction hors montant actualisé des contributions à verser au NLF pour la déconstruction, soit 158 millions d'euros au 31 décembre 2015 (voir note 29.2.1).

29.2.4 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base d'une série moyenne de données concernant les emprunts d'État émis par le gouvernement britannique sur les durées les plus longues disponibles, à laquelle est ajouté le *spread* des obligations d'entreprises britanniques de notation A

à AA, également sur la durée la plus longue disponible. Le taux d'inflation impléte utilisé pour le calcul d'un taux d'actualisation réel est déterminé sur une prévision à long terme de l'indice ajusté des prix de détail établi au Royaume-Uni (RPII).

Le taux d'actualisation réel ainsi déterminé et retenu par EDF Energy au 31 décembre 2015 pour le calcul des passifs nucléaires est de 3,0 % (inchangé par rapport au 31 décembre 2014).

Note 30 Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF	EDF Energy	Edison	Autres	Total
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION HORS INSTALLATIONS NUCLÉAIRES AU 31/12/2015	597	99	688	138	1 522
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires au 31/12/2014	589	88	521	136	1 334

Les provisions pour déconstruction hors installations nucléaires concernent principalement les centrales thermiques et hydrauliques.

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont calculées à partir d'études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs sur la base, d'une part, des coûts constatés

pour les opérations passées et, d'autre part, des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité.

L'évaluation de la provision au 31 décembre 2015 prend en compte les derniers éléments de devis connus et la mise en service de nouveaux actifs de production.

Note 31 Provisions pour avantages du personnel**31.1 GROUPE EDF**

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Provision pour avantages du personnel – part courante	1 033	1 058
Provision pour avantages du personnel – part non courante	21 511	23 060
PROVISION POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	22 544	24 118

31.1.1 Décomposition de la variation du passif net

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
Soldes au 31/12/2014	42 616	(18 498)	24 118
Charge nette de l'exercice 2015	1 569	(538)	1 031
Écarts actuariels	(1 490)	-490	(1 000)
Cotisations versées aux fonds	–	(705)	(705)
Cotisations salariales	4	(4)	–
Prestations versées	(1 631)	662	(969)
Écarts de conversion	507	(489)	18
Mouvements de périmètre	8	–	8
Autres variations	(16)	7	(9)
SOLDES AU 31/12/2015	41 567	(19 075)	22 492
dont :			
Provision pour avantages du personnel			22 544
Actifs financiers non courants			(52)

31.1.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

(en millions d'euros)	2015	2014
Coût des services rendus	(1 032)	(792)
Coût des services passés	511	75
Écarts actuariels – avantages à long terme	22	(243)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(499)	(960)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(1 070)	(1 273)
Produit sur les actifs de couverture	538	594
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(532)	(679)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 031)	(1 639)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	1 490	(7 088)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	(490)	2 477
Écarts actuariels	1 000	(4 611)
Écarts de conversion	(18)	(22)
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	982	(4 633)

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

Le coût des services passés intègre en 2015 :

- un produit de 287 millions d'euros, suite à la signature entre EDF et Engie, le 30 juin 2015, d'un accord relatif au mécanisme de compensation lié aux avantages en nature énergie. Cet accord a entraîné un changement contractuel du nombre de bénéficiaires à la charge du Groupe ;
- un produit comptabilisé par EDF Energy pour 154 millions d'euros suite à une modification de régime. EDF Energy a introduit, dans ses plans de retraite à prestations définies, un plafonnement du salaire sur lequel sont calculés les droits à retraite (salaire de référence) ;
- une diminution des engagements du Groupe pour 67 millions d'euros, liée à un plafonnement du capital décès pour les inactifs. La loi de financement de la Sécurité sociale pour 2015 (n° 2014-1544) du 22 décembre 2014 et le décret n° 2015-209 du 24 février 2015 ont introduit une forfaitisation du capital décès au régime général. Cette disposition a été étendue à la branche des IEG par le décret n° 2015-1536 du 25 novembre 2015.

31.1.3 Segmentation géographique du passif net

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Total
Engagements au 31/12/2014	33 792	8 253	53	130	388	42 616
Charge nette de l'exercice 2015	1 088	458	5	4	14	1 569
Écarts actuariels	(1 134)	(332)	(3)	(7)	(14)	(1 490)
Cotisations salariales	—	4	—	—	—	4
Prestations versées	(1 323)	(276)	(3)	(11)	(18)	(1 631)
Écarts de conversion	—	507	—	—	—	507
Mouvements de périmètre	—	—	—	—	8	8
Autres variations	—	—	(8)	—	(8)	(16)
ENGAGEMENTS AU 31/12/2015	32 423	8 614	44	116	370	41 567
Juste valeur des actifs de couverture	(10 484)	(8 505)	—	(62)	(24)	(19 075)
PASSIF NET AU 31/12/2015 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL	21 939	109	44	54	346	22 492
dont :						
Provision pour avantages du personnel	21 939	161	44	54	346	22 544
Actifs financiers non courants	—	(52)	—	—	—	(52)

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Total
Engagements au 31/12/2014	33 792	8 253	53	130	388	42 616
Juste valeur des actifs de couverture	(10 421)	(7 990)	—	(56)	(31)	(18 498)
PROVISION AU 31/12/2014 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL	23 371	263	53	74	357	24 118

31.2 FRANCE

Le secteur France regroupe principalement EDF et ERDF, pour lesquelles la quasi-totalité du personnel bénéficie du statut des IEG, incluant le régime spécial de retraite et le bénéfice d'autres avantages statutaires.

La description de ces différents avantages est fournie dans la note 1.3.22.

31.2.1 Décomposition de la variation de la provision

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
Soldes au 31/12/2014	33 792	(10 421)	23 371
Charge nette de l'exercice 2015	1 088	(229)	859
Écarts actuariels	(1 134)	158	(976)
Cotisations versées aux fonds	—	(376)	(376)
Prestations versées	(1 323)	384	(939)
SOLDES AU 31/12/2015	32 423	(10 484)	21 939

31.2.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

(en millions d'euros)	2015	2014
Coût des services rendus	(726)	(546)
Coût des services passés ⁽¹⁾	355	55
Écarts actuariels – avantages à long terme	21	(244)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(350)	(735)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(738)	(943)
Produit sur les actifs de couverture	229	296
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(509)	(647)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(859)	(1 382)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	1 134	(6 304)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	(158)	1 671
Écarts actuariels	976	(4 633)
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	976	(4 633)

(1) Dont 287 millions d'euros au titre de l'accord EDF / Engie du 30 juin 2015 et 67 millions d'euros au titre de la totalisation du capital décès (voir note 31.1.2).

Les écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2015	2014
Variation liée aux écarts d'expérience	358	244
Variation liée aux écarts d'hypothèses démographiques	35	—
Variation liée aux écarts d'hypothèses financières ⁽¹⁾	762	(6 792)
ÉCARTS ACTUARIELS SUR ENGAGEMENTS	1 155	(6 548)
dont :		
Écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi	1 134	(6 304)
Écarts actuariels sur avantages à long terme	21	(244)

(1) Les hypothèses financières correspondent notamment au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

Les écarts actuariels sur engagements générés sur l'exercice 2015 s'élèvent à 1 155 millions d'euros et sont principalement liés :

- à l'effet des révisions d'hypothèses financières (notamment à la variation des hypothèses de taux d'actualisation et d'inflation) ;
- à la signature de l'accord AGIRC-ARRCO du 30 octobre 2015 qui se traduit pour le Groupe par une hausse de ses engagements sociaux de 1 milliard d'euros au 31 décembre 2015 (voir note 4.6)

En 2014, les écarts actuariels sur engagements s'élèvent à (6 548) millions d'euros et sont principalement liés à l'effet des révisions d'hypothèses financières (notamment à la baisse des hypothèses de taux d'actualisation et aux changements d'hypothèses d'évaluation des avantages en nature énergie).

31.2.3 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

Au 31 décembre 2015

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2015	31 037	(10 484)	20 553
dont :			
Retraites	22 926	(9 740)	13 186
Avantage en nature énergie	6 078	–	6 078
Indemnités de fin de carrière	880	(729)	151
Autres	1 153	(15)	1 138
Provisions pour avantages à long terme au 31/12/2015	1 386	–	1 386
dont :			
Rentes ATMP et invalidité	1 191	–	1 191
Médailles du travail	165	–	165
Autres	30	–	30
PROVISION POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2015	32 423	(10 484)	21 939

Au 31 décembre 2014

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2014	32 310	(10 421)	21 889
dont :			
Retraites	23 504	(9 683)	13 821
Avantage en nature énergie	6 752	–	6 752
Indemnités de fin de carrière	916	(724)	192
Autres	1 138	(14)	1 124
Provisions pour avantages à long terme au 31/12/2014	1 482	–	1 482
dont :			
Rentes ATMP et invalidité	1 278	–	1 278
Médailles du travail	170	–	170
Autres	34	–	34
PROVISION POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2014	33 792	(10 421)	23 371

31.2.4 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Participants en activité	19 313	20 452
Retraités	13 110	13 340
TOTAL ENGAGEMENTS	32 423	33 792

31.2.5 Actifs de couverture

Pour le secteur France, les actifs de couverture s'élèvent à 10 484 millions d'euros au 31 décembre 2015 (10 421 millions d'euros au 31 décembre 2014) et sont affectés à la couverture des indemnités de fin de carrière (avec un objectif de couverture à 100 %) et aux droits spécifiques du régime spécial de retraite.

Les actifs de couverture se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
ACTIFS DE COUVERTURE	10 484	10 421
<i>Actifs pour régime spécial de retraite</i>	<i>9 740</i>	<i>9 683</i>
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	30 %	29 %
Instruments de créances cotés (obligations)	70 %	71 %
<i>Actifs pour indemnités de fin de carrière</i>	<i>729</i>	<i>724</i>
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	31 %	31 %
Instruments de créances cotés (obligations)	69 %	69 %
<i>Autres actifs de couverture</i>	<i>15</i>	<i>14</i>

Au 31 décembre 2015, les actions détenues au sein des actifs de couvertures se répartissent de la manière suivante :

- environ 50 % du total en actions de sociétés nord américaines ,
- environ 25 % du total en actions de sociétés européennes ,
- environ 25 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents

Cette répartition est stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2014

Ils sont constitués de contrats d'assurance ayant le profil de risque suivant :

- 70 % dans une poche d'adossement visant à répliquer les variations des engagements provoquées par une variation des taux, composée d'obligations ;
- 30 % dans une poche d'actifs de croissance, composée d'actions internationales.

Au 31 décembre 2015, les obligations détenues au sein des actifs de couvertures se répartissent de la manière suivante :

- environ 85 % du total en obligations notées AAA et AA ,
- environ 15 % du total en obligations notées A, BBB et autres

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 80 % du total d'obligations souveraines émises par des États de la zone euro, le solde étant principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

Cette répartition est stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2014

31.2.6 Flux de trésorerie futurs

Les flux de trésorerie relatifs aux prestations à venir sont les suivants :

(en millions d'euros)	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
A moins d'un an	1 483	1 468
De un à cinq ans	5 964	5 539
De cinq à dix ans	6 329	5 252
À plus de dix ans	43 145	20 164
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	56 921	32 423

Au 31 décembre 2015, la durée moyenne des engagements pour avantages du personnel en France s'établit à 17,8 ans.

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

31.2.7 Hypothèses actuarielles

(en %)	31/12/2015	31/12/2014
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs	2,40 %	2,20 %
Taux d'inflation	1,60 %	1,70 %
Taux d'augmentation des salaires ⁽¹⁾	1,70 %	1,70 %

(1) Hors inflation

En France, le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie en fonction de leur durée, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements.

L'évolution des paramètres économiques et de marchés utilisés a conduit le Groupe à fixer le taux d'actualisation à 2,40 % au 31 décembre 2015.

Le taux d'inflation utilisé pour le calcul des provisions pour avantages du personnel résulte de l'utilisation d'une courbe d'inflation par maturité, déterminée en interne et servant de référence dans le Groupe pour les pays de la zone euro. Le taux d'inflation ainsi déterminé au 31 décembre 2015 correspond à un taux moyen de 1,60 %.

31.2.8 Analyses de sensibilité

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes

(en %)	31/12/2015
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	-4,3 % / +4,7 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	+3,0 % / -3,0 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	+4,7 % / -4,4 %

31.3 ROYAUME-UNI

Le secteur Royaume-Uni comprend principalement EDF Energy, dont les principaux avantages du personnel sont décrits en note 1.3.22.

31.3.1 Décomposition de la variation du passif net

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
Soldes au 31/12/2014	8 253	(7 990)	263
Charge nette de l'exercice 2015	458	(307)	151
Écarts actuariels	(332)	336	4
Cotisations versées aux fonds	—	(326)	(326)
Cotisations salariales	4	(4)	—
Prestations versées	(276)	276	—
Écarts de conversion	507	(490)	17
SOLDES AU 31/12/2015	8 614	(8 505)	109
dont :			
Provision pour avantages du personnel			161
Actifs financiers non courants			(52)

31.3.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

(en millions d'euros)	2015	2014
Coût des services rendus	(290)	(227)
Coût des services passés ⁽¹⁾	154	(6)
Écarts actuariels – avantages à long terme	–	–
Charges nettes en résultat d'exploitation	(136)	(233)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(322)	(316)
Produit sur les actifs de couverture	307	294
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(15)	(22)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(151)	(255)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	332	(716)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	(336)	808
Écarts actuariels	(4)	92
Écarts de conversion	(17)	(23)
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	(21)	69

(1) Dont 154 millions d'euros au titre du plafonnement du salaire de référence pour EDF Energy (voir note 31.1.2).

31.3.3 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Participants en activité	5 443	5 013
Retraités	3 171	3 240
TOTAL ENGAGEMENTS	8 614	8 253

31.3.4 Actifs de couverture

Au Royaume-Uni, les engagements de retraite sont couverts en partie par des fonds externalisés, dont la valeur actuelle s'élève à 8 505 millions d'euros au 31 décembre 2015 (7 990 millions d'euros au 31 décembre 2014).

La stratégie d'investissement mise en œuvre dans ces fonds est une stratégie d'adossement du passif – *Liability Driven Investments*. La répartition entre actifs de croissance et actifs d'adossement est revue périodiquement par les *trustees* et *a minima* après chaque valorisation actuarielle, afin de s'assurer que la stratégie d'investissement globale des plans reste cohérente pour atteindre les objectifs de niveau de couverture requis.

Les actifs de ces fonds de placement se décomposent de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Actifs pour plan de retraite BEGG	6 853	6 560
Actifs pour plan de retraite EEGSG	982	892
Actifs pour plan de retraite EEPS	670	538
ACTIFS DE COUVERTURE	8 505	7 990
dont en % :		
Instrument de capitaux propres cotés (actions)	34 %	35 %
Instrument de créances cotés (obligations)	42 %	47 %
Biens immobiliers	7 %	6 %
Trésorerie et équivalent de trésorerie	2 %	1 %
Autres	15 %	11 %

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

Au 31 décembre 2015, les actions détenues au sein des actifs de couvertures se répartissent de la manière suivante :

- environ 30 % du total en actions de sociétés nord américaines ;
- environ 40 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 30 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents

Cette répartition est stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2014

Au 31 décembre 2015, les obligations détenues au sein des actifs de couvertures se répartissent de la manière suivante :

- environ 55 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 45 % du total en obligations notées A, BBB et autres

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 55 % du total d'obligations souveraines émises principalement par le Royaume-Uni. Le solde est principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

31.3.5 Flux de trésorerie futurs

Les flux de trésorerie relatifs aux prestations à venir sont les suivants :

(en millions d'euros)	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	304	298
De un à cinq ans	1 478	1 314
De cinq à dix ans	2 598	1 947
À plus de dix ans	13 968	5 055
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	18 348	8 614

Par ailleurs, la contribution aux plans est estimée à environ 300 millions d'euros pour l'exercice 2016.

La durée moyenne pondérée des plans du Royaume-Uni est de 19,4 ans au 31 décembre 2015.

31.3.6 Hypothèses actuarielles

(en %)	31/12/2015	31/12/2014
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs	3,85 %	3,60 %
Taux d'inflation	3,10 %	3,10 %
Taux d'augmentation des salaires	3,10 %	3,10 %

Au Royaume-Uni, le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie en fonction de leur durée, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements.

31.3.7 Analyses de sensibilité

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

(en %)	31/12/2015
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	-4,6 % / +4,8 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	+0,6 % / -0,7 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	+4,4 % / -4,4 %

Note 32 Autres provisions

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2015
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
Provisions pour risques liés aux participations	360	99	(44)	–	–	16	431
Provisions pour risques fiscaux	584	142	(179)	(58)	–	(5)	484
Provisions pour litiges	533	103	(44)	(42)	1	–	551
Provisions pour contrats onéreux	159	157	(29)	(4)	1	–	284
Provisions liées aux dispositifs environnementaux ⁽¹⁾	952	910	(987)	(1)	–	43	917
Autres provisions	1 490	599	(318)	(61)	37	38	1 785
TOTAL	4 078	2 010	(1 601)	(166)	39	92	4 452

(1) Les provisions liées aux dispositifs environnementaux incluent les provisions pour droits d'émission de gaz à effet de serre et pour certificats d'énergie renouvelable (voir note 49).

Note 33 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France

Les passifs spécifiques des concessions sur biens existants et sur biens à renouveler se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Contre-valeur des biens	45 346	44 183
Financement concessionnaire non amorti	(22 287)	(21 599)
Droits sur biens existants – valeurs nettes	23 059	22 584
Amortissement du financement du concédant	12 047	11 586
Provisions pour renouvellement	9 976	10 176
Droits sur biens à renouveler	22 023	21 762
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	45 082	44 346

Note 34 Fournisseurs et comptes rattachés

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	10 428	11 151
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	2 856	3 713
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	13 284	14 864

Le Groupe dispose d'un programme d'affacturage inversé offrant aux fournisseurs la possibilité (à leur main) de transférer leurs créances détenues sur EDF à une société d'affacturage.

Pour le Groupe, ce programme n'implique aucune modification de la substance et des caractéristiques des créances que les fournisseurs ont sur EDF, et notamment n'entraîne aucune modification des séquences des flux de trésorerie opérationnels. Les dettes relatives sont en conséquence comptabilisées en « Dettes fournisseurs » dans les comptes du Groupe.

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

Note 35 Autres créditeurs

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Avances et acomptes reçus	7 618	7 283
Fournisseurs d'immobilisations	3 331	3 647
Dettes fiscales	6 316	5 910
Dettes sociales	3 795	3 574
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 586	3 762
Autres produits constatés d'avance	735	763
Autres dettes	3 367	3 069
AUTRES CRÉDITEURS	28 748	28 008
dont part non courante	5 126	4 956
dont part courante	23 622	23 052

35.1 AVANCES ET ACOMPTES REÇUS

Au 31 décembre 2015, les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients mensualisés particuliers et professionnels d'EDF pour 6 682 millions d'euros (6 340 millions d'euros au 31 décembre 2014). L'augmentation observée sur l'année s'explique principalement par les clients ayant opté pour la mensualisation de leur facture.

35.2 DETTES FISCALES

Au 31 décembre 2015, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 1 258 millions d'euros au titre de la CSPE d'EDF à collecter sur l'énergie livrée non facturée (1 122 millions d'euros au 31 décembre 2014).

35.3 PRODUITS CONSTATÉS D'AVANCE SUR CONTRATS LONG TERME

Au 31 décembre 2015, les produits constatés d'avance sur contrats long terme comprennent les avances partenaires versées à EDF dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 1 874 millions d'euros (1 989 millions d'euros au 31 décembre 2014).

Les produits constatés d'avance sur contrats long terme intègrent également l'avance versée en 2010 au groupe EDF dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltum. Cette avance est reprise au compte de résultat sur la durée du contrat.

ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS

Note 36 Actifs financiers courants et non courants

36.1 RÉPARTITION ENTRE LES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

La répartition entre les actifs financiers courants et non courants se présente comme suit.

(en millions d'euros)	31/12/2015			31/12/2014		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	4 973	—	4 973	4 194	—	4 194
Actifs financiers disponibles à la vente	18 374	15 959	34 333	13 474	15 953	29 427
Juste valeur positive des dérivés de couverture	1 716	4 322	6 038	1 519	3 349	4 868
Prêts et créances financières	1 956	14 957	16 913	1 565	14 183	15 748
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS⁽¹⁾	27 019	35 238	62 257	20 752	33 485	54 237

(1) Dont dépréciation pour (558) millions d'euros au 31 décembre 2015 (573) millions d'euros au 31 décembre 2014)

36.2 DÉTAIL DES ACTIFS FINANCIERS

36.2.1 Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Juste valeur positive des dérivés de transaction	4 973	4 194
Juste valeur des actifs financiers détenus à des fins de transaction	—	—
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR AVEC VARIATION DE JUSTE VALEUR EN RÉSULTAT	4 973	4 194

Les actifs financiers à la juste valeur par résultat concernent principalement EDF Trading.

36.2.2 Actifs financiers disponibles à la vente

(en millions d'euros)	31/12/2015			31/12/2014		
	Actions ⁽¹⁾	Titres de dettes	Total	Actions ⁽¹⁾	Titres de dettes	Total
Actifs dédiés d'EDF	8 227	6 976	15 203	8 301	7 064	15 365
Actifs liquides	3 942	14 199	18 141	1 774	11 216	12 990
Autres titres	941	48	989	987	85	1 072
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE	13 110	21 223	34 333	11 062	18 365	29 427

(1) Actions ou OPCVM

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

Les variations de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit

(en millions d'euros)	2015		2014	
	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾
Actifs dédiés d'EDF	530	1 118	1 439	976
Actifs liquides	(108)	44	223	68
Autres titres	(40)	(77)	(83)	-
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE ⁽³⁾	382	1 085	1 579	1 044

(1) «+/-» : augmentation/diminution des capitaux propres – part du Groupe

(2) «+/-» : augmentation/diminution du résultat – part du Groupe

(3) Hors entreprises associées et coentreprises

Les variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres part du Groupe sur les exercices 2015 et 2014 concernent principalement EDF. Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2015.

36.2.2.1 Actifs dédiés

Les placements diversifiés obligataires et les actions portés par les actifs dédiés d'EDF sont comptabilisés en « Actifs financiers disponibles à la vente » : La politique générale de gestion des actifs dédiés est présentée en note 47.

36.2.2.2 Actifs liquides

Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

Au sein de ce poste, les OPCVM monétaires d'EDF représentent 3 490 millions d'euros au 31 décembre 2015 (1 595 millions d'euros au 31 décembre 2014).

36.3 PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES

Les prêts et créances financières sont comptabilisés au coût amorti.

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Prêts et créances financières – actifs à recevoir du NLF	9 061	8 617
Prêts et créances financières – CSPE	5 875	5 144
Autres prêts et créances financières	1 977	1 987
PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES	16 913	15 748

Les prêts et créances financières intègrent notamment :

- les montants représentatifs des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 9 061 millions d'euros au 31 décembre 2015 (8 617 millions d'euros au 31 décembre 2014), qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent ;
- la créance constituée du déficit de la CSPE d'EDF au 31 décembre 2012 et des coûts de portage associés, complétée du déficit de compensation au titre de 2013 à 2015 (soit 644 millions d'euros) conformément au courrier des Ministres reçu le 26 janvier 2016 (voir note 4.3) ;
- le prêt d'EDF à RTE pour un montant de 670 millions d'euros au 31 décembre 2015 (inchangé par rapport au 31 décembre 2014).

36.4 VARIATION DES ACTIFS FINANCIERS HORS DÉRIVÉS

La variation des actifs financiers s'analyse comme suit :

36.4.1 Au 31 décembre 2015

(en millions d'euros)	31/12/2014	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2015
Actifs financiers disponibles à la vente	29 427	4 436	475	—	(4)	8	(9)	34 333
Prêts et créances financières	15 748	(364)	—	252	64	563	650	16 913

Les autres mouvements relatifs aux prêts et créances financières incluent à hauteur de 644 millions d'euros l'effet du reclassement de la créance CSPE (voir note 36.3).

36.4.2 Au 31 décembre 2014

(en millions d'euros)	31/12/2013	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2014
Actifs financiers disponibles à la vente	27 934	(151)	1 599	—	(1)	(2)	48	29 427
Prêts et créances financières	14 815	(270)	—	384	201	577	41	15 748

Note 37 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se composent des disponibilités bancaires et des placements dans des instruments du marché monétaire et des fonds en caisse. La trésorerie et les équivalents de trésorerie figurant dans le tableau des flux de trésorerie comprennent les montants suivants inscrits dans le bilan :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Disponibilités	3 263	3 037
Équivalents de trésorerie ⁽¹⁾	904	1 649
Comptes courants financiers	15	15
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	4 182	4 701

(1) Dont part à la juste valeur pour 896 millions d'euros au 31 décembre 2015 (1 635 millions d'euros au 31 décembre 2014).

Note 38 Passifs financiers courants et non courants**38.1 RÉPARTITION COURANT/NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS**

Les passifs financiers se répartissent entre courant et non courant de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2015			31/12/2014		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	52 684	11 499	64 183	46 537	9 115	55 652
Juste valeur négative des dérivés de transaction	–	4 001	4 001	–	2 855	2 855
Juste valeur négative des dérivés de couverture	1 475	1 973	3 448	737	2 214	2 951
PASSIFS FINANCIERS	54 159	17 473	71 632	47 274	14 184	61 458

38.2 EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES**38.2.1 Variations des emprunts et dettes financières**

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location-financement	Intérêts courus	Total
Soldes au 31/12/2014	43 584	3 768	6 561	491	1 248	55 652
Augmentations	5 460	206	3 767	–	100	9 533
Diminutions	(1 982)	(527)	(428)	(43)	(67)	(3 047)
Écarts de conversion	750	76	88	–	1	915
Mouvements de périmètre	–	61	(71)	5	1	(4)
Variations de juste valeur	722	–	419	3	–	1 144
Autres mouvements	4	2	(22)	(11)	17	(10)
SOLDES AU 31/12/2015	48 538	3 586	10 314	445	1 300	64 183

Les emprunts et dettes financières des principales entités du Groupe sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
EDF et autres filiales liées ⁽¹⁾	52 351	42 526
EDF Energy ⁽²⁾	4 983	4 898
EDF Énergies Nouvelles	4 396	4 060
Edison ⁽³⁾	1 568	2 349
Autres entités	885	1 819
TOTAL EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	64 183	55 652

(1) ERD6, EDF PEL, EDF International, EDF Holding SAS, C3 et EDF Investissements Groupe

(2) Y compris les holdings

(3) Edison hors TdE SpA

Au 31 décembre 2015, aucune de ces entités n'a fait l'objet d'un cas de défaut au titre de l'un de ses emprunts.

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

6

Au 31 décembre 2015, les principaux emprunts du Groupe sont les suivants :

Type d'emprunt (en millions de devises)	Entité	Date d'émission ⁽¹⁾	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Euro MTN	EDF	10/2001	10/2016	1 100	EUR	5,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2017	1 000	USD	1,15 %
Euro MTN	EDF	02/2008	02/2018	1 500	EUR	5,00 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2019	2 000	USD	6,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2019	1 250	USD	2,15 %
Obligataire	EDF	01/2010	01/2020	1 400	USD	4,60 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2020	1 500	USD	2,35 %
Euro MTN	EDF	05/2008	05/2020	1 200	EUR	5,38 %
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,25 %
Euro MTN (<i>green bond</i>)	EDF	11/2013	04/2021	1 400	EUR	2,25 %
Euro MTN	EDF	01/2012	01/2022	2 000	EUR	3,88 %
Euro MTN	EDF	09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,75 %
Euro MTN	EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
Obligataire (<i>green bond</i>)	EDF	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63 %
Euro MTN	EDF	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13 %
Euro MTN	EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	EDF	07/2001	07/2031	650	GBP	5,88 %
Euro MTN	EDF	02/2003	02/2033	850	EUR	5,63 %
Euro MTN	EDF	06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,13 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2039	1 750	USD	6,95 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2040	750	EUR	4,50 %
Euro MTN	EDF	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2044	1 000	USD	4,88 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 500	USD	4,75 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 150	USD	4,95 %
Euro MTN	EDF	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,13 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

(1) Date de réception des fonds.

EDF a lancé le 8 octobre 2015 une émission obligataire « senior » en plusieurs tranches en dollars américains et le 25 septembre 2015, l'émission d'une obligation senior « Formosa » conclue sur le marché taiwanais (voir note 3.4).

Au 31 décembre 2015, le plafond total du programme EMTN d'EDF, permettant d'émettre des emprunts au titre de ce programme, s'élève à 45 milliards d'euros.

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

38.2.2 Échéancier des emprunts et dettes financières

Au 31 décembre 2015

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location-financement	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	1 455	1 546	7 329	53	1 116	11 499
Entre un et cinq ans	11 577	679	1 904	180	42	14 382
À plus de cinq ans	35 506	1 361	1 081	212	142	38 302
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2015	48 538	3 586	10 314	445	1 300	64 183

Au 31 décembre 2014

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location-financement	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	2 006	1 095	4 862	46	1 106	9 115
Entre un et cinq ans	8 624	1 345	1 295	185	25	11 474
À plus de cinq ans	32 954	1 328	404	260	117	35 063
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2014	43 584	3 768	6 561	491	1 248	55 652

38.2.3 Ventilation des emprunts et dettes financières par devise

(en millions d'euros)	31/12/2015			31/12/2014		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture ⁽¹⁾	Structure de la dette après couverture	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture ⁽¹⁾	Structure de la dette après couverture
Emprunts libellés en euro (EUR)	31 731	16 731	48 462	30 110	7 647	37 757
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	19 137	(17 250)	1 887	12 948	(10 073)	2 875
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	11 677	382	12 059	11 095	1 939	13 034
Emprunts libellés dans d'autres devises	1 638	137	1 775	1 499	487	1 986
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	64 183	-	64 183	55 652	-	55 652

(1) Couverture de dette et de situations nettes des filiales étrangères

38.2.4 Ventilation des emprunts et dettes financières par taux

(en millions d'euros)	31/12/2015			31/12/2014		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette
Emprunts à taux fixe	56 840	(22 261)	34 579	48 795	(15 377)	33 418
Emprunts à taux variable	7 343	22 261	29 604	6 857	15 377	22 234
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	64 183	-	64 183	55 652	-	55 652

La répartition des emprunts par nature de taux intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture selon la norme IAS 39.

Une part importante des emprunts à taux fixe du groupe EDF est variabilisée au moyen de swaps de taux.

38.2.5 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 11 380 millions d'euros au 31 décembre 2015 (10 756 millions d'euros au 31 décembre 2014).

(en millions d'euros)	31/12/2015				31/12/2014
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES	11 380	837	10 543	-	10 756

38.2.6 Clauses de remboursement anticipé des emprunts

Les emprunts souscrits par EDF Énergies Nouvelles auprès de tiers externes dans le cadre de financement de projets prévoient généralement des clauses d'exigibilité anticipée notamment en cas de non-respect d'un niveau minimum de couverture du service de la dette de la société de projet au

regard de ses revenus, mesuré par un ratio dit « DSCR » (*Debt Service Coverage Ratio*). La clause d'exigibilité anticipée se déclenche en général lorsque le ratio devient inférieur à 1.

Aucun remboursement anticipé n'est intervenu en 2015 du fait du non-respect par une entité du Groupe de clauses contractuelles liées aux emprunts.

38.3 ENDETTEMENT FINANCIER NET

L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans le bilan consolidé du Groupe. Il correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

L'endettement financier net prend en compte le prêt du Groupe à RTE, entité consolidée par mise en équivalence depuis le 31 décembre 2010.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2015	31/12/2014
Emprunts et dettes financières	38.2.1	64 183	55 652
Dérivés de couvertures des dettes	41	(3 795)	(3 083)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	(4 182)	(4 701)
Actifs financiers disponibles à la vente – actifs liquides	36.2.2	(18 141)	(12 990)
Prêt à RTE	36.3	(670)	(670)
ENDETTEMENT FINANCIER NET		37 395	34 208

Note 39 Autres informations sur les actifs et passifs financiers**39.1 JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS**

La répartition par niveau des actifs et passifs financiers au bilan est la suivante :

39.1.1 Au 31 décembre 2015

(en millions d'euros)	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat ⁽¹⁾	4 973	4 973	427	4 439	107
Actifs financiers disponibles à la vente	34 333	34 333	1 676	32 032	625
Juste valeur positive des dérivés de couverture	6 038	6 038	31	6 007	—
Équivalents de trésorerie – part à la juste valeur	896	896	113	783	—
Instruments financiers actifs à la juste valeur au bilan	46 240	46 240	2 247	43 261	732
Prêts et créances financières – actifs à recevoir du NLF	9 061	9 061	—	9 061	—
Prêts et créances financières – CSPE	5 875	5 875	—	5 875	—
Autres prêts et créances financières	1 977	2 008	—	2 008	—
Instruments financiers actifs évalués au coût amorti	16 913	16 944	—	16 944	—
Juste valeur négative des dérivés de couverture	3 448	3 448	161	3 285	2
Juste valeur négative des dérivés de transaction	4 001	4 001	390	3 516	95
Instruments financiers passifs à la juste valeur au bilan	7 449	7 449	551	6 801	97
Emprunts et dettes financières ⁽²⁾	64 183	69 815	—	69 815	—
Instruments financiers passifs évalués au coût amorti	64 183	69 815	—	69 815	—

(1) Dont juste valeur positive des dérivés de transaction pour 4 973 millions d'euros.

(2) Les emprunts et dettes financières comptabilisés au bilan sont évalués au coût amorti ajusté de la variation de juste valeur au titre des risques couverts, pour ceux faisant l'objet d'une couverture de juste valeur.

Les actifs financiers disponibles à la vente en niveau 3 correspondent principalement à des titres non consolidés comptabilisés à la valeur historique.

Les équivalents de trésorerie, principalement des titres de créances négociables et des placements à court terme, sont généralement évalués à partir de courbes de taux, donc de données observables sur le marché.

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

6

39.1.2 Au 31 décembre 2014

(en millions d'euros)	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat ⁽¹⁾	4 194	4 194	352	3 754	88
Actifs financiers disponibles à la vente	29 427	29 427	1 147	27 265	1 015
Juste valeur positive des dérivés de couverture	4 868	4 868	21	4 847	–
Équivalents de trésorerie – part à la juste valeur	1 635	1 635	105	1 530	–
Instruments financiers actifs à la juste valeur au bilan	40 124	40 124	1 625	37 396	1 103
Prêts et créances financières – actifs à recevoir du NLF	8 617	8 617	–	8 617	–
Prêts et créances financières – CSPE	5 144	5 144	–	5 144	–
Autres prêts et créances financières	1 987	2 071	–	2 071	–
Instruments financiers actifs évalués au coût amorti	15 748	15 832	–	15 832	–
Juste valeur négative des dérivés de couverture	2 951	2 951	20	2 929	2
Juste valeur négative des dérivés de transaction	2 855	2 855	272	2 518	65
Instruments financiers passifs à la juste valeur au bilan	5 806	5 806	292	5 447	67
Emprunts et dettes financières ⁽²⁾	55 652	63 460	–	63 460	–
Instruments financiers passifs évalués au coût amorti	55 652	63 460	–	63 460	–

(1) Dont juste valeur positive des dérivés de transaction pour 4 194 millions d'euros.

(2) Les emprunts et dettes financières comptabilisés au bilan sont évalués au coût amorti ajusté de la variation de juste valeur au titre des risques couverts, pour ceux faisant l'objet d'une couverture de juste valeur.

39.2 COMPENSATION D'ACTIFS ET DE PASSIFS FINANCIERS

39.2.1 Au 31 décembre 2015

(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
			Montant brut comptabilisé (avant compensation)	Montant brut comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant net comptabilisés en compensation selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés – actif	11 011	2 925	13 290	(5 204)	8 086	(1 695)	(2 142)	4 249
Juste valeur des dérivés – passif	(7 449)	(2 391)	(10 262)	5 204	(5 058)	1 695	58	(3 305)

39.2.2 Au 31 décembre 2014

(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
			Montant brut comptabilisé (avant compensation)	Montant brut comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant net comptabilisés en compensation selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés – actif	9 062	594	12 764	(4 296)	8 468	(1 522)	(1 307)	5 639
Juste valeur des dérivés – passif	(5 806)	(721)	(9 381)	4 296	(5 085)	1 522	238	(3 325)

Note 40 Gestion des risques marchés et de contrepartie

Le groupe EDF, acteur dans le secteur de l'énergie et opérant dans un contexte international, est exposé aux risques des marchés financiers, marchés énergies et de contrepartie. Ces risques pourraient générer de la volatilité sur les états financiers.

■ Risques marchés financiers

Les principaux risques des marchés financiers auxquels le Groupe est exposé sont le risque de liquidité, le risque de change, le risque de taux et le risque actions.

La gestion du risque de liquidité par le Groupe a pour objectif de rechercher des ressources au meilleur coût et de s'assurer de leur obtention à tout instant.

Le risque de change est lié à la diversification des activités du Groupe et de son implantation géographique et résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des parités de change. Ces fluctuations peuvent ainsi avoir un impact sur les écarts de conversion, les postes de bilan, les charges financières, les capitaux propres et les résultats du Groupe.

Le risque taux résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des taux d'intérêt pouvant impacter la valeur des actifs placés par le Groupe, la valeur des passifs provisionnés, ou ses charges financières.

Le Groupe est exposé au risque actions notamment au travers des titres détenus dans le cadre des actifs dédiés constitués pour sécuriser le financement des engagements de long terme liés au nucléaire, dans le cadre des fonds externalisés au titre des retraites et, dans une moindre mesure, dans le cadre de ses actifs de trésorerie et de participations détenues en direct.

Une description plus détaillée de ces risques est présentée au chapitre 5.1.6.1 « Informations financières » – « Gestion et contrôle des risques financiers » du document de référence.

■ Risques marchés énergies

En lien avec l'ouverture à la concurrence du marché des clients finals, le développement des marchés de gros et le développement à l'international, le groupe EDF opère, principalement en Europe, sur les marchés dérégulés de l'énergie à travers ses activités de production et de commercialisation. À ce titre, le Groupe est exposé aux variations de prix des marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des quotas d'émissions de CO₂, qui peuvent impacter significativement ses états financiers.

Une description plus détaillée de ces risques est présentée au niveau du chapitre 5.1.6.2 « Informations financières » – « Gestion et contrôle des risques marchés énergies » du document de référence.

■ Risques de contrepartie

Il se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le Groupe sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas de ce fait ses obligations contractuelles.

Une description plus détaillée de ces risques est présentée au niveau du chapitre 5.1.6.1.7 « Informations financières » – « Gestion du risque de contrepartie/crédit » du document de référence.

Concernant le risque clients – autre composante du risque de contrepartie –, une balance des créances échues et non échues est présentée en note 25.

Les analyses de sensibilité exigées par la norme IFRS 7 sont présentées au niveau du chapitre 5.1.6.1 « Informations financières » – « Gestion et contrôle des risques financiers » du document de référence.

- risques de change : chapitre 5.1.6.1.3 ;
- risques de taux d'intérêt : chapitre 5.1.6.1.4 ;
- risques actions sur les actifs financiers : chapitres 5.1.6.1.5 et 5.1.6.1.6.

Les principales informations concernant les actifs et passifs financiers se trouvent détaillées comme suit par thématique.

■ Risques de liquidité

- échéancier des dettes : annexe aux comptes consolidés – note 38.2.2 ;
- lignes de crédit : annexe aux comptes consolidés – note 38.2.5 ;
- clauses de remboursement anticipé des emprunts : annexe aux comptes consolidés – note 38.2.6 ;
- engagements hors bilan : annexe aux comptes consolidés – note 44.

■ Risques de change

- ventilation des emprunts par devises et taux : annexe aux comptes consolidés – notes 38.2.3 et 38.2.4.

■ Risques actions (chapitres 5.1.6.1.5 et 5.1.6.1.6 « Informations financières » – « Gestion du risque actions » / « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF » du document de référence)

- couverture des engagements nucléaires : annexe aux comptes consolidés – notes 47 et 29.1.5 ;
- couverture des engagements sociaux : annexe aux comptes consolidés – notes 31.2.5 et 31.3.4 ;
- gestion de trésorerie long terme ;
- titres de participation directe.

■ Risques de taux

- taux d'actualisation sur provisions nucléaires : mode de calcul et sensibilité : annexe aux comptes consolidés – note 29.1.5.1 ;
- taux d'actualisation utilisé pour les avantages du personnel : annexe aux comptes consolidés – notes 31.2.7 et 31.3.6 ;
- ventilation des emprunts par devises et taux : annexe aux comptes consolidés – notes 38.2.3 et 38.2.4.

■ Traitement au bilan des risques financiers et des risques marchés

- instruments dérivés et comptabilité de couverture : annexe aux comptes consolidés – note 41 et tableau de variations des capitaux propres ;
- instruments dérivés non qualifiés de couverture : annexe aux comptes consolidés – note 42.

Note 41 Instruments dérivés et comptabilité de couverture

La comptabilité de couverture est appliquée en conformité avec les principes de la norme IAS 39 et concerne les dérivés de taux d'intérêt relatifs à la couverture de la dette à long terme, les dérivés de change relatifs à la couverture d'investissements nets à l'étranger et de la dette libellée en devises étrangères, ainsi que les dérivés de change et les dérivés sur matières premières en couverture de flux de trésorerie futurs.

La juste valeur des dérivés de couverture enregistrée au bilan se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2015	31/12/2014
Juste valeur positive des dérivés de couverture	36.1	6 038	4 868
Juste valeur négative des dérivés de couverture	38.1	(3 448)	(2 951)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		2 590	1 917
Instruments dérivés de couverture de taux	41.4.1	2 033	2 339
Instruments dérivés de couverture de change	41.4.2	1 472	959
Contrats de matières premières qualifiés de couverture de flux de trésorerie	41.4.3	(913)	(1 374)
Couvertures de juste valeur liées aux matières premières	41.5	(7)	(7)

La juste valeur des dérivés de couverture se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2015	31/12/2014
Juste valeur des dérivés de couverture de dettes	38.3	3 795	3 083
Juste valeur des dérivés de couverture de situation nette à l'étranger		(420)	(60)
Juste valeur des autres dérivés de couverture (matières premières)		(785)	(1 106)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		2 590	1 917

41.1 COUVERTURE DE JUSTE VALEUR

Le groupe EDF couvre l'exposition aux variations de juste valeur des dettes à taux fixe. Les instruments dérivés utilisés dans le cadre de cette couverture de juste valeur sont des *swaps* de taux d'intérêt fixe/variable et des *cross currency swaps*. Les variations de juste valeur de ces dérivés sont comptabilisées au compte de résultat. Les couvertures de juste valeur incluent également des instruments de couverture de change sur certains engagements fermes d'achat.

En 2015, la partie inefficace de la couverture de juste valeur représente une perte de (9) millions d'euros incluse dans le résultat financier (perte de (8) millions d'euros en 2014).

41.2 COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE

Le groupe EDF applique la couverture de flux de trésorerie notamment pour les cas suivants :

- couverture de la dette à taux variable et pour laquelle les *swaps* de taux d'intérêt sont utilisés (taux variable/fixe) ;
- couverture du risque de change lié à la dette libellée en devises étrangères (utilisation de *cross currency swaps*) ;

- couverture de flux de trésorerie futurs liés aux prévisions d'achat et de ventes d'électricité, de gaz, de charbon : des contrats de *futures*, *forwards* et *swaps* sont conclus à cet effet.

Le groupe EDF couvre également le risque de change associé à ses achats de matières premières et de combustibles.

Le montant de l'inefficacité des couvertures de flux de trésorerie enregistré en 2015 est nul (perte de (2) millions d'euros en 2014).

41.3 COUVERTURE D'INVESTISSEMENTS NETS À L'ÉTRANGER

La couverture d'investissements nets à l'étranger correspond à la couverture de l'exposition du Groupe au risque de change associée aux investissements nets dans des sociétés étrangères.

Ce risque est géré au niveau du groupe EDF soit par un adossement à des dettes d'acquisition dans la même devise, soit par des couvertures de marché. Dans ce dernier cas, le Groupe a recours à des *swaps* de change et du change à terme.

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

41.4 IMPACT DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE EN CAPITAUX PROPRES

Les variations de juste valeur des dérivés de couverture enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2015			2014		
	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité
Couverture de taux	(19)	-	-	(36)	-	(2)
Couverture de change	702	656	(19)	1 004	628	40
Couverture d'investissement net à l'étranger	(1 038)	-	-	(1 076)	-	-
Couverture de matières premières	(59)	(470)	(10)	(1 946)	(698)	(29)
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE⁽³⁾	(414)	186	(29)	(2 054)	(70)	9

(1) «+/-» : augmentation/diminution des capitaux propres part du Groupe

(2) «+/-» : augmentation/diminution du résultat part du Groupe

(3) Hors entreprises associées et coentreprises

41.4.1 Dérivés de couverture de taux

Les dérivés de couverture de taux s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notionnel au 31/12/2015				Notionnel au 31/12/2014	Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2015	31/12/2014
Payeur fixe/receveur variable	511	673	499	1 683	1 810	(121)	(172)
Payeur variable/receveur fixe	107	2 566	20 850	23 523	16 708	2 178	2 609
Variable/variable	-	1 471	1 296	2 767	2 761	(3)	7
Fixe/fixe	230	6 344	1 674	8 248	8 343	(21)	(105)
Swaps de taux	848	11 054	24 319	36 221	29 622	2 033	2 339
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	848	11 054	24 319	36 221	29 622	2 033	2 339

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 (note 41.4.2).

Une part importante des emprunts à taux fixe du groupe EDF est variabilisée au moyen de *swaps* de taux.

41.4.2 Dérivés de couverture de change

Les éléments constitutifs des dérivés de couverture de change sont les suivants :

Au 31 décembre 2015

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2015				Notionnel à livrer au 31/12/2015				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2015
Change à terme	4 477	843	-	5 320	4 434	847	-	5 281	39
Swaps	13 101	13 858	10 335	37 294	12 820	13 090	9 826	35 736	1 433
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	17 578	14 701	10 335	42 614	17 254	13 937	9 826	41 017	1 472

Au 31 décembre 2014

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2014				Notionnel à livrer au 31/12/2014				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2014
Change à terme	2 289	340	—	2 629	2 252	333	—	2 585	48
Swaps	9 600	9 597	7 824	27 021	9 160	9 380	7 539	26 079	911
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	11 889	9 937	7 824	29 650	11 412	9 713	7 539	28 664	959

Le notionnel des *cross currency swaps* qui figure dans cette note est également repris dans la note sur les dérivés de couverture de taux (note 41.4.1).

41.4.3 Couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières

Concernant les matières premières, les variations de juste valeur s'expliquent principalement par :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Contrats de couverture d'électricité	182	42
Contrats de couverture de gaz	35	(290)
Contrats de couverture de charbon	(142)	(462)
Contrats de couverture des produits pétroliers	(86)	(1 243)
Contrats de couverture de droits d'émission CO ₂	(48)	7
VARIATIONS DE JUSTE VALEUR AVANT IMPÔTS	(59)	(1 946)

Le montant transféré en résultat au titre des contrats de matières premières dénoués pendant l'exercice est constitué majoritairement de :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Contrats de couverture d'électricité	(113)	(274)
Contrats de couverture de gaz	(200)	42
Contrats de couverture de charbon	(353)	(423)
Contrats de couverture des produits pétroliers	161	33
Contrats de couverture de droits d'émission CO ₂	35	(76)
MONTANTS TRANSFÉRÉS EN RÉSULTAT AVANT IMPÔTS	(470)	(698)

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

Les couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières s'analysent comme suit

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2015				31/12/2014	
		Notionnels nets				Notionnels nets	Juste valeur
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total		
Swaps		2	–	–	2	–	–
Forwards/futures		(83)	(36)	–	(119)	784	193
Électricité	Térawattheures	(81)	(36)	–	(117)	784	193
Swaps		(676)	(276)	–	(952)	181	42
Forwards/futures		917	704	–	1 621	(364)	(402)
Gaz	Millions de therms	241	428	–	669	(183)	(360)
Swaps		48 891	20 153	–	69 044	(1 605)	(1 153)
Produits pétroliers	Milliers de barils	48 891	20 153	–	69 044	(1 605)	(1 153)
Swaps		(1)	–	–	(1)	69	6
Charbon	Millions de tonnes	(1)	–	–	(1)	69	(104)
Swaps		–	–	–	–	26 001	40
Forwards/futures		14 844	5 762	–	20 606	22	10
CO ₂	Milliers de tonnes	14 844	5 762	–	20 606	22	50
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE						(913)	(1 374)

41.5 COUVERTURES DE JUSTE VALEUR LIÉES AUX MATIÈRES PREMIÈRES

Les couvertures de juste valeur liées aux matières premières s'analysent comme suit

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2015		31/12/2014	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Charbon et fret	Millions de tonnes	8	(2)	27	(7)
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE JUSTE VALEUR			(2)		(7)

Note 42 Instruments dérivés non qualifiés de couverture

La juste valeur des dérivés de transaction enregistrée au bilan se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2015	31/12/2014
Juste valeur positive des dérivés de transaction	36.2.1	4 973	4 194
Juste valeur négative des dérivés de transaction	38.1	(4 001)	(2 855)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		972	1 339
Instruments dérivés de taux détenus à des fins de transaction	42.1	(52)	(42)
Instruments dérivés de change détenus à des fins de transaction	42.2	98	(12)
Contrats de matières premières non qualifiés de couverture	42.3	926	1 393

42.1 DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION

Les éléments constitutifs des dérivés de taux (swaps de taux) détenus à des fins de transaction s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notionnel au 31/12/2015				Notionnel au 31/12/2014	Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2015	31/12/2014
Achats d'options	–	–	525	525	515	26	21
Opérations sur taux d'intérêt	–	–	525	525	515	26	21
Payeur fixe/receveur variable	1 941	137	602	2 680	11 680	(123)	(145)
Payeur variable/receveur fixe	1 258	21	214	1 493	5 869	43	84
Variable/variable	–	–	–	–	225	1	(2)
Fixe/fixe	–	301	–	301	–	1	–
Swaps de taux	3 199	459	816	4 474	17 774	(78)	(63)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	3 199	459	1 341	4 999	18 289	(52)	(42)

42.2 DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION

Les éléments constitutifs des dérivés de change détenus à des fins de transaction se répartissent comme suit :

Au 31 décembre 2015

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2015				Notionnel à livrer au 31/12/2015				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2015
Change à terme	849	242	15	1 106	851	247	20	1 118	(5)
Swaps	8 738	802	–	9 540	8 651	793	–	9 444	107
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	9 587	1 044	15	10 646	9 502	1 040	20	10 562	98

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

Au 31 décembre 2014

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2014				Notionnel à livrer au 31/12/2014				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2014
Change à terme	1 050	318	19	1 387	1 048	320	22	1 390	22
Swaps	9 845	320	–	10 165	9 868	323	–	10 191	(34)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION									
	10 895	638	19	11 552	10 916	643	22	11 581	(12)

42.3 CONTRATS DÉRIVÉS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE

Les contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture se décomposent comme suit

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2015		31/12/2014	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Swaps		(19)	70	(26)	(29)
Options		83	(30)	93	11
Forwards/futures		(6)	589	(65)	173
Électricité	Térawattheures	58	629	2	155
Swaps		4 174	287	2 722	248
Options		4 076	54	6 359	17
Forwards/futures		(2 483)	21	(2 051)	487
Gaz	Millions de therms	5 787	362	7 030	752
Swaps		4 278	(27)	260	(79)
Options		207	–	1 039	67
Forwards/futures		(29)	1	10 879	16
Produits pétroliers	Milliers de barils	4 456	(26)	12 178	4
Swaps		(1)	(203)	(15)	394
Options		(16)	(3)	(21)	(1)
Forwards/futures		66	252	87	(41)
Fret		(8)	90	(27)	108
Charbon et fret	Millions de tonnes	41	136	24	460
Swaps		–	–	(156)	11
Options		600	–	–	–
Forwards/futures		12 673	(20)	10 663	(4)
CO ₂	Milliers de tonnes	13 273	(20)	10 507	7
Swaps/options			194		–
Forwards/futures			(352)		11
Autres matières premières			(158)		11
Dérivés incorporés de matières			3		4
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE			926		1 393

Ils incluent principalement les contrats qui figurent dans le portefeuille d'EDF Trading.

FLUX DE TRÉSORERIE ET AUTRES INFORMATIONS

Note 43 Flux de trésorerie

43.1 VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT

(en millions d'euros)	2015	2014
Variation des stocks	129	(111)
Variation de la créance de Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE)	(230)	(699)
Variation des créances clients et comptes rattachés	896	(504)
Variation des dettes fournisseurs et comptes rattachés	(967)	147
Variation des autres débiteurs et autres créditeurs (hors CSPE)	304	126
VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT	132	(1 041)

43.2 INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS

(en millions d'euros)	2015	2014
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(1 224)	(1 006)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(13 249)	(13 067)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	(316)	352
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	(14 789)	(13 721)

Note 44 Engagements hors bilan

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2015. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

44.1 ENGAGEMENTS DONNÉS

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan donnés du Groupe qui sont valorisés. Il est complété par des engagements décrits séparément dans les notes détaillées.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2015	31/12/2014
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	44.1.1	42 060	40 933
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	44.1.2	13 262	14 437
Engagements donnés liés aux opérations de financement	44.1.3	6 390	5 425
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		61 712	60 795

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.

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

44.1.1 Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations d'exploitation sont les suivants

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Engagements d'achats de combustible et d'énergies ⁽¹⁾	29 909	29 147
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	8 317	8 207
Engagements de location simple en tant que preneur	3 834	3 579
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	42 060	40 933

(1) Hors achats de gaz et services associés

44.1.1.1 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'achat d'électricité, de gaz, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustible nucléaire, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées qui peuvent atteindre 20 ans. Le Groupe a également passé avec un certain nombre de producteurs d'électricité des contrats d'achats à long terme, en participant au financement de centrales de production.

Au 31 décembre 2015, l'échéancier des engagements d'achats de combustible et d'énergie se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2015				31/12/2014
		Échéances				Total
		< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	
Achats d'électricité et services associés ⁽¹⁾	9 401	1 595	2 630	2 288	2 888	8 672
Achats d'autres énergies et de matières premières ⁽²⁾	740	150	398	192	—	1 362
Achats de combustible nucléaire	19 758	1 941	8 390	6 049	3 388	19 113
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	29 909	3 686	11 418	8 529	6 276	29 147

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux contreparties pour un montant de 669 millions d'euros au 31 décembre 2015 (697 millions d'euros au 31 décembre 2014).

(2) Hors achats de gaz et services associés (voir note 44.1.1.1.4).

Les évolutions sont principalement liées à la hausse des achats d'électricité chez EDF Energy et des engagements d'achats de combustible nucléaire chez EDF, partiellement compensées par une baisse des autres achats d'énergies et de matières premières, notamment en Pologne.

44.1.1.1.1 Achats d'électricité et services associés

Les engagements d'achats d'électricité proviennent principalement d'EDF, d'ERDF et d'EDF Energy. Pour EDF, ils sont portés par les Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI), qui se sont engagés à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon.

Par ailleurs, en complément des obligations valorisées ci-dessus et aux termes de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine, dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éolienne, petite hydraulique, photovoltaïque, etc.). Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) via la CSPE. Ces obligations d'achat s'élèvent à 41 TWh pour l'exercice 2015 (35 TWh pour l'exercice 2014),

dont 5 TWh au titre de la cogénération (5 TWh pour 2014), 20 TWh au titre de l'éolien (16 TWh pour 2014), 7 TWh au titre du photovoltaïque (6 TWh pour 2014) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2014).

44.1.1.1.2 Achats d'autres énergies et de matières premières

Les engagements d'achats d'autres énergies et matières premières concernent essentiellement des achats de charbon et de fioul utilisés pour le fonctionnement des centrales thermiques et des achats de combustible biomasse utilisé par Dalkia dans le cadre de ses activités.

44.1.1.1.3 Achats de combustible nucléaire

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins du groupe EDF en uranium et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible.

La hausse de ces engagements s'explique notamment par la mise en place du contrat relatif à la fabrication des assemblages MOX pour la période 2017-2024.

44.1.1.1.4 Achats de gaz et services associés

Les engagements d'achats de gaz sont principalement portés par Edison et EDF. Au 31 décembre 2015, ils représentent les volumes suivants pour ces deux entités :

(en milliards de mètres cubes)	Total	31/12/2015			31/12/2014
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Edison	180	13	50	117	191
EDF	88	3	16	69	58

Edison a conclu des contrats d'importation de gaz naturel en provenance de Russie, de Libye, d'Algérie et du Qatar, pour une fourniture totale d'un volume maximum de 14,4 milliards de mètres cubes par an. Ces contrats contiennent des clauses de *take-or-pay* par lesquelles l'acheteur s'engage à payer annuellement des volumes minimaux de gaz, qu'il en prenne livraison ou non. Au 31 décembre 2015, il n'y a pas d'engagement hors bilan au titre des clauses de *take-or-pay* d'Edison.

Par ailleurs, Edison, dans le cadre du contrat avec Terminale GNL Adriatico, unité de liquéfaction de gaz mise en service en octobre 2009 et dans laquelle Edison détient une participation de 7,3 %, bénéficie d'environ 80 % des

capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2034 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 100 millions d'euros.

Des engagements d'achats de gaz sont également portés par EDF dans le cadre du développement de son activité de commercialisation de gaz.

Enfin, des engagements de gaz sont portés par des filiales via des engagements généralement adossés à des contrats de vente d'électricité dont les clauses dites de *pass-through* permettent de répercuter aux clients la quasi-totalité de la variabilité du coût des sources d'approvisionnement.

44.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 31 décembre 2015, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2015			31/12/2014
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Garanties données liées aux activités opérationnelles	4 055	1 837	732	1 486	3 751
Engagements sur achats d'exploitation ⁽¹⁾	4 084	2 381	1 401	302	4 294
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	178	63	71	44	162
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION⁽²⁾	8 317	4 281	2 204	1 832	8 207

(1) Hors énergies et combustibles.

(2) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 126 millions d'euros au 31 décembre 2015 (128 millions d'euros au 31 décembre 2014).

44.1.1.2.1 Garanties données liées aux activités opérationnelles

Les garanties liées aux activités opérationnelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
EDF	1 443	1 382
Edison	1 193	1 179
EDF Energy	428	277
EDF Énergies Nouvelles	340	356
Autres entités	651	557
TOTAL	4 055	3 751

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

44.1.1.2.2 Engagements sur achats d'exploitation

Les engagements sur achats d'exploitation se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
EDF	2 343	2 418
EDF Energy	715	738
ERDF	413	527
Autres entités	613	611
TOTAL	4 084	4 294

44.1.1.3 Engagements de location simple en tant que preneur

Au 31 décembre 2015, les éléments constitutifs des engagements de location simple en tant que preneur sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2015			31/12/2014
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS DE LOCATION SIMPLE EN TANT QUE PRENEUR	3 834	638	1 693	1 503	3 579

Le Groupe est engagé en tant que preneur par des contrats de location simple non résiliables portant principalement sur des locaux, des équipements, des terrains ou des véhicules entrant dans le cadre de son activité normale ainsi que par des contrats de fret maritime dans le cadre des activités de trading. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles. Ils concernent principalement EDF, EDF Énergies Nouvelles, ERDF et EDF Trading.

44.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 31 décembre 2015, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2015			31/12/2014
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	12 294	6 111	5 678	505	13 628
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	270	168	99	3	248
Autres engagements donnés liés aux investissements	698	57	504	137	561
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT⁽¹⁾	13 262	6 336	6 281	645	14 437

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux contreparties pour un montant de 326 millions d'euros au 31 décembre 2015 (317 millions d'euros au 31 décembre 2014).

44.1.2.1 Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels

Les engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
EDF	8 426	9 391
EDF Énergies Nouvelles	1 066	1 506
ERDF	1 771	1 163
EDF Energy	529	642
Dunkerque LNG ⁽¹⁾	126	261
Autres entités	376	665
TOTAL	12 294	13 628

(1) Les engagements sont principalement liés à la construction du terminal méthanier de Dunkerque.

La baisse des engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels d'EDF est en lien notamment avec l'avancement du projet EPR de Flamanville 3 et l'évolution des contrats de remplacements des générateurs de vapeur (RGV).

Chez EDF Énergies Nouvelles, la baisse concerne essentiellement les commandes de turbines, notamment au Canada.

44.1.2.2 Engagements sur acquisition d'actifs financiers

Le Groupe n'a aucun engagement significatif lié à des acquisitions d'actifs financiers au 31 décembre 2015.

Par ailleurs, les principaux engagements relatifs aux titres de participations non valorisables concernent EDF Luminus.

Le nouvel avenant à la convention d'actionnaires signé le 26 octobre 2015 définit une clause de liquidité pour la participation des actionnaires minoritaires d'EDF Luminus, pouvant se traduire sous certaines conditions à la main d'EDF, soit par une cession de leurs titres via une introduction en bourse, soit par un rachat de leurs titres par le Groupe sur base d'une valeur de marché. Cette clause de liquidité est valable à tout moment du 1^{er} juillet 2018 au 31 décembre 2025.

Enfin, concernant la participation dans EDF Investissements Groupe (EIG), la société C3 (filiale à 100 % d'EDF) et la société NBI (Natox Belgique Investissement, filiale du groupe Natox) ont fait évoluer, le 12 février 2014, les accords autour de leur participation dans EIG.

Dans ce cadre, C3 dispose désormais d'une promesse unilatérale de vente des titres EIG détenus par NBI à prix fixe et exerçable à tout moment jusqu'en mai 2021. De son côté, NBI bénéficie d'une option de vente à EDF prenant la forme d'un put à règlement en espèces, pour la totalité de ses titres EIG, à prix fixe et exerçable sous certaines conditions entre février 2019 et mai 2020.

Du fait de leurs caractéristiques et conformément à la norme IAS 39, l'option de vente de NBI et la promesse unilatérale de vente de C3 sont considérées comme des instruments dérivés dont la valeur nette est présentée en juste valeur positive ou négative des dérivés de transaction. Au 31 décembre 2015, la juste valeur de ces dérivés de transaction comptabilisée dans le bilan consolidé du Groupe est non significative.

44.1.2.3 Autres engagements donnés liés aux investissements

Les autres engagements donnés liés aux investissements comprennent notamment au 31 décembre 2015 des garanties octroyées par EDF Norte Fluminense dans le cadre de sa prise de participation à hauteur de 51 % dans CES, société en charge de la construction et de l'exploitation d'un projet d'aménagement hydroélectrique sur la rivière Teles Pires au Brésil (projet Sinop).

L'augmentation des engagements donnés liés aux investissements concerne notamment la mise en place d'une garantie maison mère dans le cadre d'un projet d'investissement immobilier.

44.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 31 décembre 2015 sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2015			31/12/2014
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	5 075	92	346	4 637	4 316
Garanties financières données	1 050	407	497	146	860
Autres engagements donnés liés au financement	265	247	13	5	249
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT ⁽¹⁾	6 390	746	856	4 788	5 425

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux contreparties pour un montant de 847 millions d'euros au 31 décembre 2015 (900 millions d'euros au 31 décembre 2014). Ces engagements donnés aux contreparties concernent principalement EDF Énergies Nouvelles.

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 Énergies Nouvelles.

La hausse de ces engagements observée au 31 décembre 2015 est essentiellement liée à l'évolution de la valeur des titres nantis ainsi qu'à la mise en place de nouvelles sûretés au Canada et en Afrique du Sud par EDF Énergies Nouvelles.

44.2 ENGAGEMENTS REÇUS

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan reçus par le Groupe qui sont valorisés. Il est complété par des engagements reçus décrits séparément dans les notes détaillées.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2015	31/12/2014
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation ⁽¹⁾	44.2.1	2 633	2 964
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	44.2.2	80	102
Engagements reçus liés aux opérations de financement	44.2.3	29	124
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS ⁽¹⁾		2 742	3 190

(1) Hors engagements de livraison d'énergie et services associés (voir notes 44.2.1.4 et 44.2.1.5).

(2) Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillés en note 38.2.5.

44.2.1 Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation

Les engagements reçus liés aux opérations d'exploitation au 31 décembre 2015 sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2015			31/12/2014
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements de location simple en tant que bailleur	1 021	289	527	205	1 241
Engagements sur ventes d'exploitation	520	89	229	202	480
Garanties reçues liées aux activités opérationnelles	1 030	751	147	132	1 164
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	62	18	31	13	79
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	2 633	1 147	934	552	2 964

44.2.1.1 Engagements de location simple en tant que bailleur

Le Groupe bénéficie à hauteur de 1 021 millions d'euros d'engagements de location simple en tant que bailleur.

Ces engagements sont principalement issus de contrats de location simple, reconnus comme tels en vertu de l'interprétation IFRIC 4 « Déterminer si un accord contient un contrat de location ». Ils portent principalement sur des projets de production indépendante (IPP) asiatiques et sur des locations immobilières.

44.2.1.2 Engagements sur ventes d'exploitation

Les engagements reçus sur ventes d'exploitations concernent principalement EDF Énergies Nouvelles et sont relatifs à des contrats de prestations d'exploitation et de maintenance.

44.2.1.3 Garanties reçues liées aux activités opérationnelles

Les garanties reçues liées aux activités opérationnelles concernent principalement EDF et sont relatives à des garanties reçues de la part de fournisseurs.

44.2.1.4 Engagements de livraison d'électricité

Dans le cadre de son activité normale, le groupe EDF a conclu des contrats à long terme de vente d'électricité, dont les principaux sont détaillés ci-après :

- contrats à long terme conclus par EDF avec un certain nombre d'électriciens européens, adossés à une centrale ou à un ensemble de centrales du parc de production nucléaire français, correspondant à une puissance installée de 3,5 GW ;
- dans le cadre de la loi NOME, EDF est engagé à céder chaque année jusqu'au 31 décembre 2025 aux fournisseurs d'électricité sur le marché français une part de l'énergie produite par son parc nucléaire dit « historique » pouvant aller jusqu'à 100 TWh ;
- au Royaume-Uni, EDF s'est engagé en 2009 à fournir à Centrica 18 TWh d'électricité à prix de marché sur une période de 5 ans à partir de 2011. Au 31 décembre 2015, l'engagement résiduel porte sur un volume de 0,9 TWh.

44.2.1.5 Engagements de ventes de capacités de regazéification et services associés

Le groupe Total a souscrit auprès de Dunkerque LNG une capacité de regazéification de gaz naturel liquéfié (GNL) représentant sur une période de 20 ans un volume fixe total de 40 milliards de mètres cubes dont 8,5 milliards de mètres cubes pourraient être, sous certaines conditions restrictives, transférés à EDF. À compter de sa mise en service prévue en 2016, le terminal méthanier de Dunkerque aura une capacité annuelle de regazéification de l'ordre de 13 milliards de mètres cubes.

44.2.2 Engagements reçus liés aux opérations d'investissement

(en millions d'euros)	Total	31/12/2015			31/12/2014
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	80	1	79	-	102

Aux termes de l'accord signé avec Exelon le 29 juillet 2013 et finalisé le 1^{er} avril 2014 (voir note 3.6.2), EDF dispose d'une option de vente de sa participation dans CENG à Exelon, à la juste valeur, exerçable entre janvier 2016 et juin 2022. Du fait de ses caractéristiques, cet engagement a une valeur nulle au 31 décembre 2015.

Par ailleurs, le Groupe n'a reçu aucun engagement significatif de cette nature au 31 décembre 2015.

44.2.3 Engagements reçus liés aux opérations de financement

(en millions d'euros)	31/12/2015				31/12/2014
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	29	15	4	10	124

Le Groupe n'a reçu aucun engagement significatif de cette nature au 31 décembre 2015.

Note 45 Passifs éventuels

45.1 ASSIGNATION DU LAND DU BADE-WURTEMBERG/ENBW

EDF International a reçu en février 2012 une demande d'arbitrage déposée auprès de la Chambre de commerce internationale par la société de droit allemand Neckarpi GmbH, véhicule d'acquisition d'EnBW du Land du Bade-Wurtemberg dans le cadre de la cession par le groupe EDF de sa participation dans EnBW, conclue le 6 décembre 2010 et finalisée le 17 février 2011.

La société Neckarpi prétend que le niveau de prix payé au titre de l'acquisition de la participation du groupe EDF dans EnBW serait excessif et dès lors constitutif d'une aide d'État illégale. Sur ce fondement, Neckarpi demande à titre principal le remboursement de la partie prétendument excessive du prix. Ce montant, initialement évalué à 2 milliards d'euros dans la demande d'arbitrage, a été réévalué en juillet 2012 dans un rapport d'expert mandaté par le Land du Bade-Wurtemberg à 834 millions d'euros. En septembre 2012, Neckarpi a confirmé la réduction de sa demande à titre principal à ce montant. Alternativement, Neckarpi demande la résolution de la vente de la participation du groupe EDF dans EnBW. EDF a formé une demande reconventionnelle en dommages et intérêts pour les préjudices subis du fait de la procédure considérée par EDF comme dépourvue de fondement et abusive.

Le Tribunal arbitral a clôturé les débats en juin 2015. La sentence arbitrale devrait être adoptée au courant du premier trimestre 2016.

Pour l'exercice 2008, EDF a reçu fin 2011 une proposition de rectification notamment relative à la déductibilité de certains passifs long terme représentant un risque financier lié au paiement de l'impôt sur les sociétés de l'ordre de 660 millions d'euros à fin 2015.

Par ailleurs, un redressement a été notifié par l'administration fiscale à la Société concernant une avance non rémunérée consentie par EDF à sa filiale indirecte Lake Acquisitions Limited dans le cadre de l'acquisition de British Energy. EDF conteste également ce chef de redressement.

Pour les exercices 2012 et 2013, l'administration fiscale a notifié la Société fin 2015 au titre des redressements récurrents précités et a également remis en cause la déductibilité de certaines provisions de long terme.

La Société est confiante dans ses chances de succès en contentieux et n'a pas constaté de provision spécifique à l'un de ces sujets dans ses comptes.

EDF International

Le contrôle fiscal d'EDF International sur les exercices 2008 à 2011 s'est traduit par des propositions de rectification reçues fin 2011 et fin 2013. Deux principaux chefs de redressement, pour un montant d'environ 265 millions d'euros, concernent, d'une part, la moins-value dégagée fin 2009 et déduite du résultat d'EDF International lors de l'apport des titres CEG à sa filiale américaine EDF Inc. et, d'autre part, la valorisation de l'obligation convertible en actions mise en place dans le cadre du refinancement de l'acquisition de British Energy. En 2012, EDF International a contesté ces chefs de redressements, pour lesquels elle estime ses chances de succès probables en contentieux. En 2015, la procédure amiable entre la France et les États-Unis initiée par EDF International relative à la valorisation des titres CEG s'est achevée par l'abandon du redressement fiscal notifié à la Société.

Par ailleurs, l'Administration a reconduit son redressement sur la valorisation de l'obligation convertible en actions pour les exercices 2012 et 2013.

45.2 CONTRÔLES FISCAUX

EDF

À la suite de vérifications de comptabilités sur des exercices passés, l'Administration conteste la déductibilité fiscale des provisions pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (AT/MP) de la Société. S'agissant d'une problématique liée au statut des IEG, elle concerne également les sociétés RTE, ERDF et Électricité de Strasbourg. Le Groupe conteste la position de l'administration fiscale. À fin 2014, la Commission nationale des impôts directs et taxes sur le chiffre d'affaires a rendu plusieurs avis favorables aux sociétés RTE et EDF SA. Par ailleurs, les filiales RTE et Électricité de Strasbourg ont aussi obtenu des jugements favorables auprès du Tribunal administratif de Montreuil ; ces jugements ont été confirmés en juillet 2015 par la Cour administrative d'appel de Versailles. En cas d'issue défavorable du contentieux, le risque financier pour le Groupe lié au paiement de l'impôt sur les sociétés est de l'ordre de 250 millions d'euros.

45.3 LITIGES EN MATIÈRE SOCIALE

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés concernant notamment la mise en œuvre de la législation relative au temps de travail. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat et sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations susceptibles de concerner un nombre important de salariés d'EDF en France, une multiplication de ces litiges pourrait présenter un risque susceptible d'avoir un effet négatif significatif sur les résultats du Groupe.

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 201545.4 **ERDF – CONTENTIEUX AVEC DES PRODUCTEURS PHOTOVOLTAÏQUES**

Au cours de l'année 2010, les annonces de baisses du tarif de rachat d'électricité ont eu pour conséquence, notamment en août 2010, un afflux considérable de demandes de raccordement dans les unités d'ERDF (cet afflux s'expliquant par le fait que la date de dépôt de la demande complète de raccordement déterminait alors le tarif applicable). Trois mois plus tard, le décret moratoire du 9 décembre 2010 a décidé de la suspension de la conclusion de nouveaux contrats pour une durée de trois mois et indiqué que les dossiers n'ayant pas reçu une acceptation de leur proposition technique et financière de raccordement avant le 2 décembre 2010 devaient faire l'objet d'une nouvelle demande de raccordement à l'issue de ce délai de trois mois.

À l'issue de ce moratoire, de nouvelles dispositions relatives au rachat de l'électricité ont été mises en œuvre, notamment par un arrêté du 4 mars 2011, qui a eu pour effet de faire baisser significativement le prix de rachat de l'électricité photovoltaïque.

L'arrêt rendu par le Conseil d'État le 16 novembre 2011 rejetant les différents recours contre le décret moratoire de décembre 2010 a généré un afflux important d'assignations à l'encontre d'ERDF fin 2011, qui s'est

poursuivi en 2012, 2013 et 2014. Ces recours sont principalement initiés par des producteurs qui ont été conduits à abandonner leurs projets, les conditions d'exploitation étant moins favorables que précédemment selon les nouveaux tarifs de rachat de l'électricité. Ces producteurs considèrent que cette situation est imputable à ERDF, au motif qu'ERDF n'aurait pas émis les propositions techniques et financières pour le raccordement dans un délai qui leur aurait permis de bénéficier des conditions de rachat de l'électricité plus avantageuses. Les jugements rendus en première instance comme en Cour d'Appel sont divergents dans les attendus et les conclusions, certains déboutant le plaignant de l'ensemble de ses demandes, d'autres accordant au plaignant des indemnités globalement limitées en comparaison des demandes initiales.

En 2015, le nombre de recours a augmenté de 49 dossiers. Par ailleurs, la Cour de Cassation, dans deux décisions du 9 juin 2015, reconnaît notamment la responsabilité d'ERDF et confirme la garantie de l'assureur.

En décembre 2015, la Cour d'Appel de Versailles a décidé de saisir la Cour de Justice de l'Union européenne d'une question préjudicielle sur la conformité des arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 au droit européen des aides d'État. Depuis cet arrêt, le sursis à exécution est demandé par ERDF ou l'assureur selon les cas.

Note 46 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente

(en millions d'euros)

	31/12/2015	31/12/2014
ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	-	18
PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	-	-

Note 47 Actifs dédiés d'EDF47.1 **RÉGLEMENTATION**

L'article L. 594 du Code de l'environnement et ses textes d'application prescrivent d'affecter des actifs (les actifs dédiés) à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs. Ces textes régissent le mode de constitution de ces actifs dédiés, la gestion des fonds elle-même et leur gouvernance. Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise et font l'objet d'un suivi et d'un contrôle particulier tant du Conseil d'administration que de l'autorité administrative.

La loi dispose que la valeur de réalisation des actifs dédiés doit être supérieure à la valeur des provisions correspondant au coût actualisé des obligations nucléaires de long terme.

Le décret du 29 décembre 2010 a rendu les actions de RTE éligibles aux actifs dédiés sous certaines conditions et après autorisation administrative. En complément, le décret du 24 juillet 2013 a revu la liste des actifs éligibles en s'inspirant du Code des assurances. Il rend notamment admissibles sous certaines conditions les titres non cotés.

Le décret du 24 mars 2015, contient deux nouvelles dispositions relatives aux actifs dédiés :

- la dotation annuelle aux actifs de couverture, nette des dotations complémentaires éventuelles aux provisions, doit être positive ou nulle tant que leur valeur de réalisation est inférieure à 110 % du montant des provisions concernées ;
- les biens fonciers des exploitants d'installations nucléaires peuvent, sous certaines conditions, être affectés à la couverture de ces provisions.

47.2 **COMPOSITION ET ÉVALUATION DES ACTIFS DÉDIÉS**

Par la réglementation qui les gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

Les actifs dédiés sont organisés et gérés conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration, et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme et structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend en compte dans sa détermination

les contraintes réglementaires sur la nature et la liquidité des actifs dédiés, les perspectives financières des marchés actions et des marchés de taux, ainsi que l'apport diversifiant d'actifs non cotés.

Dans le cadre de la révision de l'allocation stratégique, et afin de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés engagée depuis 2010 avec les titres RTE, le Conseil d'administration a approuvé en 2013 la mise en place, à côté des placements diversifiés actions et taux, d'un portefeuille d'actifs non cotés géré par la Division EDF Invest, créée suite au décret relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires du 24 juillet 2013. EDF Invest cible trois classes d'actifs : les infrastructures à titre principal, l'immobilier et les fonds d'investissement. L'objectif d'EDF Invest est de gérer à terme environ 5 milliards d'euros d'investissements non cotés et de représenter ainsi environ un quart du total des actifs dédiés.

Par ailleurs, suite à l'autorisation délivrée par l'État le 8 février 2013 et compte tenu de l'avis positif du Comité de suivi des engagements nucléaires et de la délibération du Conseil d'administration en date du 13 février 2013, EDF a affecté aux actifs dédiés la totalité de la créance reconnue par l'État français, représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012. Cette créance financière porte intérêt à 1,72 % et sera remboursée selon un échéancier révisé s'étalant jusqu'à fin 2020, qui doit faire l'objet d'un arrêté conformément à un courrier ministériel du 26 janvier 2016. Dans ce courrier, l'État a également reconnu la créance résultant du déficit supplémentaire de compensation de début 2013 à fin 2015, estimée à 644 millions d'euros à cette date et intégrée dans l'échéancier révisé de remboursement, et a autorisé son affectation aux actifs dédiés en 2016. Ce supplément de créance a été reclassé de créance d'exploitation en créance financière dans les comptes au 31 décembre 2015. Conformément au courrier ministériel, le montant du supplément de créance au 31 décembre 2015 et le calendrier de remboursement seront ajustés en 2016 sur la base de la confirmation par la Commission de Régulation de l'Énergie du déficit de compensation au titre de 2015.

47.2.1 Placements diversifiés actions et obligations

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. L'autre partie est constituée d'OPCVM spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de SICAV ou de FCP ouverts, soit de FCP réservés constitués pour l'entreprise et à son usage exclusif, celle-ci n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds.

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 un indicateur global de référence composite qui garantit le maintien de la politique d'investissement à long terme.

Il en résulte sur le plan comptable une logique d'appréciation des placements diversifiés actions et obligations dans leur globalité, en faisant masse des fonds qui les composent, sur la base des flux de trésorerie générés par le portefeuille considéré comme un groupe d'actifs financiers. La cohérence est ainsi assurée avec les spécificités du portefeuille d'actifs dédiés, en particulier l'adossement légal au passif et l'horizon éloigné de décaissements significatifs – les échéances s'étalent ainsi jusqu'en 2156.

En date de clôture, ces placements sont présentés au bilan à leur valeur liquidative au sein des actifs financiers disponibles à la vente. Le Groupe tient compte des caractéristiques financières spécifiques de ce portefeuille d'actifs dédiés pour exercer son jugement et déterminer si des indicateurs de dépréciation adaptés à la structure même de ce portefeuille doivent être pris en considération.

Compte tenu de ces éléments, le Groupe retient une durée de cinq ans comme critère de durée conduisant à constater une perte prolongée par rapport à la valeur historique. Cette durée correspond à la fourchette basse des estimations statistiques relatives aux marchés boursiers. Par ailleurs, et à partir des observations statistiques du modèle de gestion actif/passif utilisé sur ce portefeuille, le Groupe juge que le caractère important de la perte de valeur des actifs dédiés s'apprécie à partir d'une perte de 40 % par rapport à la valeur historique du portefeuille.

Parallèlement à ces critères généraux de dépréciation et dans le cadre du suivi opérationnel de ses actifs, le Groupe exerce son jugement au travers de 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).

47.2.2 Actifs non cotés (EDF Invest)

Les actifs gérés par EDF Invest sont composés de titres non cotés liés à des investissements dans les infrastructures, l'immobilier et des fonds d'investissement.

Au 31 décembre 2015, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de 3 975 millions d'euros. Ils incluent notamment :

- 50 % de la participation du Groupe dans RTE, pour une valeur de 2 580 millions d'euros au 31 décembre 2015 (2 555 millions d'euros au 31 décembre 2014). Cette valeur correspond à la valeur nette consolidée de 50 % de la participation du Groupe dans RTE, présentée au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées ;
- les participations du Groupe dans TIGF et Porterbrook, présentées au bilan consolidé au niveau des actifs financiers disponibles à la vente ; et
- la participation du Groupe dans Madriena Red de Gas (MRG), présentée au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées.

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

47.3 VALORISATION DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

Les actifs dédiés figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour les montants suivants

(en millions d'euros)	Présentation au bilan	31/12/2015	31/12/2014
Actions		7 298	7 592
Titres de dettes		6 674	6 419
Portefeuille trésorerie		282	640
Actifs dédiés – actions et titres de dettes	Actifs financiers disponibles à la vente	14 254	14 651
Dérivés	Juste valeur des dérivés	6	(23)
Autres éléments	Actifs financiers disponibles à la vente	20	5
Placements diversifiés actions et obligations		14 280	14 633
Créance de CSPE ⁽¹⁾	Prêts et créances financières	5 232	5 144
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(7)	(8)
Créance de CSPE après dérivés		5 225	5 136
RTE (50 % de la participation détenue par le Groupe)		2 580	2 555
Autres entreprises associées	Participations dans les entreprises associées	466	–
Autres actifs ⁽²⁾	Actifs financiers disponibles à la vente	929	709
Actifs non cotés (EDF Invest)		3 975	3 264
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS⁽³⁾		23 480	23 033

(1) Il s'agit de la créance constituée des déficits de compensation au 31 décembre 2012 (voir note 47.2).

(2) En limitant 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, le montant de cette valeur de réalisation réglementaire est ramené à 23 392 millions d'euros au 31 décembre 2015.

Entités structurées – Fonds Communs de Placement

Les Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) détenus par le Groupe sont localisés en France et détenus par EDF. Le Groupe n'a pas accordé de soutien financier à ces FCPR.

La valeur des actifs de ces FCPR s'élève à 1 292 millions d'euros en 2015 (897 millions d'euros en 2014). Ces FCPR sont constitués principalement de 7 fonds cotés pour 1 130 millions d'euros (en 2014, 8 FCPR cotés pour 845 millions d'euros).

47.4 ÉVOLUTIONS DES ACTIFS DÉDIÉS SUR L'EXERCICE 2015

Au 31 décembre 2015, le taux de couverture des provisions nucléaires de long terme s'établit à 99,3 % (en limitant 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, le taux réglementaire s'établit à 98,9 %).

Dés retraits pour un montant de 378 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2015 (403 millions d'euros en 2014). La dotation au titre de l'année 2015 s'élève à 38 millions d'euros, résultant de l'affectation de titres déjà détenus par EDF (dotation nulle en 2014).

Les dotations aux provisions devant être compensées par des dotations aux actifs dédiés conformément au décret du 24 mars 2015 s'élevant au total à 1 010 millions d'euros sur l'année 2015, les dotations aux actifs dédiés restant à effectuer au 31 décembre 2015 s'élèvent ainsi à 972 millions d'euros et devront être effectuées dans un délai maximum de trois ans à compter de cette date. Comme indiqué en note 47.2, l'État a autorisé à affecter en 2016 la créance financière CSPE pour 644 millions d'euros.

En ce qui concerne le portefeuille financier (actions et titres de dettes), après une année relativement volatile, les marchés boursiers ont été en

progression sur l'année. La performance est positive et supérieure à celle du *benchmark* composite. L'absence de visibilité à partir de l'été a conduit à rester proche de la neutralité sur l'allocation actions/taux, sur la deuxième partie de l'année. En revanche, les allocations géographiques favorisant l'Europe et le Japon au détriment de l'Amérique du Nord et surtout des pays émergents ont été maintenues.

Pour ce qui concerne les actifs non cotés, en 2015, EDF Invest a notamment finalisé, aux côtés de deux investisseurs de long terme, l'acquisition d'une participation minoritaire dans Madrilena Red de Gas (MRG), opérateur régulé du réseau de distribution de gaz de la région de Madrid.

Par ailleurs, EDF Invest a acquis auprès du groupe Total, dans le cadre d'un consortium à parité avec Ardan, une participation de plus de 50 % dans Géosel, société de stockage d'hydrocarbures basée à Manosque.

Ces deux participations ont été affectées à la poche « Infrastructures » d'EDF Invest, aux côtés de RTE, TIGF et Porterbrook.

Au cours de l'année, EDF Invest a également poursuivi la constitution de son portefeuille en immobilier et en fonds d'investissement. Le fonds d'investissement immobilier non exclusif, créé fin 2014 à l'initiative d'Amundi et d'EDF Invest, a notamment réalisé un investissement immobilier en Allemagne courant 2015.

EDF Invest a également signé en septembre 2015 auprès de Nexity l'acquisition en VEFA (Vente en État Futur d'Achèvement) du campus tertiaire *Smart Side*.

Sur l'année 2015, des plus-values nettes de cession du portefeuille financier ont été comptabilisées en résultat financier pour 972 millions d'euros (894 millions d'euros en 2014).

Au 31 décembre 2015, la différence entre la juste valeur et le prix de revient du portefeuille des placements diversifiés obligataires et actions comptabilisée en capitaux propres est positive de 1 711 millions d'euros avant impôt (2 299 millions d'euros au 31 décembre 2014).

L'appréciation par le Groupe de la valeur du portefeuille d'actifs dédiés n'a pas conduit à la comptabilisation de perte de valeur en 2015.

47.5 COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME

Les obligations nucléaires de long terme en France visées par la réglementation relative aux actifs dédiés figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	8 254	7 676
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	14 930	13 866
Provisions pour derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	462	476
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	23 646	22 018

Note 48 Parties liées

Les transactions avec les parties liées s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Entreprises associées et coentreprises		Activités conjointes		État ou participations de l'État ⁽¹⁾		Total Groupe	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Chiffres d'affaires	618	584	–	–	976	833	1 594	1 417
Achats d'énergie	3 738	3 572	4	4	2 077	1 738	5 819	5 314
Achats externes	27	50	4	4	1 167	1 173	1 218	1 227
Actifs financiers	670	670	–	–	–	94	670	764
Autres actifs	603	459	–	–	845	715	1 448	1 174
Passifs financiers	–	–	–	–	–	–	–	–
Autres passifs	1 049	1 139	–	–	1 043	1 134	2 092	2 273

(1) Ne comprend pas les dettes fiscales et sociales ainsi que la créance CSPE.

48.1 TRANSACTIONS AVEC LES SOCIÉTÉS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Les transactions avec les principales entreprises associées (RTE, CENG et Alpiq) sont présentées en note 23.

Les transactions avec les autres entreprises associées, les coentreprises et les sociétés qui ont une activité conjointe avec le Groupe sont principalement constituées de ventes et d'achats d'énergie.

48.2 RELATIONS AVEC L'ÉTAT ET LES SOCIÉTÉS PARTICIPATIONS DE L'ÉTAT**48.2.1 Relations avec l'État**

L'État détient 84,94 % du capital d'EDF au 31 décembre 2015. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, le groupe EDF est soumis à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Le Contrat de service public entre l'État et EDF a été signé le 24 octobre 2005. Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de

service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée, la loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat.

Par ailleurs, EDF participe, à l'instar des autres producteurs d'électricité, à la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le Ministre chargé de l'énergie, qui fixe notamment les objectifs en matière de répartition des capacités de production.

Enfin, l'État intervient dans le cadre de la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz. Il accorde notamment les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production et intervient dans la fixation des tarifs de vente aux clients restés au tarif réglementé, des tarifs de transport et de distribution mais également dans la détermination du prix de l'ARENH – conformément au Code de l'énergie – ainsi que du montant de la Contribution au Service Public de l'Électricité.

48.2.2 Relations avec Engie

Depuis les filialisations des activités de gestionnaires de réseaux de distribution, par la création d'ERDF, filiale d'EDF, au 1^{er} janvier 2007 pour la distribution d'électricité, et de GRDF, filiale d'Engie, au 1^{er} janvier 2008, pour la distribution de gaz, la convention définissant les relations entre EDF et Engie, vis-à-vis de l'opérateur commun, du 18 avril 2005 modifiée par voie d'avenant le 20 décembre 2007, a été transférée aux deux nouvelles entreprises et est ainsi depuis exécutée par les deux filiales gestionnaires de réseau de distribution. L'opérateur commun assure dans le secteur de la distribution majoritairement des activités de technique clientèle et de comptage.

**48.2.3 Relations avec les entreprises
du secteur public**

Les relations du Groupe avec les entreprises du secteur public concernent principalement AREVA.

Les transactions avec AREVA portent

- sur l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, services de conversion, d'enrichissement et de fabrication des assemblages de combustible) ;
- sur l'aval du cycle (les prestations de transport, l'entreposage, le traitement et le recyclage du combustible usé) ;
- sur des opérations de maintenance de centrales et d'achat d'équipements.

Par ailleurs, le Conseil d'administration du 27 janvier 2016 a pris connaissance de la finalisation des discussions menées entre EDF et AREVA sur l'acquisition d'AREVA NP et le partenariat stratégique qui sera mis en place (voir note 50).

Sur l'amont du cycle

EDF et AREVA NP ont conclu en décembre 2014 un contrat concernant la fourniture d'assemblages de combustible à l'uranium enrichi à compter de 2015.

Par ailleurs, plusieurs accords importants ont été négociés :

- approvisionnement en uranium naturel : contrat EDF couvrant la période 2021-2030 ;
- fluoration : contrat sur la période 2019-2030 ;
- enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat AREVA pour la période 2019-2030.

Dans le cadre du projet de construction de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni sur le site d'Hinkley Point, EDF et AREVA ont signé le 21 octobre 2013 une lettre d'engagement définissant les conditions de fourniture du combustible.

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et AREVA relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont formalisées pour la période 2008-2040 par un accord-cadre signé le 19 décembre 2008. Une première déclinaison contractuelle de cet accord-cadre s'est traduite par la signature le 12 juillet 2010 d'un contrat d'application fixant les prix et les quantités des prestations et portant sur la période 2008-2012.

Les conditions du traitement-recyclage pour la période 2013-2015 ont fait l'objet d'un contrat d'application en mai 2015. Les conditions d'application pour la période 2016-2023 ont également fait l'objet d'un accord en décembre 2015 présenté au Conseil d'administration du 27 janvier 2016, qui se traduira par la signature d'un avenant.

Pour les centrales nucléaires du palier 1 300 MW, EDF et AREVA ont signé

- en 2011, un contrat pour la fourniture de 32 générateurs de vapeur et un contrat pour la rénovation des systèmes de contrôle-commande ;
- en août 2012, un contrat de prestations liées aux opérations de remplacement des premiers générateurs de vapeur.

EDF et AREVA ont signé en 2013 deux avenants au contrat initial de 2007 relatif à la chaudière de l'EPR de Flamanville allant de l'étude à la mise en service industrielle.

Enfin, le Groupe détient une participation très minoritaire dans AREVA de 2,24 %.

**48.3 RÉMUNÉRATION DES ORGANES
D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION**

Les principaux dirigeants du Groupe sont : le Président-Directeur Général, les membres du Comité exécutif (pour la totalité de l'exercice 2015 ou, le cas échéant, à compter de leur date de nomination au Comité exécutif si celle-ci est intervenue sur l'exercice), et les administrateurs. Les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit.

La rémunération attribuée à ses dirigeants par EDF et les sociétés qu'elle contrôle s'élève à 12,2 millions d'euros en 2015 (8,4 millions d'euros en 2014). 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.

La variation observée sur l'exercice 2015 est principalement due à l'évolution de la composition du Comité exécutif, qui est passée de 7 à 11 membres en 2015 (hors Président-Directeur Général), et à l'augmentation du nombre d'administrateurs percevant des jetons de présence, passé de 5 à 11 en application de l'ordonnance du 20 août 2014.

En dehors du Président-Directeur Général d'EDF qui pourrait bénéficier d'une indemnité de rupture en cas de révocation de son mandat de Président-Directeur Général, les dirigeants ne bénéficient d'aucun autre 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 49 Environnement**49.1 DROITS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET
DE SERRE**

Dans le cadre du protocole de Kyoto, la Directive européenne visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre est entrée en vigueur en 2005 pour une première période de trois ans, puis une deuxième période de 2008 à 2012 avec une réduction progressive des droits d'émission attribués.

La troisième période, de 2013 à 2020, est notamment caractérisée par la suppression de l'attribution gratuite des droits d'émission aux producteurs d'électricité dans certains pays, dont la France et le Royaume-Uni.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application de cette Directive sont : EDF, EDF Energy, Edison, Fenice, Dalkia, Kogeneraqa, Zielona Gora, EDF Polska et EDF Lumins.

En 2015, le Groupe a restitué 48 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2014. En 2014, le Groupe avait restitué 60 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2013.

Pour l'année 2015, le volume total des droits d'émission alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 7 millions de tonnes (6 millions de tonnes pour l'année 2014).

Au 31 décembre 2015, le volume des émissions s'élève à 47 millions de tonnes. La provision qui résulte des excédents d'émissions par rapport à ces droits d'émission s'élève à 209 millions d'euros au 31 décembre 2015 (314 millions d'euros au 31 décembre 2014).

49.2 CERTIFICATS D'ÉCONOMIES 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 développées par les législations nationales, sous l'égide de directives communautaires.

La loi française du 13 juillet 2005 instaure un système de certificats d'économies d'énergie (CEE). Les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excèdent un seuil sont soumis sur une période définie à des obligations d'économies d'énergie dont ils se libèrent en réalisant directement ou indirectement des économies d'énergie ou en acquérant des certificats d'économies d'énergie. À l'issue de la période considérée, les sociétés concernées justifient de l'accomplissement de leurs obligations en restituant des certificats. À défaut, une pénalité libératoire est acquittée au Trésor.

En France, ce dispositif a été reconduit par décret n° 2014-1557 du 24 décembre 2014 pour une troisième période du 1^{er} janvier 2015 au 31 décembre 2017. Cette période se caractérise notamment par un objectif d'économies d'énergie plus ambitieux et des simplifications opérationnelles. Les volumes de CEE obtenus au cours de la deuxième période contribueront à l'atteinte des objectifs de la troisième période.

En application de l'article 30 de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, une nouvelle obligation d'économies

d'énergie au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique est mise en place à compter du 1^{er} janvier 2016 pour les exercices 2016 et 2017. Cette nouvelle obligation vient s'ajouter aux objectifs d'économies d'énergie de la troisième période. Le volume annuel de cette obligation est défini proportionnellement à l'obligation annuelle d'économies d'énergie.

EDF s'est mis en capacité de réaliser ses obligations grâce à des offres d'efficacité énergétique portant sur chacun des segments de marché : particuliers, entreprises, collectivités territoriales et bailleurs sociaux.

49.3 CERTIFICATS D'ÉNERGIE RENOUELABLE

Dans le cadre du dispositif de certificats d'énergie renouvelable, le groupe EDF est soumis à une obligation de restitution de certificats d'énergie renouvelable, notamment au Royaume-Uni, en Italie et en Belgique (voir note 1.3.28.2).

Au 31 décembre 2015, une provision de 707 millions d'euros a été comptabilisée essentiellement par EDF Energy (Royaume-Uni) et EDF Luminus (Belgique) au titre du défit de certificats d'énergie renouvelable par rapport aux obligations assignées.

Note 50 Événements postérieurs à la clôture

50.1 DÉCISION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION DU 27 JANVIER 2016 : AVANCÉE SUR LE PARTENARIAT STRATÉGIQUE ENTRE EDF ET AREVA

Lors de sa réunion du 27 janvier 2016, le Conseil d'administration d'EDF a pris connaissance, à l'issue des due diligences réalisées au cours du second semestre 2015, de la finalisation des discussions menées avec AREVA pour l'acquisition par EDF du contrôle des activités d'AREVA NP (société en charge des services et des fabrications d'équipements et de combustibles pour les réacteurs).

Le Conseil a marqué son accord sur la valorisation définitive des activités destinées à être acquises par EDF, qui ressort à 2,5 milliards d'euros pour 100 % du capital d'AREVA NP, ce montant étant susceptible, d'une part, d'être ajusté à la hausse comme à la baisse en fonction des comptes établis à la date de réalisation de l'opération et, d'autre part, de faire l'objet, en fonction de l'atteinte de certains objectifs de performance mesurés postérieurement à la date de réalisation, d'un éventuel complément de prix d'un montant pouvant atteindre au maximum 350 millions d'euros.

Avec une prise de participation d'EDF envisagée de 51 % à 75 %, une offre engageante pourra être formulée par EDF sur ces bases, après consultation du Comité central d'entreprise et autorisation du Conseil d'administration, une fois que le dispositif d'immunisation totale d'EDF contre les coûts et les risques du projet Olkiluoto 3 (OL3) et l'ensemble de la documentation contractuelle définitive auront été finalisés.

Cette décision fait suite au protocole d'accord du 30 juillet 2015 formalisant l'état d'avancement des discussions relatives au projet de partenariat entre EDF et AREVA. Ce protocole comporte 3 volets :

- la conclusion d'un accord stratégique et industriel global, afin notamment d'améliorer et de développer l'efficacité de leur coopération dans des domaines tels que la recherche et développement, la vente de nouveaux réacteurs à l'export, l'entreposage de combustibles usés et le démantèlement ;
- l'acquisition par EDF du contrôle exclusif d'AREVA NP. Elle prévoit un contrôle majoritaire d'AREVA NP par EDF (au moins 51 %), la participation d'AREVA à hauteur d'un maximum de 25 % dans le cadre d'un partenariat stratégique, et potentiellement la participation d'autres partenaires minoritaires. Ce projet permet une meilleure sécurisation des activités les plus critiques du « Grand carénage » pour le parc existant en France et une amélioration de l'efficacité des prestations d'ingénierie, de gestion de projets et de certaines fabrications grâce au retour d'expérience d'EDF ;
- la création d'une société dédiée, détenue à hauteur de 80 % par EDF et de 20 % par AREVA NP, destinée à optimiser les activités de conception et de gestion de projets des nouveaux réacteurs. Sa vocation est d'améliorer la préparation et la gestion des projets et les offres de la filière française à l'export grâce à une meilleure coordination du marketing stratégique pour l'élaboration des offres en amont des projets, au développement d'offres plus compétitives et adaptées aux besoins des clients, et à l'harmonisation et l'élargissement de la gamme de réacteurs, tout en assurant la poursuite des partenariats avec les grands industriels au Japon et en Chine. Cette société s'inscrit dans un modèle intégré producteur/fournisseur qui a fait ses preuves dans plusieurs pays.

¹ Sans reprise de dette financière.

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

Note 51 Périmètre de consolidation

51.1 SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES PAR INTÉGRATION GLOBALE AU 31 DÉCEMBRE 2015

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2015	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2014	Activité
France				
Électricité de France – Société mère		100,00	100,00	P, D, A
Électricité Réseau Distribution France (ERDF)		100,00	100,00	D
EDF Production Électrique Insulaire (EDF PEI)		100,00	100,00	P
Group Support Services (G2S)		100,00	–	A
Royaume Uni				
EDF Energy plc. (EDF Energy)		100,00	100,00	P, A
EDF Energy UK Ltd.		100,00	100,00	A
EDF Development Company Ltd.		100,00	100,00	A
Italie				
Edison SpA (Edison)		97,40	97,40	P, D, A
Transalpina di Energia SpA (TdE SpA)		100,00	100,00	A
Fenice Qualita'Per L'Ambiente SpA (Fenice)		100,00	100,00	P, A
Autre international				
EDF International SAS	France	100,00	100,00	A
EDF Belgium SA	Belgique	100,00	100,00	P
EDF Luminus SA	Belgique	68,63	63,53	P
EDF Norte Fluminense SA	Brésil	100,00	100,00	P
Ute Paracambi SA	Brésil	100,00	100,00	P
French Investment Guangxi Laibin Electric Power Co., Ltd. (Figled)	Chine	100,00	100,00	P
EDF (China) Holding Ltd	Chine	100,00	100,00	A
EDF Inc.	États-Unis	100,00	100,00	A
Unistar Nuclear Energy LLC	États-Unis	100,00	100,00	P
Budapesti Erőmű Zrt (BE Zrt)	Hongrie	–	95,62	P
EDF Délmász Zrt	Hongrie	100,00	100,00	P, D, A
EDF Paliwa Sp. z o. o. (Energokrak)	Pologne	97,44	97,26	A
EDF Polska SA	Pologne	97,44	97,26	P
Zec Kogeneracja SA (Kogeneracja)	Pologne	49,55	49,51	P, D
Elektrociepłownia Zielona Góra SA (Zielona Gora)	Pologne	48,75	48,72	P, D
EDF Alpes Investissements SARL	Suisse	100,00	100,00	A
Mekong Energy Company Ltd. (Meco)	Vietnam	56,25	56,25	P

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres.

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015

6

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2015	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2014	Activité
Autres activités				
EDF Développement Environnement SA	France	100,00	100,00	A
Société pour le Conditionnement des Déchets et Effluents Industriels (SOCODEI)	France	100,00	100,00	A
Compagnie Financière de Valorisation pour l'Ingénierie (COFIVA)	France	100,00	100,00	A
Société Française d'Ingénierie Électronucléaire et d'Assistance (SOFINEL)	France	55,00	55,00	A
Électricité de Strasbourg	France	88,64	88,64	D
Tiru SA – Traitement Industriel des Résidus Urbains	France	51,00	51,00	A
Dunkerque LNG	France	65,01	65,00	A
EDF Énergies Nouvelles	France	100,00	100,00	P, A
EDF Immo et filiales immobilières	France	100,00	100,00	A
EDF Optimal Solutions SAS	France	100,00	100,00	A
Société C2	France	100,00	100,00	A
Société C3	France	100,00	100,00	A
EDF Holding SAS	France	100,00	100,00	A
CHAM SAS	France	100,00	100,00	A
Dalkia	France	99,94	99,94	A
Citelum	France	100,00	100,00	A
EDF Trading Ltd	Royaume-Uni	100,00	100,00	A
EDF DIN UK Ltd	Royaume-Uni	100,00	100,00	A
Wagram Insurance Company Ltd	Irlande	100,00	100,00	A
EDF Investissements Groupe SA	Belgique	93,89	95,51	A
Océane Re	Luxembourg	99,98	99,98	A
EDF Gas Deutschland GmbH	Allemagne	100,00	100,00	A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres

51.2 SOCIÉTÉ DÉTENUE SOUS FORME D'ACTIVITÉS CONJOINTES AU 31 DÉCEMBRE 2015

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2015	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2014	Activité
Autres activités				
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (Crystal)	Allemagne	50,00	50,00	A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres

51.3 SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES PAR MISE EN ÉQUIVALENCE AU 31 DÉCEMBRE 2015

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2015	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2014	Activité
France				
RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE)		100,00	100,00	T
Elisandra IV (Holding Madrileña Red de Gas) (EDF Invest)	Espagne	25,00	–	D
Alba Real Estate SCS (EDF Invest)	Luxembourg	46,50	–	A
Immo C47 (EDF Invest)	France	100,00	–	A
Autre international				
Energie Steiermark Holding AG (Estag)	Autriche	–	25,00	P, A
Compagnie Énergétique de Sinop (CES)	Brésil	51,00	51,00	P
Constellation Energy Nuclear Group LLC (CENG)	États-Unis	49,99	49,99	P
Sloe Centrale Holding BV	Pays-Bas	50,00	50,00	P
Shandong Zhonghua Power Company, Ltd.	Chine	19,60	19,60	P
Datang Sanmenxia Power Generation Co., Ltd.	Chine	35,00	35,00	P
Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd (TNPJVC)	Chine	30,00	30,00	P
Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd.	Chine	49,00	49,00	P
Nam Theun 2 Power Company (NTPC)	Laos	40,00	40,00	P
Alpiq	Suisse	25,04	25,00	P, D, T, A
Autres activités				
Domofinance SA	France	45,00	45,00	A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres

51.4 SOCIÉTÉS POUR LESQUELLES LES DROITS DE VOTE DIFFÈRENT DU POURCENTAGE D'INTÉRÊT AU 31 DÉCEMBRE 2015

Le pourcentage de droits de vote, déterminant pour le contrôle, diffère du pourcentage d'intérêt du Groupe pour les entités suivantes :

	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2015	Pourcentage de droits de vote détenus au 31/12/2015
Edison SpA	97,40	99,48
Zec Kogeneracja SA (Kogeneracja)	49,55	50,00
Elektrociepłownia Zielona Góra SA (Zielona Góra)	48,75	98,40
EDF Paliwa Sp. z o.o.	97,44	100,00
Société Française d'Ingénierie Électronucléaire et d'Assistance (SOFINEL)	55,00	54,98
EDF Investissements Groupe SA	93,89	50,00

6.3 Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2015

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.

COMPTES DE RÉSULTAT

(en millions d'euros)	Notes	2015	2014
CHIFFRE D'AFFAIRES ⁽¹⁾	4	41 553	41 717
Production stockée et immobilisée		875	820
Subventions d'exploitation	5	6 338	5 912
Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation	6	3 124	2 752
Autres produits d'exploitation et transferts de charges	7	938	715
I TOTAL DES PRODUITS D'EXPLOITATION		52 828	51 916
Achats consommés de combustibles		2 823	3 173
Achats d'énergie		10 933	9 792
Achats de services et autres achats consommés de biens		19 338	18 965
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	8	33 094	31 930
Impôts, taxes et versements assimilés	9	2 682	2 615
Charges de personnel	10	6 812	6 604
Dotations aux amortissements des immobilisations	11	3 447	3 149
Dotations aux provisions et dépréciations	12	3 763	2 840
Dotations d'exploitation		7 210	5 989
Autres charges d'exploitation		1 409	905
II TOTAL DES CHARGES D'EXPLOITATION		51 207	48 043
RÉSULTAT D'EXPLOITATION (I - II)		1 621	3 873
III Quotes-parts de résultat sur opérations faites en commun		16	7
IV Résultat financier	13	(2 275)	(3 096)
RÉSULTAT COURANT AVANT IMPÔTS (I - II + III + IV)		(638)	784
V RÉSULTAT EXCEPTIONNEL	14	846	1 442
VI IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	15	(63)	577
BÉNÉFICE OU PERTE (I - II + III + IV + V - VI)		271	1 649

(1) Dont production en 2015 de biens à l'exportation pour 6 895 millions d'euros et de services à l'exportation pour 481 millions d'euros.

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2015**BILANS****ACTIF**

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2015		31/12/2014	
		Montants bruts	Amortissements et dépréciations	Montants nets	Montants nets
Immobilisations incorporelles	16-17	1 586	735	851	777
Immobilisations corporelles du domaine propre	16-17	76 755	51 349	25 406	25 071
Immobilisations corporelles du domaine concédé	16-17	13 806	8 140	5 666	5 426
Immobilisations corporelles et incorporelles en cours	16-17	16 147	259	15 888	14 435
Participations et créances rattachées		57 620	185	57 435	56 456
Titres immobilisés		12 985	219	12 766	12 744
Prêts et autres immobilisations financières		13 688	3	13 685	8 229
Immobilisations financières	18	84 293	407	83 886	77 429
TOTAL I ACTIF IMMOBILISÉ		192 587	60 890	131 697	123 138
Stocks et encours	19	10 404	192	10 212	9 753
Avances et acomptes versés sur commande	20	1 224	1	1 223	1 134
Créances d'exploitation	20	19 976	393	19 583	19 005
Valeurs mobilières de placement	21	13 907	7	13 900	8 815
Instruments de trésorerie	20	4 759	–	4 759	3 913
Disponibilités	22	6 199	–	6 199	6 583
Charges constatées d'avance	20	1 339	–	1 339	1 294
TOTAL II ACTIF CIRCULANT		57 808	593	57 215	50 497
Charges à répartir sur plusieurs exercices (III)		289	–	289	286
Primes de remboursement des emprunts (IV)		676	164	512	508
Écarts de conversion – Actif (V)	23	2 070	–	2 070	1 146
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV + V)		253 430	61 647	191 783	175 575

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2015

6

PASSIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2015	31/12/2014
Capital		960	930
Primes d'émission et de fusion		8 081	7 205
Écarts de réévaluation		675	669
Réserve légale		93	93
Autres réserves		3 000	3 000
Réserves		3 093	3 093
Report à nouveau		5 134	5 598
Résultat de l'exercice		271	1 649
Acomptes sur dividendes		(1 059)	(1 059)
Subventions d'investissement		170	174
Provisions réglementées		6 233	6 324
TOTAL CAPITAUX PROPRES	24	23 558	24 583
Autres fonds propres	25	11 281	10 688
Passifs spécifiques des concessions	26	2 093	2 045
TOTAL I FONDS PROPRES		36 932	37 316
Provisions pour risques	27	3 056	1 933
Provisions liées à la production nucléaire (aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers coûts)	28	36 130	34 060
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	29	597	589
Provisions pour avantages du personnel	30	10 759	10 795
Provisions pour autres charges	31	969	982
Provisions pour charges		48 455	46 426
TOTAL II PROVISIONS		51 511	48 359
Dettes financières	33	55 821	47 053
Avances et acomptes reçus	32	6 819	6 433
Dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses	32	32 741	28 821
Instruments de trésorerie	32	3 969	3 337
Produits constatés d'avance	32	3 698	4 065
TOTAL III DETTES	32	103 048	89 709
Écarts de conversion - Passif (IV)	34	292	191
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV)		191 783	175 575

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2015

TABLEAUX DE FLUX DE TRÉSORERIE

(en millions d'euros)	Notes	2015	2014
Opérations d'exploitation			
Résultat avant impôts sur les bénéfices		208	2 226
Amortissements et provisions		7 023	5 897
Plus ou moins-values de cessions		(505)	(1 092)
Produits et charges financiers		(814)	102
Variation du besoin en fonds de roulement		872	(1 127)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		6 784	6 006
Frais financiers nets décaissés y compris dividendes reçus		1 637	(187)
Impôts sur le résultat payés		(1 102)	(2 219)
Décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 ⁽¹⁾	2	(789)	–
(A) Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		6 531	3 600
Opérations d'investissement			
Investissements corporels et incorporels		(5 957)	(5 832)
Produits de cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		21	13
Variations d'actifs financiers		(9 645)	5 249
(B) Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		(15 582)	(570)
Opérations de financement			
Émissions d'emprunts et conventions de placements		9 807	7 109
Remboursements d'emprunts et conventions de placements		(2 969)	(7 247)
Dividendes versés		(1 420)	(2 327)
Émission de titres subordonnés à durée indéterminée	25	–	3 973
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		10	7
Subventions d'investissement reçues		6	5
(C) Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		5 433	1 520
(A) + (B) + (C) Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(3 617)	4 550
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE ⁽²⁾	22	1 226	(3 310)
Incidence des variations de change		(90)	(57)
Produits financiers nets sur disponibilités et équivalents de trésorerie		54	43
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE ⁽²⁾	22	(2 427)	1 226

(1) Le 22 juillet 2015, la Commission européenne a adopté une nouvelle décision qualifiant d'aide d'État incompatible avec les règles de l'Union européenne le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du Réseau d'Alimentation Générale (RAG) (voir note 2.2).

(2) 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 à l'ouverture et à la clôture avec les postes de bilan est présentée en note 22.

Annexe aux comptes sociaux

Electricité de France SA (EDF), maison mère du groupe EDF, est une société anonyme qui exerce des activités de production d'électricité et de commercialisation d'électricité et de gaz. EDF porte également l'ensemble des activités des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) : Corse et départements d'outre-mer.

Note 1 Principes et méthodes comptables**1.1 RÉFÉRENTIEL COMPTABLE**

EDF présente ses comptes sociaux selon les principes et méthodes comptables définies par le Plan comptable général tel que présenté par le règlement n° 2014-03 de l'Autorité des Normes Comptables du 5 juin 2014 relatif au Plan comptable général.

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées sont identiques à celles utilisées dans les comptes annuels au 31 décembre 2014 à l'exception du changement appliqué au mode de comptabilisation des certificats d'économies d'énergie (CEE) mentionné ci-après.

Le nouveau mode de comptabilisation des CEE a été défini dans le règlement n° 2012-04 du 4 octobre 2012 homologué par arrêté du 28 décembre 2012. La date d'application obligatoire, reportée d'un an par le règlement n° 2013-02 du 7 novembre 2013, a été fixée au 1^{er} janvier 2015. Ces dispositions ont été reprises, sans modification, dans le règlement n° 2014-03.

La première application de ce règlement constitue un changement de méthode comptable dont l'effet après impôt, calculé de manière rétrospective, est imputé en report à nouveau.

Au 1^{er} janvier 2015, elle se traduit par la comptabilisation d'un stock de 344 millions d'euros correspondant aux dépenses qui ont été engagées sur les exercices passés en vue d'obtenir des certificats au-delà de l'obligation réglementaire de la précédente période d'obligation (1^{er} janvier 2011 – 31 décembre 2014). Cette avance sera utilisée pour remplir l'obligation de la nouvelle période (1^{er} janvier 2015 – 31 décembre 2017).

À la date de clôture, seule une position nette est présentée dans les comptes : en stocks (en cas d'excédent de CEE, elle correspond aux certificats obtenus ou en cours d'obtention permettant de garantir les obligations futures d'économies d'énergie) ou au passif (en cas de déficit de CEE, elle correspond alors au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées).

Au 31 décembre 2015, les impacts de l'application du nouveau traitement comptable des CEE sont les suivants :

(en millions d'euros)	Nouvelle méthode		Ancienne méthode	
	Bilan	Compte de résultat	Bilan	Compte de résultat
Stock d'ouverture (changement de méthode)	344			
Dépenses d'économies d'énergie – charges de la période		(384)		(384)
Production CEE de l'exercice	384	384		
Obligation d'économies d'énergie	(369)	(369)		
Stock de CEE au 31 décembre 2015	359			
IMPACT SUR LE RÉSULTAT D'EXPLOITATION DE L'EXERCICE 2015		(369)		(384)

Le traitement comptable est décrit en note 1.19.2.

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 charges de l'exercice ainsi que pour la prise en compte des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers d'EDF pourraient différer significativement des estimations actuelles.

Au cas particulier des durées d'amortissement, la stratégie industrielle d'EDF est d'exploiter le parc de centrales nucléaires françaises au-delà de sa durée actuelle d'amortissement comptable de 40 ans dans des conditions optimales de sûreté et de performance.

Ainsi, depuis plusieurs années, EDF prépare la prolongation de la durée d'exploitation de ses centrales et engage les investissements nécessaires dans le cadre du programme industriel dit de « Grand carénage ».

La mise en adéquation de la durée d'amortissement du parc nucléaire avec la stratégie industrielle rappelée précédemment sera retranscrite dans les comptes d'EDF dès que toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires seront réunies.

Les autres principales méthodes comptables sensibles au titre desquelles EDF a recours à des estimations et jugements sont décrites ci-après.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs d'EDF.

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2015

1.2.1 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers coûts est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme ainsi qu'aux hypothèses retenues en termes de durée d'amortissement des centrales en exploitation et aux échéanciers de décaissements. Une ré-estimation est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituant la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par EDF. Si ces ré-estimations conduisaient à constater des écarts significatifs, elles pourraient justifier la révision des montants provisionnés.

Les principales hypothèses et analyses de sensibilité concernant les provisions nucléaires sont présentées en note 28.5.

1.2.2 Engagements de retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

L'évaluation des engagements de retraites et autres avantages postérieurs à l'emploi et à long terme repose sur des évaluations actuarielles sensibles à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme pour l'arrêté des comptes au 31 décembre 2015 sont détaillées en note 30.4. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. EDF estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2015 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le montant des engagements ainsi que sur le résultat d'EDF.

1.2.3 Énergie en compteurs et acheminement associé

Les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêté à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturée en date d'arrêté des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

1.3 CHIFFRE D'AFFAIRES

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'énergie (aux clients finals et dans le cadre d'activités de négoce) et des prestations de services. Les prestations d'acheminement sur le réseau de distribution d'énergie achetées auprès de la filiale ERDF 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.

1.4 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

1.4.1 Frais de recherche et développement

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les dépenses concourant au développement d'un projet sont comptabilisées en immobilisations incorporelles lorsque l'entreprise peut démontrer :

- la faisabilité technique nécessaire à l'achèvement de l'immobilisation incorporelle en vue de sa mise en service ou de sa vente ;
- son intention d'achever l'immobilisation incorporelle et de l'utiliser ou de la vendre ;
- sa capacité à utiliser ou à vendre l'immobilisation incorporelle ;
- la façon dont l'immobilisation incorporelle générera des avantages économiques futurs probables ;
- la disponibilité de ressources (techniques, financières et autres) appropriées pour achever le développement et utiliser ou vendre l'immobilisation incorporelle ; et
- sa capacité à évaluer de façon fiable les dépenses attribuables à l'immobilisation incorporelle au cours de son développement.

Les dépenses de développement portées à l'actif sont amorties linéairement sur la base de leur durée d'utilité prévisible.

1.4.2 Autres immobilisations incorporelles

Les autres immobilisations incorporelles sont principalement constituées de logiciels, de droits au bail et de réservations de capacités de stockage.

Elles sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, que ces immobilisations soient générées en interne ou acquises.

1.5 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Les immobilisations corporelles sont présentées sur deux rubriques à l'actif du bilan, en fonction de l'activité et du cadre contractuel dans lesquels elles sont utilisées :

- immobilisations du domaine propre, essentiellement constituées d'installations nucléaires de production ;
- immobilisations du domaine concédé.

1.5.1 Évaluation initiale

Les immobilisations corporelles sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production.

La valeur d'entrée à l'actif est égale au coût réel d'achat ou à un coût de production qui comprend, outre les facturations de tiers, les moyens propres engagés directement par l'entreprise.

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 dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Le coût des immobilisations comprend également les coûts de déconstruction des installations de production et, pour les installations nucléaires, le coût du dernier cœur. Ces actifs sont comptabilisés en contrepartie des provisions constituées au titre de ces obligations. À la date de mise en service, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 1.15). Ils sont amortis selon la durée de vie et le mode d'amortissement des installations auxquelles ils sont associés.

Aucun actif n'a été comptabilisé lorsque l'obligation est rattachée à une installation totalement amortie.

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu a été comptabilisé à l'actif en produit à recevoir, et la différence entre la provision et le produit à recevoir est enregistrée en « Immobilisations corporelles ». Par la suite, les versements du partenaire viennent minorer le produit à recevoir.

Ainsi, sont inclus dans la valeur des immobilisations :

- le coût actualisé de la déconstruction des installations ; et
- pour les installations nucléaires, le coût actualisé du dernier cœur de combustible, comprenant :
 - le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires,
 - le coût du traitement de ce combustible, et
 - le coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations de production constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties sur la durée de vie résiduelle des installations.

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes de cet actif, ils donnent lieu à l'identification d'un composant qui est amorti sur une durée qui lui est propre. Sont notamment concernés les coûts d'inspections majeures qui sont amortis sur une 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.

1.5.2 Modes et durées d'amortissement

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle l'entreprise prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique futur.

Les durées d'utilité attendues pour les principaux ouvrages sont les suivantes :

■ barrages hydroélectriques	75 ans
■ matériel électromécanique des usines hydroélectriques	50 ans
■ centrales thermiques à flamme	25 à 45 ans
■ installations de production nucléaire	40 ans
■ installations de distribution (lignes, postes de transformation)	20 à 45 ans

1.5.3 Contrats de concession

EDF est concessionnaire de deux types de concessions de service public :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- les concessions de forces hydrauliques, dont le concédant est l'État.

1.5.3.1 Concessions de distribution publique d'électricité

EDF est concessionnaire des réseaux de distribution publique insulaires (Corse, DOM) selon des contrats de concession qui relèvent généralement d'un cahier des charges type des concessions de 1992 (mis à jour en 2007) négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies), et approuvé par les pouvoirs publics.

Le traitement comptable des concessions repose sur le guide comptable des entreprises concessionnaires de 1975 en l'absence de dispositions spécifiques du Plan comptable général.

Les biens concédés sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé à l'actif du bilan quelle que soit l'origine du financement pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concédant. La contrepartie des biens remis gratuitement par les concédants figure au passif du bilan.

1.5.3.2 Concessions de forces hydrauliques

Les contrats de concession de forces hydrauliques relèvent d'un cahier des charges type approuvé par décret.

Les immobilisations affectées au service de la concession comprennent les ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines...) et, pour les concessions renouvelées récemment, les ouvrages de production et d'évacuation d'électricité (alternateurs...). Les biens concédés sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé pour leur coût d'acquisition. Ils sont amortis sur leur durée d'utilité qui correspond en général à la durée des concessions.

Les immobilisations concédées donnent lieu à un amortissement de caducité au passif du bilan (voir note 1.14.2).

1.6 DÉPRÉCIATION DES ACTIFS À LONG TERME

À chaque arrêté, EDF détermine s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est réalisé selon les modalités suivantes :

- EDF mesure les éventuelles dépréciations des actifs à long terme par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein de groupes d'actifs, et leur valeur recouvrable généralement calculée par la méthode des flux futurs de trésorerie nets actualisés. Lorsque cette valeur recouvrable est notablement inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « Dépréciations » ;
- les taux d'actualisation retenus pour ces besoins s'appuient sur le coût moyen pondéré du capital de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés ;
- les flux de trésorerie futurs sont établis sur la base des plans à moyen terme et des hypothèses validés par la Direction.

1.7 IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES

1.7.1 Titres de participation et titres immobilisés

Les titres de participation et les titres immobilisés sont valorisés au coût d'acquisition.

Les plus ou moins-values de cession de ces titres sont évaluées sur la base de la méthode « Premier entré, premier sorti ».

Selon les dispositions de l'avis n° 2007-C du 15 juin 2007 du Comité d'urgence, 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.

La valeur d'utilité des titres cotés des entités non consolidées est déterminée sur la base du cours de bourse.

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2015

Pour les titres non cotés et les titres cotés des sociétés consolidées par le groupe EDF, la valeur d'utilité est déterminée à partir des capitaux propres ou des actifs nets consolidés corrigés prenant en compte, le cas échéant, des éléments d'évaluation à dire d'experts et des informations connues depuis la clôture du dernier exercice.

1.7.2 Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille

EDF a constitué deux portefeuilles de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) :

- le premier est composé d'actifs financiers dédiés, 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 », constitués par EDF pour son usage exclusif ;
- le second est constitué de titres acquis pour en retirer, à plus ou moins longue échéance, une rentabilité satisfaisante et sans intervenir dans la gestion des sociétés dont les titres sont détenus.

Par ailleurs, sont également classées en titres immobilisés les actions propres achetées dans le cadre de la couverture d'obligations liées à des titres de créance donnant accès au capital, d'un contrat de liquidité conclu avec un prestataire de services d'investissement, d'une opération de croissance externe ou d'une réduction de capital.

Les actions sont enregistrées pour leur coût d'acquisition. En application de l'article 213-8 du règlement n° 2014-03 de l'Autorité des Normes Comptables relatif au Plan comptable général, les droits de mutations, les honoraires, les commissions, les frais d'actes et les frais d'acquisition sont comptabilisés en charge, conformément à l'option retenue pour les autres titres immobilisés et les titres de placement.

Les TIAP (actions et obligations) sont comptabilisés au coût historique. À la clôture, si la valeur d'inventaire d'un titre est inférieure au coût d'entrée, une moins-value latente est intégralement provisionnée sans compensation avec les gains potentiels sur les autres titres. Pour les titres cotés, la valeur d'inventaire est appréciée individuellement en tenant compte du cours de bourse. Pour les titres non cotés, la valeur d'inventaire est appréciée individuellement en tenant compte notamment des perspectives d'évolution de l'entreprise dont les titres sont détenus.

1.7.3 Autres immobilisations financières

Dans le cadre des activités du Groupe, EDF est amené à accorder des prêts en devises à ses filiales.

Afin de réduire son exposition au risque de change, le Groupe 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.

1.8 STOCKS ET ENCOURS

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières (prenant en compte les effets de couverture), les coûts de main-d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

Les consommations de stock sont généralement valorisées en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré. Les consommations des droits d'émissions de gaz à effet de serre et des certificats d'économies d'énergie sont valorisées en appliquant la méthode du « Premier entré, premier sorti ».

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation.

1.8.1 Matières et combustible nucléaires

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ; et
- les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustible nucléaires ainsi que les encours 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...).

Du fait de la prise en compte de la notion de « combustible engagé » définie par l'arrêté du 21 mars 2007, le coût des stocks pour le combustible engagé en réacteur et non encore irradié comprend les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, qui trouvent leur contrepartie dans les provisions concernées.

Les consommations de combustible nucléaire sont déterminées par composante (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication d'assemblages) au prorata de la production prévue lors du chargement en réacteur. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock appliqué à chacune des composantes. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques et d'inventaires.

1.8.2 Autres stocks d'exploitation

Sont enregistrés dans ces comptes de stocks :

- les matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme ;
- les matières et matériels d'exploitation tels que les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance (hors pièces de sécurité stratégiques immobilisées) ;
- les droits d'émission de gaz à effet de serre et les certificats d'économies d'énergie acquis pour le cycle de production (voir notes 1.19.1 et 1.19.2) ;
- les stocks de gaz évalués selon la méthode du coût moyen pondéré en incluant les coûts d'achat directs et indirects et notamment le coût de transport.

En application du décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité dont les règles ont été approuvées par l'arrêté du 22 janvier 2015, EDF a procédé aux premières opérations de certification de ses capacités de production. Les garanties de capacité obtenues en contrepartie seront utilisées afin de satisfaire à l'obligation de restitution de la première période d'obligation 2017. Les garanties de capacité sont comptabilisées en stocks à leur coût de production pour des montants non significatifs à la date de clôture 2015.

Les dépréciations constatées pour les pièces de rechange dépendent du taux de rotation de ces pièces.

1.9 CRÉANCES D'EXPLOITATION ET TRÉSORERIE

1.9.1 Créances d'exploitation

Les créances clients sont inscrites initialement à leur valeur nominale.

Les créances d'exploitation intègrent le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée.

Une dépréciation est constatée lorsque leur valeur d'inventaire, reposant sur la probabilité de leur recouvrement déterminée en fonction de la typologie des créances, est inférieure à leur valeur comptable. Selon la nature des créances, le risque assorti aux créances douteuses est apprécié individuellement ou à partir de méthodes statistiques tirées de l'expérience. EDF ne supporte pas le risque d'impayé sur la part acheminement de ces créances, ce risque étant porté par ERDF.

1.9.2 Valeurs mobilières de placement

Les valeurs mobilières sont inscrites à l'actif pour leur coût d'acquisition. En fin de période, elles sont évaluées au plus bas de leur coût historique et de leur valeur actuelle.

En ce qui concerne les valeurs cotées, la valeur actuelle correspond au cours de bourse de fin d'exercice. La valeur d'inventaire pour les titres non cotés correspond à la valeur probable de négociation des titres, appréciée en tenant compte des perspectives d'évolution de l'entreprise.

Les moins-values latentes sont intégralement provisionnées sans compensation avec les plus-values latentes non comptabilisées.

Les plus ou moins-values de cession des valeurs mobilières de placement sont évaluées sur la base de la méthode « Premier entré, premier sorti ».

1.10 FRAIS D'ÉMISSION ET PRIMES DE REMBOURSEMENT DES EMPRUNTS

Les primes de remboursement sont amorties linéairement sur la durée de chaque emprunt (ou de chaque tranche d'emprunt en cas d'emprunt multi-échelonnés).

Les commissions et frais externes, supportés par EDF à l'occasion de l'émission d'emprunts et comptabilisés en « Charges à répartir sur plusieurs exercices », font l'objet d'un étalement linéaire sur la durée de vie des emprunts.

1.11 ÉCARTS DE CONVERSION

Les dettes et créances en monnaies étrangères sont évaluées au cours du 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.

Les écarts de conversion sur les swaps adossés aux emprunts sont enregistrés sous cette rubrique en contrepartie du poste « Instruments de trésorerie ».

1.12 PROVISIONS RÉGLEMENTÉES

Sont notamment enregistrés sous cette rubrique les amortissements dérogatoires au titre :

- des amortissements des installations de production et de distribution ;
- des amortissements exceptionnels des installations de désulfuration des cheminées des centrales thermiques à flamme et des logiciels créés par la Société.

1.13 AUTRES FONDS PROPRES

Les titres subordonnés à durée indéterminée en euros et en devises émis par EDF sont comptabilisés conformément à l'avis de l'Ordre des experts-comptables n° 28 de juillet 1994 et en prenant en compte leurs caractéristiques spécifiques.

Ainsi, ils sont classés en autres fonds propres, leur remboursement étant sous le contrôle exclusif d'EDF.

Les frais et primes liés à l'émission sont amortis par résultat.

La rémunération sous forme d'intérêts est enregistrée en résultat financier.

1.14 PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS

Ces passifs sont relatifs aux concessions de distribution publique d'électricité de SEI et aux concessions de forces hydrauliques.

1.14.1 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité – SEI

Ces passifs, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité, sont décomposés au passif du bilan en :

- droits sur les biens existants : ils correspondent au droit au retour gratuit de l'ensemble des ouvrages au bénéfice du concédant. Ce droit est constitué par la contre-valeur en nature des ouvrages – valeur nette comptable des biens mis en concession – déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- droits sur les biens à renouveler : ils correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler. Ces passifs non financiers recouvrent :
 - l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant ;
 - la provision pour renouvellement constituée pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession. Cette provision est comptabilisée en provision pour charges.

Lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement du concédant constitués au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants, étant considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droit du concédant sur les biens existants.

1.14.2 Passifs spécifiques des concessions de forces hydrauliques

Ces passifs sont constitués :

- de la contre-valeur des remises gratuites et des participations reçues ;
- des écarts de réévaluation correspondant aux réévaluations des biens effectuées en application des textes législatifs, pour les biens mis en service avant le 1^{er} janvier 1959 et ceux mis en service avant le 1^{er} janvier 1977 ;
- de l'amortissement de caducité venant compléter l'amortissement industriel pour les biens dont la date de fin de vie technique est postérieure à la date de fin de concession et qui sont remis gratuitement en fin de concession.

Dans le prolongement des modifications apportées au traitement comptable des concessions de forces hydrauliques au 1^{er} janvier 2009, l'écart de réévaluation 1959 est transféré dans les capitaux propres lors des retraitements 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.

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 20151.15 PROVISIONS HORS AVANTAGES
DU PERSONNEL

Une provision est comptabilisée si les trois conditions suivantes sont remplies :

- EDF a une obligation actuelle (juridique ou implicite) vis-à-vis d'un tiers qui résulte d'un événement passé, antérieur à la date de clôture ;
- il est probable qu'une sortie de ressources représentative d'avantages économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation ;
- le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par l'entreprise pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par l'entreprise, éventuellement complétées par l'expérience de transactions similaires, et, dans certains cas, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Les charges correspondantes sont évaluées aux conditions économiques de fin d'année. Ces montants, répartis selon un échéancier prévisionnel de décaissements, sont évalués en euros de l'année de décaissement par application d'un taux d'inflation prévisionnel à long terme. Pour l'évaluation des provisions, ces montants sont actualisés par l'application d'un taux d'actualisation nominal.

Les provisions constituées pour dépenses d'aval du cycle nucléaire, pour charges liées à la déconstruction des centrales et aux derniers coûts et pour contrats déficitaires sont estimées en fonction des flux de trésorerie futurs actualisés.

Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques et réglementaires de la France, et en tenant compte du cycle long d'exploitation des actifs et de l'échéance des engagements.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières.

Lorsqu'il est attendu un remboursement total ou partiel de la dépense qui a fait l'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé en créance si et seulement si EDF a la quasi-certitude de le recevoir.

Dans certains cas exceptionnels, il se peut qu'une provision ne puisse être comptabilisée par manque d'estimation fiable. Cette obligation est alors indiquée en annexe en tant que passif éventuel, à moins que la probabilité de sortie de ressources ne soit faible.

Les changements d'estimation des provisions résultant d'une modification des taux d'actualisation, d'un changement d'échéancier de décaissements ou d'un changement de devis sont enregistrés :

- en augmentation ou en réduction des actifs correspondants, dans la limite de leur valeur nette comptable, lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif (déconstruction des centrales en exploitation, gestion à long terme des déchets radioactifs issus de cette déconstruction et derniers coûts) conformément à l'avis n° 2005-H du 6 décembre 2005 du Comité d'urgence relatif à la comptabilisation des coûts de démantèlement, d'enlèvement et de remise en état de site dans les comptes individuels, repris à l'article 213-8 du règlement n° 2014-03 de l'ANC relatif au Plan comptable général ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

1.15.1 Provisions liées à la production nucléaire

Ces provisions sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses d'aval du cycle nucléaire liées à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales et les pertes relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provision pour derniers coûts).

1.15.2. Autres provisions

Elles concernent notamment :

- les pertes des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie
 - les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat défini par les conditions contractuelles au prix de marché prévisionnel ;
 - les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles au coût de l'énergie à livrer ;
- les pertes latentes de change ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques et hydrauliques ;
- les dépenses de renouvellement des immobilisations en concessions relatives à la distribution publique d'électricité.

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision pourrait ne pas être mentionnée dans les notes annexes aux états financiers, si une telle divulgation était de nature à causer à l'entreprise un préjudice sérieux.

1.16 AVANTAGES DU PERSONNEL

Conformément à la réglementation statutaire relative à la branche des industries électriques et gazières (IEG), les agents d'EDF bénéficient d'avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraite, indemnités de fin de carrière...) ainsi que d'avantages à long terme (médailles du travail...).

1.16.1 Mode de calcul et comptabilisation
des engagements liés au personnel

En application de l'avis n° 2000-A du Comité d'urgence du CNC publié le 6 juillet 2000 et repris à l'article 324-1 du règlement n° 2014-03 de l'ANC relatif au Plan comptable général, EDF a opté au 1^{er} janvier 2005 pour la comptabilisation des avantages postérieurs à l'emploi accordés au personnel.

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture en matière d'avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme, en tenant compte des perspectives d'évolution de salaires et des conditions économiques du pays.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, l'évaluation repose en particulier sur les méthodes et hypothèses suivantes, conformément à l'article 324-1 du règlement n° 2014-03 de l'ANC :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables et des conditions nécessaires pour ouvrir un droit à une pension à taux plein ;
- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- les effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité ;
- le cas échéant, les réversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG ;
- le taux d'actualisation, fonction de la durée des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie ou, le cas échéant, au taux des obligations d'État d'une durée cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision tient compte de la valeur actuelle des actifs destinés à couvrir ces avantages, qui vient en minoration de l'évaluation des engagements :

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, les gains et pertes actuariels excédant 10 % du plus haut des engagements et des actifs du régime (corridor) sont constatés en résultat sur la durée moyenne résiduelle de travail des salariés au sein de l'entreprise.

Pour les autres avantages à long terme, les écarts actuariels ainsi que l'ensemble du coût des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision sans application de la règle du corridor.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires ;
- la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nette des produits correspondant au rendement prévu des actifs de couverture ;
- la charge ou le produit correspondant aux écarts actuariels sur les avantages à long terme et à l'amortissement des écarts actuariels positifs ou négatifs sur avantages postérieurs à l'emploi ;
- le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes.

1.16.2 Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2005, le fonctionnement du régime spécial de retraite, mais également des régimes d'accident du travail et maladies professionnelles, et du régime d'invalidité et de décès, est assuré par la Caisse Nationale des IEG (CNIÉG).

Créée par la loi du 9 août 2004, la CNIÉG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle de l'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 et ARRCO) auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

Du fait de ce mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable au personnel) du régime de droit commun non répercutée au niveau du régime des IEG est susceptible de faire varier le montant des provisions constituées par EDF au titre de ses engagements.

Les engagements provisionnés au titre des retraites comprennent :

- les droits spécifiques des agents des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les agents à compter du 1^{er} janvier 2005 pour les activités régulées (distribution publique d'électricité insulaire), les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement.

L'évaluation tient également compte des frais de gestion de la CNIÉG qui sont à la charge de l'entreprise, cette dernière assurant la gestion et le versement des pensions auprès des inactifs.

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG. Ils se détaillent comme suit :

- les avantages en nature énergie : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les agents inactifs bénéficient des mêmes

avantages en nature que les agents actifs. Dans ce cadre, comme les agents actifs, ils disposent de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel. L'engagement relatif à la fourniture d'énergie aux agents d'EDF et d'Engie correspond à la valeur actuelle probable des kilowattheures à fournir aux agents ou à leurs ayants droit, pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire. À cet élément s'ajoute la soulte représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec Engie.

- les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux agents qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- les indemnités de secours immédiat : elles ont pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (article 26 - § 5 du statut national). Elles sont versées aux ayants droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à trois mois de pension plafonnés) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques) ;
- les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leur activité d'un total de 18 jours de congés exceptionnels ;
- les autres avantages comprennent l'aide aux frais d'études, le compte-épargne jours retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché hors de sociétés relevant des IEG.

1.16.3 Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages concernent les agents en activité et comprennent :

- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles. À l'instar des salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles, de rentes et de prestations d'invalidité et d'incapacité. Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

1.17 INSTRUMENTS DÉRIVÉS

EDF utilise des instruments dérivés dans le but de minimiser l'impact des risques de change et de taux d'intérêt.

Ces instruments dérivés court terme et long terme sont constitués de dérivés de taux ou de change.

Les dérivés conduits à des fins de couverture corrigent le résultat de change et la charge 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 de change non couverte est provisionnée en totalité.

Pour les instruments dérivés négociés sur un marché de gré à gré, 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.

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2015

1.18 CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES

Les instruments financiers à terme sur matières premières sont négociés dans une optique de couverture. Les gains et pertes réalisés sur ces opérations sont reconnus en chiffre d'affaires ou en coût d'achats d'énergie, selon la nature des éléments couverts.

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.

- un passif (provision) est enregistré dans le cas contraire, à hauteur des droits restant à acquérir pour couvrir les émissions déjà réalisées, évalués à la valeur d'acquisition contractualisée pour les achats à terme et livrables avant la restitution, et à la valeur de marché pour le solde.

Le principe de position nette suppose que les droits d'émission détenus en portefeuille seront ceux utilisés pour compenser les émissions déjà produites. Toutefois, le caractère fongible des droits au sein d'EDF doit être nuancé au regard de l'absence de transfert de ces droits entre les activités insulaires et continentales. Ceci peut conduire à l'enregistrement concomitant d'un actif et d'un passif.

1.19 ENVIRONNEMENT

1.19.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

EDF applique les modalités de comptabilisation des droits d'émission conformément au règlement n° 2012-03 du 4 octobre 2012 de l'Autorité des Normes Comptables, repris aux articles 615-1 à 615-22 du règlement n° 2014-03 de l'ANC.

Le traitement comptable des droits d'émission est conditionné par leur intention de détention. Deux modèles économiques, coexistants chez EDF, sont développés.

Les droits d'émission détenus dans le cadre du modèle « Négoce » sont comptabilisés en stocks à leur coût d'acquisition. Une dépréciation est comptabilisée lorsque la valeur actuelle des droits d'émission est inférieure à la valeur comptable.

Les droits d'émission détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre (modèle « Production ») sont comptabilisés en stocks, au coût d'acquisition, et évalués selon la méthode du « Premier entré, premier sorti ». Une dépréciation de stocks est enregistrée lorsque le coût de production de l'électricité, dans lequel le coût des droits est incorporé, est supérieur à la valeur actuelle de cette électricité. À la clôture, un principe de « présentation nette » est appliqué.

- un actif (stock) est comptabilisé si les émissions de gaz à effet de serre en quantité sont inférieures au nombre de droits d'émission détenus en portefeuille. Il correspond aux droits d'émission disponibles pour couvrir les futures émissions de gaz à effet de serre ; ou

1.19.2 Certificats d'économies d'énergie

EDF applique les modalités de comptabilisation des certificats d'économies d'énergie conformément au règlement n° 2012-04 du 4 octobre 2012 de l'Autorité des Normes Comptables, repris aux articles 616-1 à 616-25 du règlement n° 2014-03 de l'ANC.

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 « Economies d'énergie » défini par le règlement de l'ANC.

Les certificats obtenus ou en cours d'obtention sont enregistrés en stocks à leur coût de production/d'acquisition et évalués selon la méthode du « Premier entré, premier sorti ».

À la date d'anêté, une position nette est présentée dans les comptes :

- un actif (stock) 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) est comptabilisé si les économies d'énergie réalisées sont inférieures aux obligations d'économies d'énergie. Le passif correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées. Il est éteint ultérieurement par la réalisation des dépenses d'économies d'énergie permettant l'obtention des certificats, ou par l'achat des certificats.

Note 2 Opérations et événements majeurs de l'exercice**2.1 ARRÊTÉ CONCERNANT LE COÛT
DU PROJET DE STOCKAGE CIGÉO**

Le 15 janvier 2016, le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a fixé par arrêté à 25 milliards d'euros, aux conditions économiques de 2011, l'évaluation prévue par l'article L. 542-12 du Code de l'environnement du coût afférent à la mise en œuvre des solutions de gestion à long terme des déchets radioactifs de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue concernant le projet de stockage Cigéo.

Le coût arrêté constitue un objectif à atteindre par l'Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs (ANDRA), dans le respect des normes de sûreté fixées par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), et en s'appuyant sur une coopération étroite avec les exploitants d'installations nucléaires. En application de cet arrêté, le coût du projet Cigéo sera régulièrement mis à jour et à minima aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire.

Le coût du projet Cigéo fixé par l'arrêté est de 25 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011 et se substitue à l'estimation du coût de référence de 20,8 milliards d'euros sur lequel s'appuyait EDF dans ses comptes à fin décembre 2014 et à fin juin 2015.

La prise en compte de ce coût a pour conséquence, au 31 décembre 2015, une augmentation de 820 millions d'euros des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs au titre des dépenses futures relatives au projet de stockage profond Cigéo.

**2.2 DÉCISION DE LA COMMISSION
EUROPÉENNE CONCERNANT
LE TRAITEMENT FISCAL DES
PROVISIONS CRÉÉES ENTRE 1987
ET 1996 POUR LE RENOUELEMENT
DES OUVRAGES DU RÉSEAU
D'ALIMENTATION GÉNÉRALE (RAG)**

Le 22 juillet 2015, la Commission européenne a adopté une nouvelle décision qualifiant d'aide d'État incompatible avec les règles de l'Union européenne le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du Réseau d'Alimentation Générale (RAG).

Cette décision fait suite à l'annulation par le Tribunal de l'Union européenne par un arrêt de décembre 2009, confirmé par la Cour de Justice de l'Union européenne en juin 2012, de la décision initiale de la Commission du 16 décembre 2003, au motif que la Commission aurait dû dans son appréciation appliquer le critère de l'investisseur avisé pour déterminer s'il y avait ou non aide d'État.

Suite à cette annulation, l'État avait restitué à EDF le 30 décembre 2009 un montant de 1 224 millions d'euros (soit 889 millions d'euros de principal et 335 millions d'euros d'intérêts) correspondant à la somme qui avait été versée

par EDF à l'État français en février 2004 (ce montant ayant été en partie reversé à ERDF et RTE pour leurs quotes-parts respectives). La Commission avait décidé en mai 2013 de rouvrir la procédure.

Par sa décision du 22 juillet 2015, la Commission conclut à l'existence d'une aide d'État incompatible avec le marché commun. En conséquence de cette décision, l'État a ordonné à EDF le remboursement de la somme correspondant au montant de l'aide alléguée, augmentée des intérêts selon les modalités fixées par la Commission.

EDF a pris acte de cette décision et a procédé au remboursement des sommes exigées. EDF conteste toutefois l'existence d'une aide d'État illicite et a déposé le 22 décembre 2015 un recours en annulation devant le Tribunal de l'Union européenne.

EDF en traduit les conséquences dans ses comptes au 31 décembre 2015 de la façon suivante :

- de façon symétrique aux impacts qui avaient été enregistrés dans les comptes au 31 décembre 2009
 - le principal d'impôt pour la quote-part d'EDF, soit 507 millions d'euros, est comptabilisé en charge d'impôt sur les sociétés,
 - les intérêts financiers associés pour la quote-part d'EDF, soit 282 millions d'euros, sont comptabilisés en résultat financier,
- en contrepartie, EDF a procédé le 13 octobre 2015 à un décaissement de 1 383 millions d'euros vis-à-vis de l'État français, partiellement compensé par les remboursements de ERDF pour 219 millions d'euros et de RTE pour 375 millions d'euros.

2.3 ÉMISSIONS OBLIGATAIRES

EDF a lancé le 8 octobre 2015 une émission obligataire « senior » en plusieurs tranches en dollars américains :

- obligation de 1 500 millions de dollars, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 2,35 % ,
- obligation de 500 millions de dollars, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,75 % ,
- obligation de 1 150 millions de dollars, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 4,95 % ,
- obligation de 350 millions de dollars, d'une maturité de 40 ans avec un coupon fixe de 5,25 % .

À cette même date, EDF a lancé une émission obligataire verte de 1 250 millions de dollars américains, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 3,625 % .

Ces émissions font suite à l'émission d'une obligation senior « Formosa » conclue le 25 septembre 2015 sur le marché taiwanais pour un montant de 1 500 millions de dollars américains (maturité 30 ans, coupon fixe de 4,75 %).

Ces opérations permettent à EDF de poursuivre le renforcement de la structure de son bilan.

Note 3 Évolutions réglementaires survenues au cours de l'exercice**3.1 TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTES D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE**

Le 15 juillet 2015, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a publié son rapport 2015 sur les tarifs réglementés de vente de l'électricité (TRV), dans lequel elle constate qu'un déficit tarifaire de 922 millions d'euros au titre de 2014 vient s'ajouter aux déficits antérieurs non rattrapés.

Un arrêté du 30 juillet 2015 a fixé les niveaux des tarifs réglementés de vente, entrés en vigueur le 1^{er} août 2015. En moyenne, les tarifs bleus résidentiels ont augmenté de 2,5 %, les tarifs jaunes de 0,9 %, les tarifs verts de 4 % tandis que les tarifs bleus non résidentiels sont restés inchangés.

Le 31 décembre 2015 a vu la fin des tarifs réglementés de vente jaune et vert. Au 1^{er} janvier 2016, environ trois quarts des sites concernés par la fin de ces tarifs ont conclu un contrat en offre de marché avec le fournisseur de leur choix. Le quart des sites concernés n'ayant toujours pas signé de contrat avec le fournisseur de leur choix demeure alimenté par leur fournisseur historique mais dans le cadre d'un contrat transitoire dont la durée ne dépassera pas six mois.

3.2 CSPE

La CSPE (Contribution au Service Public de l'Électricité) a pour objet de compenser un certain nombre de charges de service public assignées en particulier à EDF¹. Cette taxe est collectée directement auprès du consommateur final.

Le mécanisme CSPE est réformé par la loi de finances rectificative 2015, publiée au *Journal officiel* le 30 décembre 2015. Les charges de service public de l'énergie (électricité et gaz) sont intégrées au budget de l'État en 2016. La loi crée un compte d'affectation spécial « Transition énergétique » d'un montant de 4,4 milliards d'euros. Il sera alimenté en 2016 par le produit de la Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE) diminué de 2 milliards d'euros et par 2,16 % du produit de la Taxe intérieure sur la consommation sur le gaz naturel (TICGN). Il couvre les dépenses supportées par les obligés, comme le surcoût des contrats d'obligations d'achat des ENR et de biogaz, les écarts entre charges prévisionnelles et charges constatées, l'annuité de remboursement du déficit cumulé dû à EDF dont l'échéancier fera l'objet d'un arrêté et le remboursement des avances de CSPE aux industriels bénéficiant avant 2016 d'exonérations. Les charges de solidarité, d'obligations d'achat hors ENR et de péréquation tarifaire dans les ZNI sont compensées par le budget général de l'État via le compte « Service public de l'énergie » dont le montant est de 2 milliards d'euros.

La loi fait également évoluer la fiscalité sur les énergies. Elle prévoit une hausse de la TICGN et de la Taxe charbon en 2016 et 2017, le remplacement de la TICFE par la nouvelle CSPE. Les tarifs de la CSPE sont fixés à 22,5 €/MWh en 2016, à 2 €/MWh, 5 €/MWh ou 7,5 €/MWh pour les électro-intensifs selon un critère de kilowattheures par euro de valeur ajoutée, et à 0,5 €/MWh pour les hyper-électro-intensifs.

Le projet du décret « CSPE » a été présenté au Conseil supérieur de l'énergie (CSE) le 21 décembre 2015. Il missionne la Caisse des Dépôts (et Consignations) (CDC) pour effectuer les versements aux obligés dont EDF, et tenir les comptes « Service public de l'énergie » et « Transition énergétique ». Il missionne la CRE pour déterminer le montant des charges de service public de l'énergie, montant constaté et montant prévisionnel. Enfin, il fixe les modalités de compensation des charges aux obligés.

Par ailleurs, l'estimation des charges à compenser d'EDF au titre de 2015 s'élève à 6,3 milliards d'euros, en hausse de 7 % par rapport à 2014. Cette hausse s'explique principalement par l'effet de la baisse des prix de marché qui augmente le surcoût de l'énergie sous obligation d'achat à compenser par la CSPE et par une hausse des volumes produits par les filières photovoltaïque et éolienne. Les montants encaissés en 2015 s'établissent quant à eux à 6,1 milliards d'euros, soit une hausse de 17,6 % par rapport à 2014. Cette hausse résulte principalement de l'augmentation du niveau de la CSPE applicable à compter du 1^{er} janvier 2015 (augmentation de 3 €/MWh par rapport à 2014, portant son niveau pour l'année 2015 à 19,5 €/MWh).

Enfin, l'accord signé début 2013 par EDF et les pouvoirs publics prévoyant un remboursement progressif d'ici fin 2018 de la créance constituée du déficit de CSPE au 31 décembre 2012 et des coûts de portage induits pour EDF a été actualisé fin 2015 par un courrier des Ministres reçu le 26 janvier 2016. L'État a reconnu les nouveaux déficits apparus entre 2013 et 2015 et les intérêts associés, estimés à 644 millions d'euros. L'État autorise EDF à affecter en 2015 cette créance aux actifs dédiés. Le montant de la créance due à EDF est ainsi de 5,9 milliards d'euros fin 2015 (voir note 18.1). L'échéancier de remboursement a été adapté pour que la créance soit remboursée d'ici 2020. Il fera l'objet d'un arrêté ministériel.

3.3 LOI NOME ET ARENH

Les livraisons d'électricité dans le cadre de l'Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) allouées aux concurrents d'EDF ont représenté 12,3 TWh au premier semestre 2015. Au second semestre 2015, elles sont en forte baisse pour s'établir à 3,8 TWh, principalement du fait de la baisse marquée des prix du marché de gros qui devient une source d'approvisionnement plus attractive, et par la résiliation de contrats-cadres de plusieurs fournisseurs. Lors du guichet de la fin de l'année 2015 destiné à la fourniture du premier semestre 2016, les souscriptions d'ARENH ont été nulles.

Le prix de l'ARENH, fixé depuis le 1^{er} janvier 2012 à 42 €/MWh, devra être représentatif des conditions économiques de la production du parc nucléaire existant. Le projet de décret précisant la méthode d'évaluation des coûts constitutifs de l'ARENH a été étudié par le Conseil supérieur de l'énergie (CSE) le 19 juin 2014, par l'Autorité de la concurrence et par la CRE. Il est toujours en cours d'examen par la Commission européenne qui doit donner son accord sur la formule de prix. Le Gouvernement a reporté la date d'application du décret dans l'attente des conclusions des discussions avec la Commission européenne.

3.4 LOI RELATIVE À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE POUR LA CROISSANCE VERTE

L'Assemblée nationale a adopté le 22 juillet 2015, en lecture définitive, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, au terme d'un long processus législatif. La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (dite « LITECV ») a été promulguée au *Journal officiel* du 18 août 2015, après avoir fait l'objet d'une décision du Conseil constitutionnel du 13 août 2015.

¹ Les Entreprises Locales de Distribution (ELD) et Électricité de Mayotte y contribuent également pour une faible part.

3.5 **ACCORD AGIRC-ARRCO DU 30 OCTOBRE 2015**

Le 30 octobre 2015, les partenaires sociaux ont conclu un accord visant à rééquilibrer les comptes de l'AGIRC-ARRCO.

Cet accord contient plusieurs ensembles de mesures dont certaines sont applicables à compter du 1^{er} janvier 2016 : moindre revalorisation des pensions de 2016 à 2018, report de la date de revalorisation des pensions

du 1^{er} avril au 1^{er} novembre, baisse du rendement du régime, extension de l'assiette de cotisation de l'AGFF à la tranche C de l'AGIRC et mesures visant à améliorer la gestion des régimes.

Le régime de retraite de la branche des industries électriques et gazières (IEG) est adossé financièrement au régime AGIRC-ARRCO depuis 2005. Dès lors que cet accord ne modifie pas les droits des bénéficiaires de la branche des IEG, l'augmentation des engagements résultant du mécanisme d'adossement est constatée en écarts actuariels pour 807 millions d'euros (voir note 30).

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2015

COMPTE DE RÉSULTAT

Note 4 Chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2015	2014
Ventes d'énergie ⁽¹⁾	39 504	39 616
Ventes de services et divers	2 049	2 101
CHIFFRE D'AFFAIRES	41 553	41 717

(1) Y compris la part acheminement des ventes d'électricité et de gaz.

Les ventes d'énergie de l'exercice 2014 intègrent les effets de la régularisation des tarifs réglementés de vente, pour la période du 23 juillet 2012 au 31 juillet 2013, pour 908 millions d'euros suite à la décision du Conseil d'État du 11 avril 2014.

Retraité de cet élément, le chiffre d'affaires de l'exercice 2015 est en hausse de 744 millions d'euros.

Cette évolution est principalement liée à une hausse des volumes vendus en raison d'un effet climatique légèrement favorable par rapport à 2014 et aux augmentations tarifaires de novembre 2014 et août 2015 venant plus que compenser des conditions de marché défavorables.

Note 5 Subventions d'exploitation

(en millions d'euros)	2015	2014
SUBVENTIONS D'EXPLOITATION REÇUES	6 338	5 912

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre de la CSPE, qui se traduit dans les comptes par un produit de 6 320 millions d'euros en 2015 (5 888 millions d'euros en 2014). L'évolution s'explique principalement par la baisse des prix de

marché de l'électricité et l'augmentation des volumes d'achats d'énergies éolienne et photovoltaïque, qui ont pour effet d'augmenter la subvention à recevoir relative aux obligations d'achat.

Note 6 Reprises sur amortissements, dépréciations et provisions d'exploitation

(en millions d'euros)	2015	2014
Reprises sur provisions pour risques	158	100
Pensions et obligations assimilées	1 272	1 127
Gestion du combustible nucléaire usé	826	648
Gestion à long terme des déchets radioactifs	215	240
Déconstruction des centrales nucléaires	165	164
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques	32	36
Autres provisions pour charges	121	170
Reprises sur provisions pour charges	2 631	2 385
Reprises sur dépréciations	335	267
TOTAL REPRISES SUR AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS D'EXPLOITATION	3 124	2 752

Note 7 Autres produits d'exploitation et transferts de charges

(en millions d'euros)	2015	2014
Autres produits d'exploitation	824	585
Transferts de charges	114	130
TOTAL	938	715

Note 8 Consommations de l'exercice en provenance de tiers

(en millions d'euros)	2015	2014
Achats consommés de combustibles ⁽¹⁾	2 823	3 173
Achats d'énergie ⁽²⁾	10 933	9 792
Achats de services et autres achats consommés de biens ⁽³⁾	19 338	18 965
TOTAL CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS	33 094	31 930

(1) Les achats consommés de combustibles comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustible nucléaire, matières fossiles, charbon, fioul, gaz) ainsi que les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire. Ce poste comprend également les droits d'émissions de gaz à effet de serre consommés (voir note 1.19.1).

(2) Les obligations d'achats d'électricité sont incluses dans ces achats.

(3) Les achats de services comprennent les redevances d'accès au réseau de distribution facturées par la filiale ERDF.

Note 9 Impôts, taxes et versements assimilés

Les différentes composantes constituant les impôts et taxes sont les suivantes

(en millions d'euros)	2015	2014
Impôts et taxes sur rémunérations	171	162
Impôts et taxes liés à l'énergie	1 226	1 231
Contribution Économique Territoriale	561	516
Taxes foncières	393	382
Autres impôts et taxes	331	324
TOTAL IMPÔTS ET TAXES	2 682	2 615

Note 10 Charges de personnel

(en millions d'euros)	2015	2014
Salaires et traitements	3 964	3 905
Charges sociales	2 848	2 699
TOTAL CHARGES DE PERSONNEL	6 812	6 604

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2015

L'augmentation des charges de personnel est principalement liée à l'évolution des effectifs et du Salaire National de Base.

	2015			2014
	Cadres	Non cadres	Total	Total
Statut IEG	28 907	37 430	66 337	65 700
Autres	1 931	2 501	4 432	4 453
TOTAL EFFECTIFS MOYENS	30 838	39 931	70 769	70 153

Les effectifs moyens sont présentés en équivalent temps plein.

Note 11 Dotations aux amortissements

(en millions d'euros)	2015	2014
Sur immobilisations incorporelles	158	153
Sur immobilisations corporelles		
■ du domaine propre	3 032	2 747
■ du domaine concédé ⁽¹⁾	293	218
Dotations aux amortissements des immobilisations	3 423	3 118
Autres dotations aux amortissements et charges à étaler	24	31
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	3 447	3 149

(1) Les dotations relèvent du domaine des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires et des concessions de forces hydrauliques.

Note 12 Dotations aux provisions et dépréciations

(en millions d'euros)	2015	2014
Provisions pour risques ⁽¹⁾	353	608
Pensions et obligations assimilées	885	733
Gestion du combustible nucléaire usé	726	457
Gestion à long terme des déchets radioactifs ⁽²⁾	516	29
Déconstruction des centrales nucléaires et derniers coûts ⁽³⁾	590	423
Autres provisions	143	166
Provisions pour charges	2 860	1 808
Dépréciations ⁽⁴⁾	550	424
TOTAL DOTATIONS AUX PROVISIONS ET DÉPRÉCIATIONS	3 763	2 840

(1) La dotation porte principalement sur des contrats d'approvisionnement et de ventes.

(2) Dont une dotation de 820 millions d'euros au titre de l'arrêt du 15 janvier 2016 relatif au coût afférent à la mise en œuvre des solutions de gestion à long terme des déchets radioactifs de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue concernant le coût du projet de stockage Cigéo (voir note 2.1 et note 28.2) et une reprise de 332 millions d'euros au titre des conséquences sur la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs de la mise à jour du scénario industriel pour la déconstruction des centrales nucléaires définitivement arrêtées (voir notes 28.2 et 28.3).

(3) Une dotation de 590 millions d'euros a été comptabilisée en 2015 dans le cadre de la mise à jour du scénario industriel et de l'évaluation des devis pour la déconstruction des centrales nucléaires définitivement arrêtées (voir note 28.3). Une dotation de 388 millions d'euros relative à la déconstruction des centrales nucléaires définitivement arrêtées avait été comptabilisée en 2014.

(4) Dont une dotation pour dépréciation de 70 millions d'euros comptabilisée en 2015 liée à la décision de fermer la centrale thermique d'Arzon début 2016.

Note 13 Résultat financier

(en millions d'euros)	2015	2014
Produits financiers de participations ⁽¹⁾	2 081	1 295
Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé ⁽²⁾	458	370
Charges et produits d'intérêts et assimilés ⁽³⁾	(2 662)	(1 639)
Reprises sur dépréciations et transferts de charges	339	415
Résultat de change	936	(129)
■ Gains de change réalisés	5 489	2 160
■ Pertes de change réalisées	(4 553)	(2 289)
Résultat de cession des valeurs mobilières de placement	(12)	51
■ Produits nets sur cessions des valeurs mobilières de placement	25	51
■ Pertes nettes sur cessions des valeurs mobilières de placement	(37)	—
Dotations financières aux amortissements et provisions ⁽⁴⁾	(3 415)	(3 459)
RÉSULTAT FINANCIER	(2 275)	(3 096)

(1) La variation des dividendes reçus concerne principalement :

- ERDF (454 millions d'euros en 2015 et 427 millions d'euros en 2014) ;
- RTE (176 millions d'euros en 2015 et 250 millions d'euros en 2014) ;
- C3, holding détenant EDF Investissements Groupe (646 millions d'euros en 2015 et 129 millions d'euros en 2014) ;
- EDF International (400 millions d'euros en 2015 et 202 millions d'euros en 2014) ;
- EDEV (100 millions d'euros en 2015 et 58 millions d'euros en 2014)

(2) En 2015, ce poste intègre un produit de 88 millions d'euros (87 millions d'euros en 2014) au titre des coûts de portage de la créance financière CSF6.

(3) La variation provient pour l'essentiel de :

- l'évolution du résultat de change latent sur les instruments de change ;
- la charge d'intérêts financiers pour 282 millions d'euros comptabilisée en 2015 suite à la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 concernant le RAG (voir note 2.2)

(4) Ces charges correspondent principalement aux effets de l'actualisation des provisions pour avis du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers coûts ainsi que des provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi.

Elles correspondent aussi :

- à l'effet défavorable du change sur les emprunts non couverts libellés en devises étrangères et sur les titres subordonnés à durée indéterminée ;
- aux dotations aux provisions pour dépréciation des Titres Immobiliers de l'Activité de Portefeuille et des titres de participation.

Note 14 Résultat exceptionnel

Au 31 décembre 2015, le résultat exceptionnel représente un produit net de 846 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- des plus-values nettes de 707 millions d'euros concernant les cessions de TIAP actifs dédiés dans le cadre de la gestion opérationnelle du portefeuille ;
- des reprises nettes d'amortissements dérogatoires de 117 millions d'euros.

Au 31 décembre 2014, le résultat exceptionnel représente un produit net de 1 442 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- des plus-values nettes de 934 millions d'euros concernant les cessions de TIAP relatives aux actifs dédiés ;
- une plus-value nette de 454 millions d'euros suite aux cessions de Dalkia International et Dalkia Holding.

Note 15 Impôts sur les bénéfices

15.1 GROUPE FISCAL

Depuis le 1^{er} janvier 1988, la société intégrante EDF et ses filiales intégrées forment entre elles un groupe soumis au régime de l'intégration fiscale prévu aux articles 223 A à 223 U du Code général des impôts. Le périmètre d'intégration de l'exercice 2015 comprend 224 filiales dont notamment RTE Réseau de Transport d'Electricité, ERDF, EDF International et les sous-groupes EDF Énergies Nouvelles et Dalkia.

15.2 IMPÔT SUR LES SOCIÉTÉS

La société intégrante EDF, conformément aux dispositions de l'article 223 A du Code général des impôts, s'est constituée seule redevable de l'impôt sur les sociétés et des contributions additionnelles à l'impôt sur les sociétés (contribution sociale, contribution exceptionnelle de 10,7 % de l'impôt sur les sociétés et contribution de 3 % sur les distributions).

La convention d'intégration fiscale liant les sociétés membres du groupe fiscal prévoit le principe de neutralité. En application de ce principe, chaque filiale verse à la société intégrante à titre de contribution au paiement de l'impôt sur les sociétés du Groupe une somme égale à l'impôt qui aurait grevé son résultat si elle avait été imposable distinctement.

La convention d'intégration fiscale conclue entre EDF et les filiales membres du groupe fiscal prévoit qu'EDF restitue à ses filiales déficitaires l'économie d'impôt procurée par leurs déficits au rythme de la réalisation de leurs bénéfices futurs et en application des règles de droit commun d'utilisation des déficits.

La société intégrante EDF enregistre un produit d'impôt de 63 millions d'euros au titre de l'exercice 2015. Ce produit se décompose comme suit :

- un produit de 851 millions d'euros au titre du résultat courant déficitaire 2015 ;

- une charge de 325 millions d'euros au titre du résultat exceptionnel ;
- une charge de 507 millions d'euros résultant de la décision du 22 juillet 2015 de la Commission européenne concernant le RAG (voir note 2.2) ;
- un produit de 44 millions d'euros au titre des retraitements liés à l'intégration fiscale.

15.3 CRÉDIT IMPÔT COMPÉTITIVITÉ EMPLOI (CICE)

Les sommes perçues en 2015 au titre du CICE 2014 ont été destinées au financement des efforts de la Société en matière d'investissement et de recrutement.

15.4 SITUATION FISCALE DIFFÉRÉE OU LATENTE

La fiscalité latente et différée n'est pas traduite dans les comptes individuels. Les impôts différés traduisent l'effet des différences entre les bases comptables et les bases fiscales. Il s'agit notamment des différences temporaires constatées dans le rythme d'enregistrement des charges et produits :

- les impôts différés actifs traduisent des charges qui seront fiscalement déductibles ultérieurement ou des reports déficitaires qui entraîneront une diminution d'assiette fiscale ;
- les impôts différés passifs traduisent soit des anticipations de déductions fiscales, soit des produits qui seront ultérieurement taxables et qui entraîneront un accroissement de l'assiette fiscale.

Les bases d'impôts différés et latents évoluent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014	Variation
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt			
■ Provisions non déductibles ⁽¹⁾	(13 560)	(12 403)	(1 157)
■ Instruments financiers et écarts de conversion	(1 528)	(5 151)	3 623
■ Autres	(287)	(324)	37
Total actif d'impôt – taux normal	(15 375)	(17 878)	2 503
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt			
■ Instruments financiers et écarts de conversion	2 457	4 657	(2 200)
■ Autres	1 435	1 014	421
Total passif d'impôt – taux normal	3 892	5 671	(1 779)
■ Plus-value en sursis d'imposition	79	79	–
■ Provisions pour dépréciation taxables au taux de 15 %	(4)	–	(4)
Total passif d'impôt – taux réduit	75	79	(4)
SITUATION FISCALE DIFFÉRÉE (EN BASE)	(11 408)	(12 128)	720
Dette future d'impôt au taux de droit commun	(3 954)	(4 203)	249
Dette future d'impôt au taux réduit	3	3	–

(1) Elles concernent principalement les avantages du personnel postérieurs à l'emploi.

BILAN

Note 16 Valeurs brutes des immobilisations incorporelles et corporelles

(en millions d'euros)	Valeurs brutes au 31/12/2014	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31/12/2015
Logiciels	1 136	230	12	1 354
Autres	251	5	24	232
Immobilisations incorporelles	1 387	235	36	1 586
Terrains	122	—	3	119
Constructions et agencements de terrains	9 671	335	22	9 984
Tranches de production nucléaire	51 239	2 416	1 521	52 134
Matériel et outillage industriel hors réseau	11 554	685	153	12 086
Réseau du domaine propre	919	20	—	939
Autres immobilisations corporelles	1 365	183	55	1 493
Immobilisations corporelles du domaine propre	74 870	3 639	1 754	76 755
Terrains	39	—	—	39
Constructions et agencements de terrains	9 508	249	17	9 740
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 410	73	19	1 464
Réseau du domaine concédé	2 418	147	12	2 553
Autres immobilisations corporelles	10	—	—	10
Immobilisations corporelles du domaine concédé ⁽¹⁾	13 385	469	48	13 806
Immobilisations corporelles ⁽²⁾	10 471	5 527	4 058	11 940
Immobilisations incorporelles	1 312	290	239	1 363
Avances et acomptes versés sur commandes	2 752	92	—	2 844
Immobilisations en cours	14 535	5 909	4 297	16 147
TOTAL IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES	104 177	10 252	6 135	108 294

(1) Les immobilisations du domaine concédé relèvent des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires ainsi que des concessions de forces hydrauliques.

(2) Les investissements réalisés au cours de la période concernent principalement les équipements des centrales existantes et la construction de la centrale EPR à Flamanville.

Note 17 Amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles et corporelles

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2014	Augmentations	Diminutions	Montants cumulés au 31/12/2015
Logiciels	506	146	9	643
Autres	104	12	24	92
Immobilisations incorporelles	610	158	33	735
Terrains et constructions	6 484	308	19	6 773
Tranches de production nucléaire	34 617	2 292	1 462	35 447
Matériel et outillage industriel hors réseau	7 498	506	171	7 833
Réseau du domaine propre	391	27	–	418
Autres immobilisations corporelles	809	115	46	878
Immobilisations corporelles du domaine propre	49 799	3 248	1 698	51 349
Terrains et constructions	5 985	125	23	6 087
Matériel et outillage industriel hors réseau	997	36	16	1 017
Réseau du domaine concédé	967	69	10	1 026
Autres immobilisations corporelles	10	–	–	10
Immobilisations corporelles du domaine concédé	7 959	230	49	8 140
Immobilisations corporelles en cours	100	190	31	259
TOTAL AMORTISSEMENTS ET DÉPRÉCIATIONS	58 468	3 826	1 811	60 483

Note 18 Immobilisations financières

18.1 VARIATIONS DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES

(en millions d'euros)	Valeurs brutes au 31/12/2014	Valeurs brutes au 31/12/2015
Participations ⁽¹⁾	56 577	57 169
Créances rattachées aux participations	50	451
Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) ⁽²⁾	12 591	12 823
Autres titres immobilisés	208	162
Créance CSPE ⁽³⁾	5 140	5 872
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières ⁽⁴⁾	3 089	7 816
Total valeur brute des immobilisations financières	77 655	84 293
Dépréciations des participations et créances rattachées ⁽¹⁾	(171)	(185)
Dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés	(55)	(222)
Total dépréciations	(226)	(407)
TOTAL VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES	77 429	83 886

(1) La variation des participations correspond pour l'essentiel à :

- la souscription à l'augmentation de capital de C41 (participation minoritaire dans Madriléa Red de Gas (MRG)) ;
- la souscription à l'augmentation de capital de C47 (réalisation du projet immobilier Smart Side : construction d'un immeuble de bureaux à Clichy - Saint-Ouen) ;
- la souscription à l'augmentation de capital de C48 (acquisition de la société Géosel Manosque SAS, détenant un site de stockage souterrain d'hydrocarbures en France).

(2) Les mouvements sur le portefeuille de TIAP correspondent à des acquisitions et des cessions d'actifs déduits sur la période, qui génèrent des plus-values nettes sur l'exercice 2015 (voir note 14).

(3) Cette créance est constituée du déficit de la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) au 31 décembre 2012 et des coûts de portage associés, complétée du déficit de compensation au titre de 2013 à 2015 (soit 644 millions d'euros) conformément au courrier des Ministres reçu le 26 janvier 2016 (voir note 3.2).

(4) L'encours des prêts aux filiales au 31 décembre 2015 est de 7 720 millions d'euros, dont 3 357 millions d'euros pour EDF International, 1 100 millions d'euros pour EDF Energy, 993 millions d'euros pour EDF, 905 millions d'euros pour Dalkia, 670 millions d'euros pour RTE et 460 millions d'euros pour EDF Énergies Nouvelles.

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2015

18.2 FILIALES ET PARTICIPATIONS DÉTENUES À PLUS DE 50 %

(en millions d'euros)	Valeurs brutes comptables des titres détenus	Dépréciations 31/12/2015	% du capital détenu	Capitaux propres au 31/12/2014	Résultats de l'exercice 2014	Dividendes reçus en 2015	Chiffres d'affaires 2014
I. Filiales							
Sociétés holdings							
EDEV	6 891	–	100	6 402	106	100	817
EDF International	25 930	–	100	23 312	(445)	400	2
EDF Production Électrique Insulaire (PEI)	711	–	100	787	78	17	588
EDF Holding SAS	1 950	–	100	2 288	247	235	–
Société C3	11 196	–	100	11 922	680	646	–
EDF Immo	1 361	–	100	1 428	45	38	–
Autres	978	8	100	389	(1)	n. s.	–
Sociétés immobilières							
Sociétés industrielles et commerciales							
En France							
Centrale Électrique Rhénane de Garmbsheim	3	–	50	10	–	–	7
Dalkia Investissement	200	62	100	136	11	–	n. s.
Dalkia	967	–	100	497	(66)	–	2 157
RTE Réseau de Transport d'Électricité ⁽¹⁾	4 030	–	100	6 035	294	176	4 428
Électricité Réseau Distribution France (ERDF)	2 700	–	100	4 536	600	454	13 280
À l'étranger							
Emosson	14	14	50	116	–	–	32
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKO)	3	–	50	117	4	–	16
Forces Motrices du Châtelot	n. s.	–	50	7	n. s.	n. s.	4
Autres (GIE EIFER)	103	101	–	–	–	–	–
TOTAL I	57 037	185				2 066	

n. s. = non significatif (inférieur à 500 000 euros)
 (1) 50 % des titres sont affectés aux actifs dédiés

18.3 FILIALES ET PARTICIPATIONS DÉTENUES À MOINS DE 50 %

(en millions d'euros)	Valeurs brutes comptables des titres détenus	Dépréciations 31/12/2015	% du capital détenu	Capitaux propres au 31/12/2014	Résultats de l'exercice 2014	Dividendes reçus en 2015
I. Filiales						
Total I Report des filiales	57 037	185				2 066
II. Participations						
II 1 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 50 % et supérieure ou égale à 10 %						
Sociétés industrielles et commerciales						
En France						
Triniet France	130	—	35	242	(2)	—
Total II.1	130	—				—
II 2 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 10 % dont						
Autres						
Autres	1	—	—	—	—	—
À l'étranger						
Forces Motrices de Mauvoisin	1	—	10	97	4	n. s.
Total II.2	2	—				—
Total II	132	—				—
Total brut des filiales et participations	57 169	185				2 066
TOTAL NET DES FILIALES ET PARTICIPATIONS	56 984					

n. s. : non significatif (inférieur à 500 000 euros)

18.4 PORTEFEUILLE DE TITRES IMMOBILISÉS DE L'ACTIVITÉ DE PORTEFEUILLE (TIAP)

(en millions d'euros)	Montants à l'ouverture de l'exercice			Montants à la clôture de l'exercice		
	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur
VALEUR DU PORTEFEUILLE DE TIAP	12 591	12 536	14 769	12 823	12 609	14 463

La valeur des TIAP regroupe, au 31 décembre 2015, pour 12 563 millions d'euros d'actifs dédiés (voir note 38) et pour 123 millions d'euros de titres AREVA, dépréciés à hauteur de 77 millions d'euros.

18.5 VARIATIONS DES ACTIONS PROPRES

Un programme de rachat d'actions de la Société autorisé par l'Assemblée générale du 9 juin 2006 a été mis en œuvre par le Conseil d'administration dans la limite de 10 % des actions composant le capital social de la Société et ce, pour une durée initiale de 18 mois, reconduite pour 12 mois puis tacitement chaque année.

Ce programme fait l'objet d'un contrat de liquidité conforme aux dispositions prévues par l'Autorité des Marchés Financiers (AMF).

(en millions d'euros)	Valeur brute au 31/12/2014	Augmentation	Diminution	Valeur brute au 31/12/2015
ACTIONS PROPRES	38	256	(259)	35

Le nombre d'actions propres comptabilisées dans la rubrique « Titres immobilisés » et détenues au 31 décembre 2015 s'élève à 2 260 159 actions pour une valeur de 35 millions d'euros.

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2015

18.6 CRÉANCES DE L'ACTIF IMMOBILISÉ

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montants bruts au 31/12/2015	Montants bruts au 31/12/2014
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Créances rattachées à des participations	402	–	49	451	50
Créance CSPE	293	5 579	–	5 872	5 140
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières	5 637	800	1 379	7 816	3 089
CRÉANCES DE L'ACTIF IMMOBILISÉ	6 332	6 379	1 428	14 139	8 279

Note 19 Stocks et encours

(en millions d'euros)	31/12/2015			31/12/2014		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	8 598	(17)	8 581	8 457	(14)	8 443
Autres matières premières	236	–	236	334	–	334
Autres approvisionnements	1 205	(175)	1 030	1 144	(186)	958
Encours de production et autres stocks	365	–	365	18	–	18
TOTAL STOCKS	10 404	(192)	10 212	9 953	(200)	9 753

Note 20 Créances de l'actif circulant

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montants bruts au 31/12/2015	Montants bruts au 31/12/2014
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Avances et acomptes versés sur commandes	621	249	354	1 224	1 136
■ Créances clients et comptes rattachés :					
– Factures établies	2 094	–	–	2 094	2 039
– Factures à établir ⁽¹⁾	12 156	1	–	12 157	12 303
■ Autres créances d'exploitation ⁽²⁾	5 636	5	84	5 725	5 060
Créances d'exploitation	19 886	6	84	19 976	19 402
Instruments de trésorerie⁽³⁾	988	1 799	1 972	4 759	3 913
Charges constatées d'avance	502	225	612	1 339	1 294
TOTAL CRÉANCES DE L'ACTIF CIRCULANT	21 997	2 279	3 022	27 298	25 745

(1) Elles concernent principalement les créances relatives à l'énergie livrée non facturée.

(2) Elles comprennent 2 540 millions d'euros de créances sur l'État au titre des impôts et taxes et 1 640 millions d'euros de créance au titre de la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) (2 056 millions d'euros en 2014). L'autre partie de la créance CSPE figure en « Immobilisations financières » (voir note 18.1).

(3) Les montants correspondent aux gains latents sur instruments de change.

Note 21 Valeurs mobilières de placement

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014	Variation
Actions propres	3	3	-
OPCVM	3 518	1 637	1 881
TCN court terme en euros et en devises supérieurs à 3 mois	4 098	1 914	2 184
Obligations	5 686	5 211	475
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	602	54	548
Total valeur brute	13 907	8 819	5 088
Dépréciations	(7)	(4)	(3)
TOTAL VALEUR NETTE	13 900	8 815	5 085

Note 22 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014	Variation
Valeurs mobilières de placement	13 907	8 819	5 088
Disponibilités	6 199	6 583	(384)
Sous-total à l'actif du bilan	20 106	15 402	4 704
OPCVM en euros	(3 518)	(1 637)	(1 881)
TCN en euros supérieurs à 3 mois	(3 951)	(1 914)	(2 037)
TCN en devises supérieurs à 3 mois	(147)	-	(147)
Obligations	(5 686)	(5 211)	(475)
Actions propres	(3)	(3)	0
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	(602)	(54)	(548)
Valeurs mobilières de placement incluses dans les actifs financiers du tableau de flux de trésorerie	(13 907)	(8 819)	(5 088)
Avances de trésorerie accordées aux filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste « Autres créances d'exploitation » du bilan	56	12	44
Avances de trésorerie reçues des filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste « Dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses » du bilan	(8 682)	(5 369)	(3 313)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE⁽¹⁾	(2 427)	1 226	(3 653)
Élimination de l'incidence des variations de change			90
Élimination des produits financiers sur disponibilités et équivalents			(54)
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE⁽¹⁾			(3 617)

(1) Voir tableau de flux de trésorerie.

Note 23 Écarts de conversion – actif

Les écarts de conversion – actif présentent au 31 décembre 2015 une perte latente de change de 2 070 millions d'euros liée aux effets défavorables concernant la livre sterling et le dollar américain.

Note 24 Variations des capitaux propres

(en millions d'euros)	Capital	Réserves et primes	Report à nouveau et acompte sur dividende	Résultat de l'exercice	Subventions d'investissement reçues	Provisions réglementées	Total capitaux propres
Situation au 31 décembre 2013	930	10 967	3 929	2 938	178	6 401	25 343
Affectation du résultat 2013	–	1	1 667	(1 668)	–	–	–
Résultat 2014	–	–	–	1 649	–	–	1 649
Distribution de dividendes	–	–	2	(1 270)	–	–	(1 268)
Acompte sur dividende	–	–	(1 059)	–	–	–	(1 059)
Autres variations	–	(1)	–	–	(4)	(77)	(82)
Situation au 31 décembre 2014	930	10 967	4 539	1 649	174	6 324	24 583
Affectation du résultat 2014	–	–	380	(380)	–	–	–
Résultat 2015	–	–	–	271	–	–	271
Augmentation de capital au 18/12/2015	30	876	–	–	–	–	906
Distribution de dividendes	–	–	1	(1 269)	–	–	(1 268)
Acompte sur dividende	–	–	(1 059)	–	–	–	(1 059)
Autres variations	–	6	214	–	(4)	(91)	125
SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2015	960	11 849	4 075	271	170	6 233	23 558

24.1 CAPITAL SOCIAL

Au 31 décembre 2015, le capital social s'élève à 960 069 513,50 euros, composé de 1 920 139 027 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 84,94 % par l'État, 13,30 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,64 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,12 % d'actions auto-détenues.

En décembre 2015, le paiement en actions d'une partie de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2015 s'est traduit par une augmentation du capital social de 30 millions d'euros et une prime d'émission de 876 millions d'euros, suite à l'émission de 60 130 559 actions nouvelles. Les formalités liées au constat de cette opération ont été finalisées début janvier 2016.

Conformément aux dispositions de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

24.2 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES

L'Assemblée générale des actionnaires du 19 mai 2015 a voté une distribution de dividendes au titre de l'exercice 2014 de 1,25 euro par action.

Conformément à l'article 24 des statuts, les actionnaires détenant leurs actions de manière ininterrompue depuis deux ans au moins à la clôture de

l'exercice et les ayant encore à la date de mise en paiement du dividende bénéficient d'un dividende majoré de 10 %. Le nombre de titres donnant vocation au dividende majoré ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital de la Société. Le montant du dividende majoré s'établit à 1,375 euro par action.

Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,57 euro par action mis en paiement le 17 décembre 2014, le solde du dividende distribué au titre de l'exercice 2014 s'élève à 0,68 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,805 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré. Le solde du dividende a été mis en paiement le 5 juin 2015 pour un montant de 1 268 millions d'euros.

Le 4 novembre 2015, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la distribution d'un acompte sur dividende de 0,57 euro par action au titre de l'exercice 2015, mis en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 18 décembre 2015 pour un montant de 1 059 millions d'euros. L'État a opté pour le versement de l'acompte en actions. Le paiement en actions d'une partie de cet acompte s'est traduit par une augmentation du capital social de 30 millions d'euros correspondant à l'émission de 60 130 559 actions, accompagnée d'une prime d'émission de 876 millions d'euros.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement de l'acompte sur dividende en actions au titre de l'exercice 2015 s'élève à 152 millions d'euros.

Note 25 Autres fonds propres

Les autres fonds propres se composent des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en janvier 2013 et en janvier 2014 respectivement pour une valeur de 6 135 millions d'euros et 3 973 millions d'euros (nette des primes de remboursement).

Compte tenu de l'ajustement lié aux variations de change et de l'amortissement de la prime de remboursement au titre de l'exercice, les autres fonds propres présentent un solde de 11 281 millions d'euros à fin décembre 2015.

Note 26 Passifs spécifiques des concessions

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Contre-valeur des biens	106	103
Écarts de réévaluation	913	945
Amortissement de caducité	137	108
Concessions des forces hydrauliques	1 156	1 156
Contre-valeur des biens	1 597	1 517
Financement du concessionnaire non amorti	(960)	(915)
Amortissement du financement du concédant	293	279
Participations reçues sur immobilisations encours du domaine concédé	7	8
Concessions de distribution publique⁽¹⁾	937	889
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS	2 093	2 045

(1) Les passifs des concessions de distribution publique relèvent des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI).

Note 27 Provisions pour risques

(en millions d'euros)	31/12/2014	Dotations		Reprises			31/12/2015
		Exploitation ⁽¹⁾	Financières	Suite à utilisation	Provision sans objet	Financières	
Provisions pour pertes de change	1 147	—	938	—	—	(14)	2 071
Provisions pour contrats déficitaires	489	239	4	(100)	—	—	632
Autres provisions pour risques	297	114	—	(42)	(16)	—	353
TOTAL PROVISIONS POUR RISQUES	1 933	353	942	(142)	(16)	(14)	3 056

(1) La dotation est principalement liée à des contrats d'approvisionnement et de ventes.

Note 28 Provisions liées à la production nucléaire : aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs

Les provisions constituées par EDF au titre du parc nucléaire de production relèvent des dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Conformément aux principes comptables décrits dans la note 1.15 :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (voir note 38).

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude tels que :

- l'évolution de la réglementation en matière de sûreté, de sécurité et de respect de l'environnement ;
- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs) ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation ou d'inflation, ou encore les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Dotations		Reprises			31/12/2015
	31/12/2014	Exploitation	Financières ⁽¹⁾	Suite à utilisation	Autres ⁽²⁾	
Provisions pour gestion du combustible usé	10 105	726	456	(826)	(70)	10 391
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 676	516 ⁽³⁾	339	(215)	(62)	8 254
Provisions pour aval du cycle nucléaire	17 781	1 242	795	(1 041)	(132)	18 645
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	13 866	590 ⁽⁴⁾	637	(165)	2	14 930
Provisions pour derniers cœurs	2 413	—	113	—	29	2 555
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	16 279	590	750	(165)	31	17 485
TOTAL PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	34 060	1 832	1 545	(1 206)	(101)	36 130

(1) Il s'agit des charges financières d'actualisation.

(2) La contrepartie de ces montants est comptabilisée à l'actif du bilan : pour les provisions aval du cycle, variation du stock du combustible nucléaire (voir note 1.8.1) et pour les provisions déconstruction et derniers cœurs, variation des immobilisations corporelles (voir note 1.15).

(3) Dont une dotation de 820 millions d'euros au titre de l'arrêt du 15 janvier 2016 relatif au coût afférent à la mise en œuvre des solutions de gestion à long terme des déchets radioactifs de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue concernant le coût du projet de stockage Cigéo (voir notes 2.1 et 28.3) et une reprise de 332 millions d'euros au titre des conséquences sur la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs de la mise à jour du scénario industriel pour la déconstruction des centrales nucléaires définitivement arrêtées (voir notes 28.2 et 28.3).

(4) Une dotation de 590 millions d'euros a été comptabilisée en 2015 dans le cadre de la mise à jour du scénario industriel et de l'évaluation des devis pour la déconstruction des centrales nucléaires définitivement arrêtées (voir note 28.3). Une dotation de 388 millions d'euros relative à la déconstruction de ces centrales nucléaires avait été comptabilisée en 2014.

28.1 PROVISIONS POUR GESTION DU COMBUSTIBLE USÉ

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, en matière de cycle du combustible est de pratiquer le traitement des combustibles usés et le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX (Mélange d'Oxydes de plutonium et d'uranium).

Les quantités traitées, soit environ 1 100 tonnes par an, sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX.

En conséquence, la provision pour gestion du combustible usé comprend les prestations correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible usé des centres de production d'EDF, sa réception et son entreposage intermédiaire ;

- le traitement y compris le conditionnement et l'entreposage des matières valorisables et des déchets, issus de ce traitement.

Les charges de traitement prises en compte dans la provision concernent exclusivement le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont évaluées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêt des comptes, et sur la base des contrats en cours avec AREVA suite à l'accord-cadre de décembre 2008, dont une première déclinaison contractuelle s'était traduite par la signature en juillet 2010 d'un contrat d'application fixant les prix et les quantités de prestation portant sur la période 2008-2012. Les conditions du traitement-recyclage pour la période 2013-2015 ont fait l'objet d'un contrat d'application signé en mai 2015. Les conditions d'application pour la période 2016-2023 ont également fait l'objet d'un accord en décembre 2015 présenté au Conseil d'administration du 27 janvier 2016 qui se traduira par la signature d'un avenant.

28.2 PROVISIONS POUR GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS

Ces provisions concernent les dépenses futures relatives à :

- l'évacuation et le stockage des déchets radioactifs issus de la déconstruction des installations nucléaires de base dont EDF est l'exploitant ;
- l'évacuation et le stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé à La Hague ;
- l'entreposage de longue durée et le stockage direct du combustible usé non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au

plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement enrichi, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis ;

- la quote-part EDF des charges d'études, de construction, de maintenance et d'exploitation, de fermeture et de surveillance des centres de stockage existants ou à créer.

Les volumes de déchets donnant lieu à provision induisent, d'une part, les colis de déchets existants et, d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus après déconstruction des centrales ou après traitement à La Hague du combustible usé (comportant la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA.

La provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Déchets TFA et FMA	988	997
Déchets FAVL	252	521
Déchets HA-MAVL	7 014	6 158
PROVISIONS POUR GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS	8 254	7 676

Déchets TFA et FMA

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et se présentent généralement sous forme de gravats (bétons, ferrailles, calorifuges ou tuyauteries). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, géré par l'ANDRA.

Les déchets de Faible et Moyenne Activité à Vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires (gants, filtres, résines). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaire, géré par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation et de stockage des déchets à vie courte (TFA et FMA) est évalué sur la base des contrats en cours avec les différents transporteurs et avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockages existants.

Déchets FAVL

Les déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL) appartenant à EDF sont essentiellement constitués de déchets graphite issus de la déconstruction en cours des centrales nucléaires UNGG (Uranium Naturel - Graphite - Gaz).

Compte tenu de leur durée de vie, ces déchets ne peuvent être stockés dans les centres de surface existants mais, du fait de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets HA-MAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique en sub-surface.

Une première recherche de sites lancée par l'ANDRA en 2008 n'ayant pas abouti, l'ANDRA a repris la recherche en 2013 et poursuit actuellement les études de faisabilité en lien avec les pouvoirs publics. D'autres scénarios de gestion alternative des déchets sont également à l'étude, intégrant des solutions de tri et de traitement du graphite.

Le nouveau scénario industriel de référence de déconstruction des centrales UNGG (voir note 28.3) prévoit un séquençage différent des travaux qui conduit notamment à consolider le retour d'expérience de démantèlement d'un premier caisson (bâtiment réacteur UNGG) avant d'engager les opérations sur les cinq autres. Ce nouveau planning implique également un report des dates de sortie des déchets (graphite et MAVL). L'impact de cette modification est une reprise de la provision pour déchets FAVL à hauteur de 292 millions d'euros, et dans une moindre mesure de la provision TFA-FMA

au titre des déchets de déconstruction des centrales UNGG à hauteur de 40 millions d'euros, soit au total une reprise de la provision pour gestion à long terme des déchets de 332 millions d'euros.

Déchets HA-MAVL

Les déchets de Haute Activité et Moyenne Activité à Vie Longue (HA-MAVL) proviennent essentiellement du traitement des combustibles usés et dans une moindre mesure des déchets issus du démantèlement des centrales nucléaires (composants métalliques ayant séjourné dans le réacteur).

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde.

La provision constituée pour les déchets de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue représente la part la plus importante des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

Depuis 2005, le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles étaient basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par un groupe de travail constitué sous l'égide de l'État et réunissant les administrations concernées, l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, AREVA, CEA). EDF avait effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus de ce groupe de travail et a abouti à un coût de référence du stockage des déchets de l'ensemble des producteurs à 14,1 milliards d'euros aux conditions économiques de 2003 (20,8 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011).

Dans le cadre du partenariat entre l'ANDRA et les producteurs de déchets institué en 2011 afin de favoriser la réussite du projet de stockage géologique (projet Cigéo), l'ANDRA avait réalisé depuis 2012 des études d'expertise et a analysé les optimisations techniques proposées par les producteurs. La coopération mise en place entre l'ANDRA et les producteurs avait permis des échanges techniques construits qui ont conduit à une optimisation de la conception du stockage (exemples : redimensionnement des installations de surface, réduction forte des linéaires des ouvrages souterrains, réduction des épaisseurs de revêtement...) et de son exploitation (exemple : nouvelles chroniques d'envoi des colis qui a abouti à une forte diminution du personnel d'exploitation).

6

ÉTATS FINANCIERS

COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2015

Sur cette base, l'ANDRA avait établi un dossier provisoire de chiffrage envoyé à EDF le 18 juillet 2014. Conformément à la loi du 28 juin 2006, un processus de consultation avait été engagé par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) le 18 décembre 2014, avec la remise aux producteurs de déchets d'un dossier de chiffrage de l'ANDRA consolidé afin de recueillir leurs observations. La consultation portait notamment sur les méthodes d'intégration des risques, opportunités et incertitudes et sur les coûts unitaires, sur lesquels des divergences significatives existent entre l'ANDRA et les producteurs. EDF et les autres producteurs ont communiqué à la DGEC leurs observations sur le dossier ANDRA en février 2015 et une évaluation conjointe du coût objectif du stockage Cigéo en avril 2015. Ces éléments ont été intégrés dans le dossier soumis à la Ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie pour arrêter, après prise en compte de l'avis de l'Autorité de Sécurité Nucléaire (ASN), le nouveau coût de référence du stockage des déchets HA-MAVL.

Le 15 janvier 2016, le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a fixé par arrêté à 25 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011 l'évaluation prévue par l'article L. 542-12 du Code de l'environnement du coût afférent à la mise en œuvre des solutions de gestion à long terme des déchets radioactifs de Haute et de Moyenne Activité à Vie Longue concernant le projet de stockage Cigéo.

Le coût arrêté constitue un objectif à atteindre par l'ANDRA, dans le respect des normes de sûreté fixées par l'ASN, et en s'appuyant sur une coopération étroite avec les exploitants d'installations nucléaires.

Conformément à ce qui était indiqué dans la note 28.2 de l'annexe des comptes annuels au 31 décembre 2014, la publication de cet arrêté entraîne l'ajustement de la provision dans les comptes d'EDF. Le coût du projet Cigéo fixé par cet arrêté à 25 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011 se substitue ainsi à l'estimation du coût de référence de 20,8 milliards d'euros sur lequel s'appuyait EDF dans ses comptes à fin décembre 2014 et à fin juin 2015.

La prise en compte de ce coût a pour conséquence, dans les comptes au 31 décembre 2015, une augmentation de 820 millions d'euros des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs au titre des dépenses futures relatives au projet de stockage profond Cigéo (voir note 2.1).

En application de cet arrêté, le coût du projet Cigéo sera régulièrement mis à jour et à minima aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire.

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Dotations			Reprises		31/12/2015
	31/12/2014	Exploitation	Financières ⁽¹⁾	Suite à utilisation	Autres ⁽²⁾	
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	11 422	–	525	(5)	2	11 944
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	2 444	590	112	(160)	–	2 986
TOTAL PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	13 866	590	637	(165)	2	14 930

(1) Il s'agit des charges financières d'actualisation.

(2) La contrepartie est en immobilisations corporelles (voir note 1.15).

28.3 PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des centrales dont il est exploitant. Le processus de déconstruction est encadré réglementairement par la loi du 13 juin 2006 et son décret d'application.

La déconstruction des centrales nucléaires comporte 3 niveaux selon la typologie définie en 1980 par l'AIEA (Agence Internationale de l'Énergie Atomique) :

- niveau 1 : mise à l'arrêt définitif de la centrale (déchargement du combustible, vidange des circuits, etc.) ;
- niveau 2 : démantèlement complet des bâtiments nucléaires hors bâtiment réacteur, démontage des équipements et évacuation des déchets ;
- niveau 3 : démantèlement complet du bâtiment réacteur, démontage de ses équipements et évacuation des déchets.

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 II de l'article L. 110-1 du Code de l'environnement (protection de l'environnement). L'état final visé est celui d'un usage industriel : les sites seront remis en état et les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

EDF réalise actuellement un inventaire visant à identifier les éventuelles pollutions de sols des centrales en cours de déconstruction et des centrales en exploitation. À ce stade, seul l'assainissement des bâtiments est provisionné, des cas éventuels de pollution accidentelle des sols des centrales en exploitation étant traités dès leur survenance. Le retour d'expérience disponible à ce jour sur les installations en cours de déconstruction et les premières caractérisations de sol réalisées principalement sur le site de Brennilis confortent cette approche.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus (à l'exception de l'évacuation et du stockage des déchets qui relèvent de la provision pour gestion à long terme des déchets).

**Pour les centrales nucléaires en exploitation
(filrière réacteur à eau pressurisée (REP)
paliers 900 MW, 1 300 MW et N4)**

Jusqu'en 2013, les provisions ont été évaluées sur la base d'une étude du ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence de déconstruction exprimé en euros par mégawatt, confirmant les hypothèses de la Commission PEON de 1979.

En 2009, l'entreprise a réalisé une étude détaillée des coûts de déconstruction en prenant comme site représentatif le site de Dampierre (4 tranches de 900 MW) selon les étapes suivantes :

- l'évaluation du coût de déconstruction du site de Dampierre prenant en compte les évolutions les plus récentes en termes de réglementation, de retour d'expérience de la déconstruction des centrales à l'arrêt et des recommandations de l'Autorité de Sécurité Nucléaire ;
- l'examen de la planification dans le temps des opérations de déconstruction (la durée totale du démantèlement d'une tranche est estimée à 15 ans après son arrêt) ;
- la détermination des règles permettant l'extrapolation de l'évaluation des coûts à l'ensemble du parc REP en exploitation.

Une intercomparaison avec l'étude du cabinet LaGuardia, basée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux États-Unis, de technologie et puissance similaires, a ensuite permis de corroborer les résultats obtenus par EDF.

L'étude Dampierre n'est pas venue modifier l'évaluation des provisions effectuée sur la base du coût de référence. Aussi, jusqu'en 2013, les provisions étaient constituées pour l'ensemble des 58 tranches sur la base d'un montant prévisionnel équivalent à 309 euros₂₀₁₃ par kilowatt installé.

En 2014, l'étude Dampierre a fait l'objet d'un réexamen par l'entreprise pour s'assurer qu'il n'y avait pas d'évolutions ou de retours d'expérience récents, tant au niveau international qu'en interne, remettant en cause les chiffreages précédents. Ceci a permis de conforter l'évaluation des provisions pour déconstruction des centrales en exploitation sur la base des coûts issus de l'étude Dampierre et ainsi de prendre en compte les meilleures estimations de l'entreprise et les retours d'expérience en France et à l'international. Ce changement d'estimation n'avait pas eu d'impact significatif sur le niveau des provisions au 31 décembre 2014.

Le 15 janvier 2016, la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) a rendu publique la synthèse du rapport d'audit qu'elle a commandité sur les coûts du démantèlement du parc nucléaire d'EDF en exploitation.

L'audit conduit par des cabinets spécialisés s'est étendu sur environ un an entre 2014 et 2015. L'Administration indique que, bien que l'estimation du coût du démantèlement de réacteurs nucléaires reste un exercice délicat, compte tenu du retour d'expérience relativement limité, des perspectives d'évolution des techniques et de l'éloignement des dépenses dans le temps, l'audit conforte globalement l'estimation faite par EDF du coût du démantèlement de son parc nucléaire en exploitation.

L'Administration a également formulé à EDF un certain nombre de recommandations suite à cet audit. EDF les prendra en compte pour la suite de ses études et estimations dans la mesure où elles sont de nature à conforter la maîtrise des coûts futurs de déconstruction du parc REP.

**Pour les centrales nucléaires définitivement
arrêtées**

Contrairement au parc REP en exploitation, les réacteurs de première génération à l'arrêt sont de technologies différentes : REP à Chooz A, Uranium Naturel - Graphite - Gaz (UNGG) à Bugey, Saint-Laurent et Chinon, eau lourde à Brennilis et réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium à Creys-Malville. En conséquence, l'estimation des charges de déconstruction est réalisée site par site.

Les coûts de déconstruction sont évalués à partir de devis qui font en principe l'objet d'une révision complète tous les 3 ans. Les devis établis en 2008 avaient ainsi été revus en 2012 pour prendre en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires et les dernières données chiffrées disponibles.

Dans la perspective de la révision complète des devis prévue en 2015, des premiers travaux effectués en 2014 ont conduit à réestimer au 31 décembre 2014 la provision de 388 millions d'euros pour tenir compte des retards dans l'avancement physique des chantiers et des réévaluations des coûts sur certains contrats.

En 2015, la stratégie industrielle de démantèlement des centrales UNGG a été totalement revue. La stratégie précédemment retenue reposait sur un scénario de démantèlement des caissons (bâtiments réacteurs UNGG) « sous eau », pour quatre d'entre eux, avec stockage direct du graphite dans un centre en cours d'étude par l'ANDRA (cf. plus haut). Un ensemble de faits techniques nouveaux ont conduit à réinterroger ce scénario (nouvelles données techniques mettant en évidence les difficultés industrielles d'un démantèlement sous eau dans ce cas particulier, moindre visibilité sur la disponibilité d'un stockage graphite, etc.). Ces éléments nouveaux ont également fait apparaître que la solution alternative d'un démantèlement « sous air » des caissons était de nature à permettre une plus grande maîtrise industrielle des opérations et se présentait plus favorablement au regard des enjeux de sécurité, de radioprotection et d'environnement. Un scénario de démantèlement de l'ensemble des six caissons « sous air » a donc été retenu comme nouvelle référence par l'entreprise. Il fait actuellement l'objet d'échanges avec l'ASN et devra faire l'objet de nouveaux décrets. Dans les deux scénarios, les études de mise à jour des devis ont conduit à constater une augmentation significative des coûts prévisionnels de déconstruction des caissons. Le scénario retenu intègre la consolidation du retour d'expérience après le démantèlement d'un premier caisson, avant d'engager celui des cinq autres. Il conduit au final à une phase de déconstruction plus longue que précédemment envisagée, conduisant à un renchérissement du devis du fait des coûts d'exploitation induits.

La mise à jour du scénario industriel de démantèlement des centrales de première génération, en particulier celui relatif aux UNGG, a ainsi conduit à augmenter la provision de 590 millions d'euros au 31 décembre 2015.

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2015

28.4 PROVISIONS POUR DERNIERS CŒURS

Cette provision couvre les charges qui résulteront de la mise au rebut du combustible partiellement consommé à l'arrêt définitif du réacteur. Son évaluation est fondée sur :

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants. Ces coûts sont valorisés selon des modalités similaires à celles utilisées pour les provisions relatives à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces coûts sont inéluctables et font partie des coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement de la tranche de production nucléaire. En conséquence, les coûts sont intégralement provisionnés dès la date de mise en service, et un actif est constitué en contrepartie de la provision.

28.5 ACTUALISATION DES PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE ET ANALYSES DE SENSIBILITÉ

28.5.1 Taux d'actualisation

Calcul du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base de séries longues d'emprunts obligataires de durée aussi proche que possible de la durée du passif. Une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces provisions sera toutefois décaissée sur des horizons de temps qui excèdent largement la durée des instruments couramment traités sur les marchés financiers.

Il est pris pour référence la moyenne glissante sur 10 ans du rendement de l'OAT 2055, dont la durée est proche de celle des engagements, à laquelle est ajouté le *spread* des obligations d'entreprises de notation A à AA, dont EDF fait partie.

L'hypothèse d'inflation retenue est déterminée en cohérence avec les prévisions données par le consensus et l'inflation anticipée calculée à partir du rendement des obligations indexées sur l'inflation.

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 4,5 % au 31 décembre 2015, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,6 % (respectivement 4,6 % et 1,7 % au 31 décembre 2014).

Révision du taux d'actualisation et plafond réglementaire

La méthodologie retenue pour la détermination du taux d'actualisation, notamment la référence à des moyennes glissantes de taux sur 10 ans, permet de privilégier la prise en compte des tendances longues sur les évolutions des taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements. La révision du taux d'actualisation est ainsi fonction des évolutions structurelles de l'économie conduisant à des changements durables à moyen et long termes.

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. L'arrêté du 24 mars 2015 a modifié le dispositif réglementaire instauré initialement par le décret du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007. Le taux d'actualisation doit être dorénavant inférieur :

- à un plafond réglementaire « égal à la moyenne arithmétique sur les 120 derniers mois du taux de l'échéance constante à trente ans (TEC 30 ans), constatée au jour de la clôture de l'exercice considéré, majorée d'un point » ;
- au taux de rendement anticipé des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé à partir de la référence TEC 30 s'établit à 4,6 % au 31 décembre 2015.

28.5.2 Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de fin de période avec le montant en valeur actualisée.

	31/12/2015		31/12/2014	
	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée
(en millions d'euros)				
Gestion du combustible usé	16 470	10 391	16 463	10 105
Gestion à long terme des déchets radioactifs ⁽¹⁾	28 890	8 254	26 159	7 676
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	45 360	18 645	42 622	17 781
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	19 639	11 944	19 298	11 422
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées ⁽²⁾	6 431	2 986	3 310	2 444
Derniers cœurs	4 123	2 555	4 050	2 413
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	30 193	17 485	26 658	16 279

(1) L'augmentation significative, entre 2014 et 2015, du coût aux conditions économiques de fin d'année de gestion à long terme des déchets radioactifs est due aux conséquences de l'arrêté du 15 janvier 2016 (voir note 28.2).

(2) L'augmentation significative, entre 2014 et 2015, du coût aux conditions économiques de fin d'année de démantèlement des centrales nucléaires est liée à la mise à jour du scénario de référence industriel des centrales définitivement arrêtées (voir note 28.3). Ce nouveau scénario conduisant notamment à repousser dans le temps la phase de déconstruction des centrales, l'impact de celui-ci est moins sensible sur l'évaluation de la provision en valeur actualisée.

Cette approche peut être complétée par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2015

6

En application de l'article 11 du décret du 23 février 2007, le tableau ci-dessous fournit pour EDF ces différents éléments pour les principales composantes des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs.

(en millions d'euros)	Montants provisionnés en valeur actualisée 31/12/2015	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		+0,20 %	-0,20 %	+0,20 %	-0,20 %
Aval du cycle nucléaire					
■ gestion du combustible usé	10 391	(168)	177	140	(149)
■ gestion à long terme des déchets radioactifs	8 254	(400)	448	337	(376)
Déconstruction et derniers cœurs					
■ déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	11 944	(382)	398	8	(7)
■ déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	2 986	(114)	124	114	(124)
■ derniers cœurs	2 555	(62)	65	—	—
TOTAL	36 130	(1 126)	1 212	599	(656)

Note 29 Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires

Ces provisions concernent majoritairement la déconstruction des centrales thermiques à flamme.

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont calculées à partir d'études régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs sur la base, d'une part, des coûts constatés pour les opérations passées et, d'autre part, des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité.

Note 30 Provisions pour avantages du personnel

La variation des provisions pour avantages du personnel se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	Dotations		Reprises		31/12/2015
		Exploitation ⁽¹⁾	Financières	Exploitation ⁽²⁾	Financières ⁽³⁾	
Avantages postérieurs à l'emploi	9 785	839	626	(1 140)	(296)	9 814
Avantages à long terme	1 010	46	21	(132)	—	945
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	10 795	885	647	(1 272)	(296)	10 759

(1) Dont 506 millions d'euros au titre des coûts des services rendus, 368 millions d'euros au titre de l'amortissement des pertes actuarielles et 11 millions d'euros au titre des droits non acquis.

(2) Dont 1 113 millions d'euros au titre des contributions employeurs, 75 millions d'euros au titre des gains actuariels, 31 millions d'euros concernant les droits acquis et -50 millions au titre de la modification de régime.

(3) Au titre du rendement attendu des actifs de couverture.

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2015

DÉCOMPOSITION DE LA VARIATION DE LA PROVISION

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Engagements nets des actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Solde au 31/12/2014	29 669	(10 188)	19 481	(95)	(8 591)	10 795
Charge nette de l'exercice 2015	921	(296)	625	11	441	1 077
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	(1 112)	230	(882)	16	866	-
Cotisations versées aux fonds	-	(362)	(362)	-	-	(362)
Prestations versées	(1 116)	365	(751)	-	-	(751)
SOLDE AU 31/12/2015	28 362	(10 251)	18 111	(68)	(7 284)	10 759

Les écarts actuariels sur engagements générés sur l'exercice 2015 représentent un montant de (1 112) millions d'euros avec un effet défavorable de 807 millions d'euros lié à la signature de l'accord AGRIC-ARRCO du 30 octobre 2015 (voir note 3.5) et un effet favorable lié aux révisions d'hypothèses (notamment à la variation des hypothèses de taux d'actualisation et d'inflation) et de gains dus à l'expérience.

CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME

(en millions d'euros)	2015	2014
Coût des services rendus de l'exercice	506	382
Charges d'intérêts (actualisation)	647	834
Rendement escompté des actifs de couverture	(296)	(336)
Amortissement des écarts actuariels non comptabilisés – avantages postérieurs à l'emploi	305	151
Variation des écarts actuariels – avantages à long terme	(15)	164
Effet d'une réduction ou liquidation de régime ⁽¹⁾	(50)	-
Coût des services passés droits acquis ⁽²⁾	(31)	-
Coût des services passés droits non acquis	11	(30)
IMPACT RÉSULTAT AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME	1 077	1 165
dont :		
Résultat d'exploitation ⁽³⁾	726	667
Résultat financier	351	498

(1) Le montant net de 50 millions d'euros est le résultat d'un produit brut pour 185 millions d'euros et d'un amortissement complémentaire des écarts actuariels pour 135 millions d'euros.

(2) La loi de financement de la sécurité sociale pour 2015 (n° 2014-1544) du 22 décembre 2014 et le décret n° 2015-209 du 24 février 2015 ont introduit une forfaitisation du capital décès au régime général. Cette disposition a été étendue à la branche des IEG par le décret n° 2015-1536 du 25 novembre 2015.

(3) En 2015, le montant correspond principalement aux dotations d'exploitation (885 millions d'euros) nettes des reprises au titre des écarts actuariels (75 millions d'euros), de la modification de régime (50 millions d'euros) et de l'amortissement des droits acquis pour 31 millions d'euros.

30.1 PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI

Les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi sont détaillées comme suit.

(en millions d'euros)	31/12/2014	Dotations		Reprises		31/12/2015
		Exploitation	Financières	Exploitation	Financières	
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi						
Retraites	7 699	526	491	(893)	(284)	7 539
Charges CNIÉG	429	11	11	(14)	-	437
Avantages en nature énergie	1 182	222	92	(134)	-	1 362
Indemnités de fin de carrières	(14)	40	14	(43)	(12)	(15)
Autres avantages	489	40	18	(56)	-	491
TOTAL	9 785	839	626	(1 140)	(296)	9 814

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2015

6

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2015					
Retraites	21 629	(9 740)	—	(4 350)	7 539
Charges CNEG	476	—	—	(39)	437
Avantages en nature énergie	3 916	—	—	(2 554)	1 362
Indemnités de fin de carrières	597	(496)	(43)	(73)	(15)
Autres avantages	799	(15)	(25)	(268)	491
TOTAL	27 417	(10 251)	(68)	(7 284)	9 814

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2014					
Retraites	22 385	(9 683)	—	(5 003)	7 699
Charges CNEG	511	—	—	(82)	429
Avantages en nature énergie	4 355	—	—	(3 173)	1 182
Indemnités de fin de carrières	620	(491)	(50)	(93)	(14)
Autres avantages	788	(14)	(45)	(240)	489
TOTAL	28 659	(10 188)	(95)	(8 591)	9 785

La variation des engagements observée entre 2014 et 2015 est principalement liée au changement de taux d'actualisation (taux d'actualisation de 2,2 % au 31 décembre 2014 et de 2,4 % au 31 décembre 2015), au changement de taux d'inflation (taux d'inflation de 1,7 % au 31 décembre 2014 et de 1,6 % au 31 décembre 2015) et à l'effet de l'accord AGIRC-ARRCO du 30 octobre 2015 (voir note 3.5).

30.2 PROVISIONS POUR AUTRES AVANTAGES À LONG TERME DU PERSONNEL EN ACTIVITÉ

Le montant des engagements pour autres avantages à long terme du personnel en activité correspond à celui des provisions figurant au bilan. Ces provisions sont détaillées comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	Dotations		Reprises	31/12/2015
		Exploitation	Financières	Exploitation	
Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité					
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles	879	39	18	(116)	820
Médailles du travail	105	7	2	(12)	102
Autres	26	—	1	(4)	23
TOTAL	1 010	46	21	(132)	945

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2015

30.3 ACTIFS DE COUVERTURE

Les actifs de couverture s'élèvent à 10 251 millions d'euros au 31 décembre 2015 (10 188 millions d'euros au 31 décembre 2014). Ces actifs de couverture sont principalement affectés à la couverture des droits spécifiques passés pour 9 740 millions d'euros et à celle des indemnités de fin de carrière (avec un objectif de couverture à 100 %) pour 496 millions d'euros.

Les placements se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Actifs de couverture – régime spécial de retraite	9 740	9 683
dont en %		
Actions	29 %	29 %
Obligations et monétaires	71 %	71 %
Actifs de couverture – indemnités de fin de carrière	496	491
dont en %		
Actions	32 %	31 %
Obligations et monétaires	68 %	69 %
Actifs de couverture – autres avantages	15	14
TOTAL ACTIFS DE COUVERTURE	10 251	10 188

30.4 HYPOTHÈSES ACTUARIELLES

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme des IEG sont résumées ci-dessous :

- le taux d'actualisation retenu s'élève à 2,4 % au 31 décembre 2015 (2,2 % au 31 décembre 2014) ;
- le taux d'inflation retenu est estimé à 1,6 % au 31 décembre 2015 (1,7 % au 31 décembre 2014) ;
- l'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 18,5 ans ;
- le taux de rotation des agents est considéré comme non significatif ;
- l'évaluation du tarif agent inclut l'évolution des taxes assises sur ce tarif ;

- le taux de rendement attendu des actifs de couverture des droits spécifiques passés du régime spécial des retraites est de 2,93 % pour 2015 ;

- le taux de rendement attendu des actifs de couvertures des indemnités de fin de carrière est de 2,43 % pour 2015.

Le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie en fonction de leur durée, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements.

Les engagements reposent sur des hypothèses d'augmentations salariales différenciées par âge et collège, conduisant pour une carrière complète à une augmentation moyenne annuelle de 1,7 % hors inflation (3,3 % y compris inflation).

Note 31 Provisions pour autres charges

(en millions d'euros)	31/12/2014	Dotations	Reprises			Autres	31/12/2015
			Suite à utilisation	Sans objet			
Provisions pour charges relatives							
■ au personnel	109	93	(88)	(1)	–	–	113
■ au renouvellement des immobilisations du domaine concédé	261	11	–	(1)	(6)	–	265
■ aux autres charges	612	215	(221)	(15)	–	–	591
PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES	982	319	(309)	(17)	(6)	–	969

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2015

6

Note 32 Dettes

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montant brut au 31/12/2015	Montant brut au 31/12/2014
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Dettes					
Emprunts obligataires	1 437	11 083	34 438	46 958	40 993
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédits	–	–	561	561	500
Autres emprunts	4 854	1 865	8	6 727	4 014
Dettes financières diverses					
■ avances sur consommation	2	10	19	31	35
■ autres dettes	1 543	–	1	1 544	1 511
Dettes financières (voir note 33)	7 836	12 958	35 027	55 821	47 053
Avances et acomptes reçus des clients⁽¹⁾	6 819	–	–	6 819	6 433
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	6 623	–	–	6 623	6 374
Dettes fiscales et sociales ⁽²⁾	6 994	–	–	6 994	6 760
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	2 082	–	–	2 082	2 133
Comptes créditeurs ⁽³⁾	17 042	–	–	17 042	13 554
Dettes d'exploitation, d'investissements et dettes diverses	32 741	–	–	32 741	28 821
Instruments de trésorerie⁽⁴⁾	2 240	961	768	3 969	3 337
Produits constatés d'avance⁽⁵⁾	607	1 164	1 927	3 698	4 065
TOTAL DETTES	50 243	15 083	37 722	103 048	89 709

(1) Les avances et acomptes reçus comprennent principalement les paiements des clients mensuels particuliers et professionnels pour 6 682 millions d'euros (6 340 millions d'euros au 31 décembre 2014). L'augmentation observée sur l'année s'explique principalement par les clients ayant opté pour la mensualisation de leur facture.

(2) Au 31 décembre 2015, ce poste inclut un montant de 1 258 millions d'euros au titre de la CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée (1 122 millions d'euros au 31 décembre 2014).

(3) Il s'agit principalement des montants au titre des conventions de placements et de trésorerie avec les filiales (14 478 millions d'euros au 31 décembre 2015 et 11 293 millions d'euros au 31 décembre 2014).

(4) Ils correspondent pour l'essentiel aux pertes latentes sur instruments de change.

(5) Au 31 décembre 2015, les produits constatés d'avance comprennent les avances partenariales versées à EDF dans le cadre du financement des centrales nucléaires et les contrats long terme associés pour 1 874 millions d'euros (1 989 millions d'euros en 2014). Les produits constatés d'avance sur contrats long terme intègrent également l'avance versée à EDF en 2010 dans le cadre du contrat avec le consortium Eshbium. Cette avance est reprise linéairement au compte de résultat sur la durée du contrat.

Note 33 Dettes financières

(en millions d'euros)	31/12/2014	Nouveaux emprunts	Rembour- sements	Ajustements de change réalisé et latent	Autres	31/12/2015
Emprunts en euros	1 013	–	–	–	–	1 013
Emprunts en devises	9 698	4 181	–	1 295	–	15 174
Euro Medium Term Notes (EMTN) en euros	20 467	–	(1 384)	–	–	19 083
Euro Medium Term Notes (EMTN) en devises	9 815	1 344	(103)	632	–	11 688
Emprunts obligataires	40 993	5 525	(1 487)	1 927	–	46 958
Emprunts long terme en euros	500	70	(9)	–	–	561
Emprunts auprès des établissements de crédit	500	70	(9)	–	–	561
Titres de créances négociables en euros ⁽¹⁾	650	3 094	–	–	–	3 744
Titres de créances négociables en devises ⁽¹⁾	3 357	–	(802)	414	–	2 969
Emprunts contractuels à caractère financier	7	7	–	–	–	14
Autres emprunts	4 014	3 101	(802)	414	–	6 727
Total emprunts	45 507	8 696	(2 297)	2 340	–	54 246
Avances sur consommation	35	–	–	–	(4)	31
Avances diverses	77	16	(11)	–	–	82
Comptes bancaires créditeurs	121	–	–	–	79	200
Débits bancaires différés	39	–	–	–	(25)	14
Intérêts à payer	1 274	–	–	–	(26)	1 248
Total autres dettes financières diverses	1 511	16	(11)	–	28	1 544
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	47 053	8 712	(2 308)	2 340	24	55 821

(1) Les émissions sont nettes des remboursements

EDF a lancé le 8 octobre 2015 une émission obligataire « senior » en plusieurs tranches en dollars américains et le 25 septembre 2015, l'émission d'une obligation senior « Formosa » conclue sur le marché taiwanais (voir note 2.3)

Les remboursements d'emprunts obligataires pour un montant de 1 487 millions d'euros concernent des emprunts en euros et en devises arrivés à échéance

33.1 VENTILATION DES EMPRUNTS PAR DEVISES AVANT ET APRÈS INSTRUMENTS DE COUVERTURE

	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		24 415		45		23 856		48 271		89
CHF	700	646	2,2	1	(700)	(646)	–	–	–	–
GBP	7 385	10 062	33,7	19	(3 000)	(4 087)	–	5 975	100	11
HKD	1 216	144	0,5	–	(1 216)	(144)	–	–	–	–
JPY	44 100	337	1,1	1	(44 100)	(337)	–	–	–	–
NOK	1 000	104	0,4	–	(1 000)	(104)	–	–	–	–
USD	20 182	18 538	62,1	34	(20 182)	(18 538)	–	–	–	–
Total II – Autres devises		29 831		55		(23 856)		5 975	100	11
TOTAL I + II		54 246		100		–		54 246		100

Les nominaux des instruments, présentés en engagements hors bilan (voir note 35.1), ne modifient pas les emprunts figurant au bilan.

33.2 VENTILATION DES EMPRUNTS PAR TYPE DE TAUX D'INTÉRÊT AVANT ET APRÈS INSTRUMENTS DE COUVERTURE

	Structure de la dette au bilan			Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette au bilan après couvertures		
	Montants	% au 31/12/2015	% au 31/12/2014		Montants	% au 31/12/2015	% au 31/12/2014
(en millions d'euros)							
Emprunts long terme et EMTN	46 273			(24 559)	21 714		
Emprunts court terme	6 713			–	6 713		
Dette à taux fixe	52 986	98	97	(24 559)	28 427	52	59
Emprunts long terme et EMTN	1 260			24 559	25 819		
Emprunts court terme	–			–	–		
Dette à taux variable	1 260	2	3	24 559	25 819	48	41
TOTAL	54 246	100	100	–	54 246	100	100

Note 34 Écarts de conversion – passif

Les écarts de conversion – passif présentent au 31 décembre 2015 un gain latent de change de 292 millions d'euros dont 128 millions d'euros concernant un emprunt en livres sterling partiellement couvert par des swaps de change.

AUTRES INFORMATIONS

Note 35 Instruments financiers

35.1 ENGAGEMENTS HORS BILAN LIÉS AUX DÉRIVÉS DE CHANGE ET DE TAUX D'INTÉRÊT

EDF utilise des instruments financiers dans le but de limiter l'impact des risques de change et de taux d'intérêt.

(en millions d'euros)	31/12/2015		31/12/2014	
	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	1 550	1 550	14 348	14 348
Swaps de taux long terme				
EUR	7 855	7 855	7 916	7 916
USD	3 399	3 399	1 112	1 112
GBP	4 530	4 530	4 276	4 276
JPY	107	107	96	96
Sous-total	17 441	17 441	27 748	27 748
2 – Opérations sur le change				
Opérations à terme				
EUR	18 697	20 528	16 736	18 774
CAD	965	965	1 354	1 354
USD	15 841	12 015	11 704	9 065
GBP	3 887	4 902	8 005	8 363
CHF	145	276	36	36
HUF	226	362	350	385
PLN	1 116	1 473	865	864
JPY	107	247	25	32
CNY	136	136	–	–
MXN	71	71	79	79
Autres	149	149	117	117
Swaps de capitaux long terme				
EUR	8 871	34 470	8 572	28 807
JPY	336	106	372	–
USD	19 565	4 637	12 149	3 336
GBP	16 910	4 930	17 107	5 370
CHF	738	92	607	–
HUF	–	–	5	5
CAD	42	42	47	47
ILS	136	136	126	126
PLN	323	323	337	337
NOK	104	–	111	–
HKD	144	–	129	–
Sous-total	88 509	85 860	78 833	77 097
3 – Swaps de titrisation	462	462	591	591
TOTAL DES ENGAGEMENTS HORS BILAN FINANCIERS	106 412	103 763	107 172	105 436
4 – Swaps sur matières premières				
Charbon (en millions de tonnes)	2	2	2	2
Produits pétroliers (en milliers de barils)	5 890	5 890	5 475	5 475

Les montants figurant dans le tableau ci-dessus correspondent aux valeurs nominales des contrats contre-valeurisés aux cours de change du 31 décembre 2015 (que ces contrats soient qualifiés de couverture ou pas).

35.2 INCIDENCE DES OPÉRATIONS DE GESTION FINANCIÈRE SUR LE RÉSULTAT DE L'EXERCICE

(en millions d'euros)	2015	2014
Instruments non qualifiés de couverture		
Gains ou pertes réalisés	857	(55)
Gains ou pertes latents	(519)	320
Instruments de taux (swap, cap et floor, FRA, option) ⁽¹⁾	(3)	(3)
Instruments qualifiés de couverture		
Instruments de taux (swap, cap et floor, FRA)	306	253
Instruments de change réalisés (currency swap)	526	276

(1) Y compris les intérêts sur les swaps.

35.3 JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

La juste valeur des contrats d'échange de devises et de taux d'intérêt a été estimée en actualisant les flux de trésorerie futurs attendus avec les taux de change du marché et les taux d'intérêt à la clôture sur la période restant à courir sur les contrats (la valeur de marché comprend les intérêts courus).

La valeur comptable des instruments dérivés hors bilan comprend les intérêts courus, les soultes et les primes payées ou reçues ainsi que les écarts de change, déjà enregistrés dans les comptes d'EDF. La différence entre la valeur comptable et la valeur de marché donne le gain latent ou la perte latente.

La juste valeur des instruments financiers dérivés hors bilan au 31 décembre 2015 calculée par l'entreprise figure ci-dessous :

(en millions d'euros)	Valeur comptable	Juste valeur
Opérations de couverture du risque de taux		
■ Swaps long terme	133	1 754
■ Swaps court terme	3	–
Opérations de couverture du risque de change		
■ Opérations de change à terme	201	155
■ Swaps de capitaux long terme	2 537	2 133
Opérations de couverture du risque sur matières premières		
■ Charbon	–	(33)
■ Produits pétroliers	–	(131)
TOTAL	2 874	3 878

Note 36 Autres engagements et opérations hors bilan

Au 31 décembre 2015, 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				31/12/2015	31/12/2014
	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans		
Engagements hors bilan donnés	10 359	19 805	12 123	9 917	52 204	53 727
Engagements liés aux opérations d'exploitation	5 075	13 152	11 464	9 855	39 546	40 710
■ Engagements d'achats de combustible et d'énergie	2 553	11 070	9 672	9 630	32 925	33 783
■ Autres engagements liés à l'exploitation	2 522	2 082	1 792	225	6 621	6 927
Engagements liés aux opérations d'investissement	3 240	5 172	359	58	8 829	9 652
Engagements liés aux opérations de financement	2 044	1 481	300	4	3 829	3 365
Engagements hors bilan reçus	933	10 321	268	160	11 682	11 891
Engagements liés aux opérations d'exploitation	928	415	268	160	1 771	2 141
Engagements liés aux opérations d'investissement	5	–	–	–	5	5
Engagements liés aux opérations de financement	–	9 906	–	–	9 906	9 745

36.1 ENGAGEMENTS DONNÉS

Dans la quasi-totalité des cas, les engagements donnés sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation contractuelle de fournir à EDF des actifs ou des prestations relatifs à des opérations d'exploitation, d'investissement ou de financement.

36.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

EDF a conclu dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation des contrats à long terme d'achat d'électricité, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustible nucléaire, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées qui peuvent atteindre 20 ans.

Au 31 décembre 2015, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit

(en millions d'euros)	Échéances				31/12/2015	31/12/2014
	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans		
Achats d'électricité et services associés	781	3 194	3 962	6 242	14 179	15 822
Achats de combustible nucléaire	1 772	7 876	5 710	3 388	18 746	17 961
ENGAGEMENTS D'ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET DE COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE	2 553	11 070	9 672	9 630	32 925	33 783

Achats d'électricité et services associés

Les engagements d'achats d'électricité proviennent notamment

- des Systèmes Énergétiques Insulaires qui se sont engagés à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon ainsi que de l'électricité produite par les centrales de la filiale EDF Production Électricité Insulaire ;
- de contrats de couverture : il s'agit d'achats à terme à volume et prix fixes dans le cadre de contrats passés avec EDF Trading.

Par ailleurs, en complément des obligations valorisées ci-dessus et aux termes de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine, dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éoliennes, petite hydraulique, photovoltaïque...)

Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) via la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE). Ces obligations d'achat s'élèvent à 41 TWh pour l'exercice 2015 (35 TWh pour 2014), dont 5 TWh au titre de la cogénération (5 TWh pour 2014), 20 TWh au titre de l'éolien (16 TWh pour 2014), 7 TWh au titre du

photovoltaïque (6 TWh pour 2014) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2014).

Achats de combustible nucléaire

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins d'EDF en uranium et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible. La hausse de ces engagements s'explique notamment par la mise en place du contrat relatif à la fabrication des assemblages MOX pour la période 2017-2024.

36.1.2 Autres engagements liés à l'exploitation

Il s'agit d'engagements pris lors de la signature de commandes concernant l'exploitation ou les marchés en cours ainsi que des garanties liées à ces activités opérationnelles et des contrats de location non résiliables en tant que preneur qui portent principalement sur des locaux, des équipements ou des véhicules. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles.

36.1.3 Engagements liés aux opérations d'investissement

Il s'agit essentiellement d'engagements liés aux acquisitions d'immobilisations corporelles. La base des engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels d'EDF est en lien notamment avec l'avancement du projet EPR Flamanville 3 et l'évolution des contrats de remplacement des générateurs de vapeur (RGV).

36.1.4 Engagements liés aux opérations de financement

Il s'agit d'engagements de financement d'EDF vis-à-vis de ses filiales, notamment d'EDF Energies Nouvelles pour 1 269 millions d'euros et d'Edison pour 872 millions d'euros.

36.2 ENGAGEMENTS REÇUS**36.2.1 Engagements liés aux opérations d'exploitation**

Il s'agit essentiellement

- de contrats de location simple en tant que bailleur ;
- de garanties reçues liées aux activités opérationnelles ;
- des engagements sur des ventes d'exploitation.

36.2.2 Engagements liés aux opérations de financement

Ils correspondent au montant global des lignes de crédit dont dispose EDF auprès de différentes banques.

36.3 AUTRES NATURES D'ENGAGEMENTS**36.3.1 Engagements de livraison d'électricité**

Dans le cadre de son activité normale, EDF a conclu des contrats à long terme de vente d'électricité, dont les principaux sont détaillés ci-après :

- contrats à long terme conclus par EDF avec un certain nombre d'électriciens européens, adossés à une centrale ou à un ensemble de centrales du parc de production nucléaire français, correspondant à une puissance installée de 3,5 GW ;
- dans le cadre de la loi NOME, EDF est engagé à céder chaque année jusqu'au 31 décembre 2025 aux fournisseurs d'électricité sur le marché français une part de l'énergie produite par son parc nucléaire dit « historique » pouvant aller jusqu'à 100 TWh.

36.3.2 Achats de gaz et services associés

Des engagements d'achats de gaz sont portés par EDF dans le cadre du développement de son activité de commercialisation de gaz.

Les achats de gaz relevant de l'approvisionnement et de l'acheminement sont principalement effectués au travers de contrats long terme et par la mise en œuvre d'achats à terme à EDF Trading.

En 2011, EDF a signé un contrat de souscription de capacité dans le terminal méthanier de Dunkerque, dont la mise en service est prévue en 2016.

Note 37 Passifs éventuels**COMPTE PERSONNEL DE FORMATION (CPF)**

La loi n° 2014-288 du 5 mars 2014, d'application obligatoire au 1^{er} janvier 2015 et réformant la formation professionnelle, supprime le Droit Individuel à la Formation (DIF) et le remplace par le Compte Personnel de Formation (CPF). Le CPF est un dispositif dit « universel », rattaché à la personne et non plus au contrat de travail, qui concerne tous les salariés d'EDF à temps plein ou à temps partiel, en CDI ou en CDD, sans conditions d'ancienneté. Il est représentatif d'un capital temps progressif de formation plafonné à 150 heures.

Le solde des heures acquises au titre du DIF non consommées au 31 décembre 2014 reste utilisable jusqu'au 1^{er} janvier 2021. Au 31 décembre 2014, le volume d'heures de formation correspondant aux droits acquis s'élève à 6 753 661 heures, dont 6 682 138 n'ayant pas donné lieu à demande.

CONTRÔLES FISCAUX

À la suite de vérifications de comptabilités sur des exercices passés, l'Administration conteste la déductibilité fiscale des provisions pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (AT/MP) de la Société. S'agissant d'une problématique liée au statut des IEG, elle concerne également les sociétés RTE, ERDF et Électricité de Strasbourg. Le Groupe conteste la position de l'Administration fiscale. À fin 2014, la Commission nationale des impôts directs et taxes sur le chiffre d'affaires a rendu plusieurs avis favorables aux sociétés RTE et EDF SA. Par ailleurs, les filiales RTE et Électricité de Strasbourg ont aussi obtenu des jugements favorables auprès du Tribunal administratif de Montreuil ; ces jugements ont été confirmés en juillet 2015 par la Cour administrative d'appel de Versailles. En cas

d'issue défavorable du contentieux, le risque financier pour le Groupe lié au paiement de l'impôt sur les sociétés est de l'ordre de 250 millions d'euros.

Pour l'exercice 2008, EDF a reçu fin 2011 une proposition de rectification notamment relative à la déductibilité de certains passifs long terme représentant un risque financier lié au paiement de l'impôt sur les sociétés de l'ordre de 660 millions d'euros à fin 2015.

Par ailleurs, un redressement a été notifié par l'Administration fiscale à la Société concernant une avance non rémunérée consentie par EDF à sa filiale indirecte Lake Acquisitions Limited dans le cadre de l'acquisition de British Energy. EDF conteste également ce chef de redressement.

Pour les exercices 2012 et 2013, l'Administration fiscale a notifié la Société fin 2015 au titre des redressements récurrents précités et a également remis en cause la déductibilité de certaines provisions de long terme.

La Société est confiante dans ses chances de succès en contentieux et n'a pas constaté de provision spécifique à l'un de ces sujets dans ses comptes.

LITIGES EN MATIÈRE SOCIALE

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés concernant notamment la mise en œuvre de la législation relative au temps de travail. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat et sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations susceptibles de concerner un nombre important de salariés d'EDF, une multiplication de ces litiges pourrait présenter un risque susceptible d'avoir un effet négatif significatif sur les résultats d'EDF.

Note 38 Actifs dédiés**38.1 RÉGLEMENTATION**

L'article L 594 du Code de l'environnement et ses textes d'application prescrivent d'affecter des actifs (les actifs dédiés) à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs. Ces textes régissent le mode de constitution de ces actifs dédiés, la gestion des fonds elle-même et leur gouvernance. Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise et font l'objet d'un suivi et d'un contrôle particulier tant du Conseil d'administration que de l'autorité administrative.

La loi dispose que la valeur de réalisation des actifs dédiés doit être supérieure à la valeur des provisions correspondant au coût actualisé des obligations nucléaires de long terme.

Le décret du 29 décembre 2010 a rendu les actions de RTE éligibles aux actifs dédiés sous certaines conditions et après autorisation administrative. En complément, le décret du 24 juillet 2013 a révisé la liste des actifs éligibles en s'inspirant du Code des assurances. Il rend notamment admissibles sous certaines conditions les titres non cotés.

Le décret du 24 mars 2015 contient deux nouvelles dispositions relatives aux actifs dédiés :

- la dotation annuelle aux actifs de couverture, nette des dotations complémentaires éventuelles aux provisions, doit être positive ou nulle tant que leur valeur de réalisation est inférieure à 110 % du montant des provisions concernées ;
- les biens fonciers des exploitants d'installations nucléaires peuvent, sous certaines conditions, être affectés à la couverture de ces provisions.

38.2 COMPOSITION ET ÉVALUATION DES ACTIFS DEDIES

Par la réglementation qui les gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

Les actifs dédiés sont organisés et gérés conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration, et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme et structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend en compte dans sa détermination les contraintes réglementaires sur la nature et la liquidité des actifs dédiés, les perspectives financières des marchés actions et des marchés de taux, ainsi que l'apport diversifiant d'actifs non cotés.

Dans le cadre de la révision de l'allocation stratégique, et afin de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés engagée depuis 2010 avec les titres RTE, le Conseil d'administration a approuvé en 2013 la mise en place, à côté des placements diversifiés actions et taux, d'un portefeuille d'actifs non cotés géré par la Division EDF Invest, créé suite au décret relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires du 24 juillet 2013. EDF Invest cible trois classes d'actifs : les infrastructures à titre principal, l'immobilier et les fonds d'investissement. L'objectif d'EDF Invest est de gérer à terme environ 5 milliards d'euros d'investissements non cotés et de représenter ainsi environ un quart du total des actifs dédiés.

Par ailleurs, suite à l'autorisation délivrée par l'État le 8 février 2013 et compte tenu de l'avis positif du Comité de suivi des engagements nucléaires

et de la délibération du Conseil d'administration en date du 13 février 2013, EDF a affecté aux actifs dédiés la totalité de la créance reconnue par l'État français, représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012. Cette créance financière porte intérêt à 1,72 % et sera remboursée selon un échéancier révisé s'étalant jusqu'à fin 2020, qui doit faire l'objet d'un arrêté conformément à un courrier ministériel du 26 janvier 2016. Dans ce courrier, l'État a également reconnu la créance résultant du déficit supplémentaire de compensation de début 2013 à fin 2015, estimée à 644 millions d'euros à cette date et intégrée dans l'échéancier révisé de remboursement, et a autorisé son affectation aux actifs dédiés en 2016. Ce supplément de créance a été reclassé de créance d'exploitation en créance financière dans les comptes au 31 décembre 2015. Conformément au courrier ministériel, le montant du supplément de créance au 31 décembre 2015 et le calendrier de remboursement seront ajustés en 2016 sur la base de la confirmation par la Commission de Régulation de l'Énergie du déficit de compensation au titre de 2015.

38.2.1 Placements diversifiés actions et obligations

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. L'autre partie est constituée d'OPCVM spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de SICAV ou FCP ouverts, soit de FCP réservés constitués pour l'entreprise et à son usage exclusif, celle-ci n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds.

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 un indicateur global de référence composite qui garantit le maintien de la politique d'investissement à long terme.

38.2.2 Actifs non cotés (EDF Invest)

Les actifs gérés par EDF Invest sont composés de titres non cotés liés à des investissements dans les infrastructures, l'immobilier et des fonds d'investissement.

Au 31 décembre 2015, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de 3 975 millions d'euros. Ils incluent notamment :

- 50 % de la participation d'EDF dans RTE, pour une valeur de 2 580 millions d'euros au 31 décembre 2015 (2 555 millions d'euros au 31 décembre 2014). Cette valeur correspond à la valeur nette consolidée de 50 % de la participation d'EDF dans RTE, présentée au bilan consolidé du groupe EDF ;
- les participations d'EDF dans TIGF, Portertbrook et la participation d'EDF dans Madrilena Red de Gas (MRG).

38.2.3 Valorisation des actifs dédiés

Les actifs dédiés sont classés au bilan en fonction de leur nature comptable : titres de participation, Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille ou valeurs mobilières de placement. Ils sont valorisés selon les principes comptables présentés dans la note 1.

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2015

6

La composition du portefeuille au 31 décembre 2015 est la suivante :

(en millions d'euros)	31/12/15		31/12/14	
	Valeurs nettes comptables	Justes valeurs ou valeurs de réalisation	Valeurs nettes comptables	Justes valeurs ou valeurs de réalisation
Titres de participations – RTE ⁽¹⁾	2 015	2 580	2 015	2 555
Titres immobilisés de l'Activité de Portefeuille ⁽²⁾	12 563	14 418	12 458	14 691
Autres titres immobilisés	1 090	1 233	553	657
Total actifs dédiés – immobilisations financières	15 668	18 231	15 026	17 903
Créance CSPE	5 228	5 232	5 140	5 144
Total actifs dédiés avant couverture	20 896	23 463	20 166	23 047
Instruments de couverture et autres éléments	24	17	(10)	(14)
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS APRÈS COUVERTURE⁽²⁾	20 920	23 480	20 156	23 033

(1) 50 % de la valeur de mise en équivalence des titres dans les comptes consolidés du Groupe

(2) En limitant 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, le montant de cette valeur de réalisation réglementaire est ramené à 23 392 millions d'euros au 31 décembre 2015.

La valeur nette comptable et la juste valeur comprennent les intérêts courus non échus.

38.2.4 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2015

Au 31 décembre 2015, le taux de couverture des provisions nucléaires de long terme s'établit à 99,3 % (en limitant 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, le taux réglementaire s'établit à 98,9 %).

Des retraits pour un montant de 378 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2015 (403 millions d'euros en 2014). La dotation au titre de l'année 2015 s'élève à 38 millions d'euros, résultant de l'affectation au second semestre de titres déjà détenus par EDF SA (dotation nulle en 2014).

Les dotations aux provisions devant être compensées par des dotations aux actifs dédiés conformément au décret du 24 mars 2015 s'élèvent au total à 1 010 millions d'euros sur l'année 2015. Les dotations aux actifs dédiés restant à effectuer au 31 décembre 2015 s'élèvent ainsi à 972 millions d'euros et devront être effectuées dans un délai maximum de trois ans à compter de cette date. Comme indiqué en note 38.2, l'État a autorisé à affecter en 2016 la créance financière CSPE pour 644 millions d'euros.

En ce qui concerne le portefeuille financier, après une année relativement volatile, les marchés boursiers ont été en progression sur l'année.

La performance est positive et supérieure à celle du *benchmark* composite. L'absence de visibilité à partir de l'été a conduit à rester proche de la neutralité sur l'allocation actions/taux, sur la deuxième partie de l'année. En revanche, les allocations géographiques favorisant l'Europe et le Japon au détriment de l'Amérique du Nord et surtout des pays émergents ont été maintenues.

Pour ce qui concerne les actifs non cotés, en 2015, EDF Invest a notamment finalisé, aux côtés de deux investisseurs de long terme, l'acquisition d'une participation minoritaire dans Madriñeta Red de Gas (MRG), opérateur régulé du réseau de distribution de gaz de la région de Madrid.

Par ailleurs, EDF Invest a acquis auprès du groupe Total, dans le cadre d'un consortium à parité avec Ardian, une participation de plus de 50 % dans Géosel, société de stockage d'hydrocarbures basée à Manosque. Ces deux participations ont été affectées à la poche « Infrastructures » d'EDF Invest, aux côtés de RTE, TIGF et Porterbrook.

Au cours de l'année, EDF Invest a également poursuivi la constitution de son portefeuille en immobilier et en fonds d'investissement. Le fonds d'investissement immobilier non exclusif, créé fin 2014 à l'initiative d'Amundi et d'EDF Invest, a notamment réalisé un investissement immobilier en Allemagne courant 2015.

EDF Invest a également signé en septembre 2015 auprès de Nexity l'acquisition en VEFA (Vente en Etat Futur d'Achèvement) du campus tertiaire *Smart Side*.

38.3 COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME

Les obligations nucléaires de long terme visées par la réglementation relative aux actifs dédiés figurent dans les comptes d'EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	8 254	7 676
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	14 930	13 866
Provisions derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	462	476
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	23 646	22 018

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2015

Note 39 Informations concernant les entreprises et parties liées

39.1 RELATIONS AVEC LES FILIALES

(en millions d'euros)	Créances d'EDF ⁽¹⁾		Dettes d'EDF ⁽¹⁾		Charges financières	Produits financiers (hors dividendes)
	Prêts	Créances d'exploitation	Dettes inscrites en compte courant financier	Dettes d'exploitation		
Sociétés						
C3I	–	–	–	–	–	(17)
EDF Energy	–	169	–	112	–	–
EDF Énergies nouvelles	460	–	–	–	–	28
EDF Energy UK Ltd EU	1 100	–	–	–	–	4
EDF International	3 357	–	–	–	–	14
EDF Trading	–	822	–	495	–	–
Edison Nouveau	70	–	–	–	–	4
ERDF	–	113	–	1 720	–	1
SCFLO	65	–	–	–	–	–
Dalkia France	905	50	–	82	–	19
EDF Production Électrique Insulaire (PEI)	993	–	–	66	–	2
RTE	670	211	–	155	–	36
Compte courant ERDF				165		
Convention de trésorerie Groupe avec les filiales			8 682		(7)	
Convention d'intégration fiscale ⁽²⁾		141		1 211		
Convention de placement des liquidités des filiales			5 796		(18)	

(1) Créances et dettes supérieures à 50 millions d'euros

(2) Dont EDF International : 883 millions d'euros

39.2 RELATIONS AVEC L'ÉTAT ET LES SOCIÉTÉS PARTICIPATIONS DE L'ÉTAT

39.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 84,94 % du capital d'EDF au 31 décembre 2015. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, EDF est soumis à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Le Contrat de service public entre l'État et EDF a été signé le 24 octobre 2005. Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée, la loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat.

Par ailleurs, EDF participe, à l'instar des autres producteurs d'électricité, à la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le Ministre chargé de l'énergie, qui fixe notamment les objectifs en matière de répartition des capacités de production.

Enfin, l'État intervient dans le cadre de la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz. Il accorde notamment les autorisations de construction

et d'exploitation des installations de production, et intervient dans la fixation des tarifs de vente aux clients restés au tarif réglementé, des tarifs de transport et de distribution mais également dans la détermination du prix de l'ARENH – conformément au Code de l'énergie – ainsi que du montant de la Contribution au Service Public de l'Électricité.

39.2.2 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations d'EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement AREVA.

Les transactions avec AREVA portent

- sur l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, services de conversion, d'enrichissement et de fabrication des assemblages combustibles) ;
- sur l'aval du cycle (les prestations de transport, l'entreposage, le traitement et le recyclage du combustible usé) ;
- sur des opérations de maintenance de centrales et d'achat d'équipements.

Par ailleurs, le Conseil d'administration du 27 janvier 2016 a pris connaissance de la finalisation des discussions menées entre EDF et AREVA sur l'acquisition d'AREVA NP et le partenariat stratégique qui sera mis en place (voir note 42.1).

Sur l'amont du cycle

EDF et AREVA NP ont conclu en décembre 2014 un contrat concernant la fourniture d'assemblages de combustible à l'uranium enrichi à compter de 2015.

Par ailleurs, plusieurs accords importants ont été négociés :

- approvisionnement en uranium naturel : contrat EDF couvrant la période 2021-2030 ;
- fluoration : contrat sur la période 2019-2030 ;
- enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat AREVA pour la période 2019-2030.

Dans le cadre du projet de construction de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni (Hinkley Point 1 et 2), EDF et AREVA ont signé le 21 octobre 2013 une lettre d'engagement définissant les conditions de fourniture du combustible.

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et AREVA relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont formalisées pour la

période 2008-2040 par un accord-cadre signé le 19 décembre 2008. Une première déclinaison contractuelle de cet accord-cadre s'est traduite par la signature le 12 juillet 2010 d'un contrat d'application fixant les prix et les quantités des prestations et portant sur la période 2008-2012.

Les conditions du traitement-recyclage pour la période 2013-2015 ont fait l'objet d'un contrat d'application en mai 2015. Les conditions d'application pour la période 2016-2023 ont également fait l'objet d'un accord en décembre 2015, présenté au Conseil d'administration du 27 janvier 2016, qui se traduira par la signature d'un avenant.

Pour les centrales nucléaires du palier 1 300 MW, EDF et AREVA ont signé :

- en 2011, un contrat pour la fourniture de 32 générateurs de vapeur et un contrat pour la rénovation des systèmes de contrôle-commande ;
- en août 2012, un contrat de prestations liées aux opérations de remplacement des premiers générateurs de vapeur.

EDF et AREVA ont signé en 2013 deux avenants au contrat initial de 2007 relatif à la chaudière de l'EPR de Flamanville allant de l'étude à la mise en service industrielle.

Enfin, EDF détient une participation très minoritaire dans AREVA de 2,24 %.

Note 40 Environnement

40.1 DROITS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE

En ratifiant le protocole de Kyoto, l'Europe s'est engagée à réduire ses émissions de gaz à effet de serre. Dans ce cadre, la Directive européenne n° 2003/87/CE a établi, depuis le 1^{er} janvier 2005, un système de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans l'Union européenne.

Ce dispositif, décliné au niveau national, prévoit notamment que les acteurs obligés, dont EDF fait partie, doivent restituer annuellement à l'État un nombre de droits d'émission de gaz à effet de serre correspondant à leurs émissions de l'année.

La troisième période, de 2013 à 2020, est notamment caractérisée par la suppression de l'attribution gratuite de droits d'émission aux producteurs d'électricité dans certains pays dont la France. Ainsi, EDF acquiert sur le marché ou par la réalisation d'investissements dans les pays en voie de développement (mécanisme de développement propre) l'ensemble des crédits d'émission restitués annuellement.

En 2015, EDF a restitué 9 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2014. En 2014, EDF avait restitué 17 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2013.

Au 31 décembre 2015, le volume des émissions s'élève à 7 millions de tonnes (8 millions de tonnes au 31 décembre 2014).

40.2 CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE (CEE)

La loi française du 13 juillet 2005 instaure un système de 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 soumises sur une période définie à des obligations d'économies d'énergie dont elles se libèrent en réalisant directement ou indirectement des économies d'énergie ou en acquérant des certificats d'économies d'énergie. À l'issue de la période considérée, les sociétés concernées justifient de l'accomplissement de leurs obligations en restituant des certificats. À défaut, une pénalité libératoire est acquittée au Trésor.

Ce dispositif a été reconduit par le décret n° 2014-1557 du 24 décembre 2014 pour une troisième période, du 1^{er} janvier 2015 au 31 décembre 2017. Cette période se caractérise notamment par un objectif d'économies d'énergie plus ambitieux et des simplifications opérationnelles. Les volumes de CEE obtenus au cours de la deuxième période contribuent à l'atteinte des objectifs de la troisième période.

En application de l'article 30 de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, une nouvelle obligation d'économies d'énergie au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique est mise en place à compter du 1^{er} janvier 2016 pour les exercices 2016 et 2017. Cette nouvelle obligation vient s'ajouter aux objectifs d'économies d'énergie de la troisième période. Le volume annuel de cette obligation est défini proportionnellement à l'obligation annuelle d'économies d'énergie.

EDF s'est mis en capacité de réaliser son obligation grâce à des offres d'efficacité énergétique portant sur chacun des segments de marché : particuliers, entreprises, collectivités territoriales et bailleurs sociaux.

À fin 2015, le volume de CEE détenu en portefeuille afin de couvrir les obligations d'économies d'énergie des exercices futurs, comptabilisé en stocks, s'élève à 359 millions d'euros soit 65 TWhc (voir note 1.1).

Note 41 Rémunération des mandataires sociaux

Les mandataires sociaux de la Société sont le Président-Directeur Général et les administrateurs. Il est précisé que les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit en application de la loi.

Le montant brut global, hors charges patronales, des rémunérations et avantages de toute nature et des jetons de présence versés par la Société au cours de l'exercice aux mandataires sociaux se décompose comme suit :

(en euros)	2015	2014
Président-Directeur Général ⁽¹⁾	500 236	415 818
Administrateurs ⁽²⁾	311 055 ⁽³⁾	174 444

(1) Le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 plafonne à un montant brut annuel de 450 000 euros les éléments de rémunération du Président-Directeur Général. Conformément à la décision du Conseil d'administration du 8 avril 2015, il a été versé courant 2015 au Président-Directeur Général la somme de 47 368 euros bruts au titre de sa rémunération fixe annuelle 2014, à la suite de la nomination de M. Jean-Bernard Lévy en qualité de Président-Directeur Général par intérim à compter du 23 novembre 2014.

(2) Les montants versés au cours d'un exercice correspondent aux jetons de présence attribués au titre de la part fixe à hauteur de 50 % pour le premier semestre de cet exercice et de 50 % pour le second semestre de l'exercice précédent, ainsi que 100 % de la part variable de l'exercice précédent. Le nombre d'administrateurs percevant des jetons de présence au sein du Conseil d'administration est passé de 5 à 11 administrateurs depuis le 23 novembre 2014 en application de l'ordonnance du 20 août 2014. L'Assemblée générale des actionnaires du 21 novembre 2014 a approuvé, sur proposition du Conseil d'administration, une augmentation de l'enveloppe annuelle des jetons de présence pour la porter de 200 000 euros à 226 000 euros pour l'exercice 2014, et à 440 000 euros pour l'exercice 2015.

(3) Dont 88 888 euros versés au budget de l'État, en application de l'ordonnance du 20 août 2014.

Note 42 Événements postérieurs à la clôture

42.1 DÉCISION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION DU 27 JANVIER 2016 : AVANCÉE SUR LE PARTENARIAT STRATÉGIQUE ENTRE EDF ET AREVA

Lors de sa réunion du 27 janvier 2016, le Conseil d'administration d'EDF a pris connaissance, à l'issue des *due diligences* réalisées au cours du second semestre 2015, de la finalisation des discussions menées avec AREVA pour l'acquisition par EDF du contrôle des activités d'AREVA NP (société en charge des services et des fabrications d'équipements et de combustibles pour les réacteurs).

Le Conseil a marqué son accord sur la valorisation définitive des activités destinées à être acquises par EDF, qui ressort à 2,5 milliards d'euros pour 100 % du capital¹ d'AREVA NP, ce montant étant susceptible, d'une part, d'être ajusté à la hausse comme à la baisse en fonction des comptes établis à la date de réalisation de l'opération et, d'autre part, de faire l'objet, en fonction de l'atteinte de certains objectifs de performance mesurés postérieurement à la date de réalisation, d'un éventuel complément de prix d'un montant pouvant atteindre au maximum 350 millions d'euros.

Avec une prise de participation d'EDF envisagée de 51 % à 75 %, une offre engageante pourra être formulée par EDF sur ces bases, après consultation du Comité central d'entreprise et autorisation du Conseil d'administration, une fois que le dispositif d'immunisation totale d'EDF contre les coûts et les risques du projet Olkiluoto 3 (OL3) et l'ensemble de la documentation contractuelle définitive auront été finalisés.

Cette décision fait suite au protocole d'accord du 30 juillet 2015 formalisant l'état d'avancement des discussions relatives au projet de partenariat entre EDF et AREVA. Ce protocole comporte 3 volets :

- la conclusion d'un accord stratégique et industriel global, afin notamment d'améliorer et de développer l'efficacité de leur coopération dans des domaines tels que la recherche et développement, la vente de nouveaux réacteurs à l'export, l'entreposage de combustibles usés et le démantèlement ;
- l'acquisition par EDF du contrôle exclusif d'AREVA NP. Elle prévoit un contrôle majoritaire d'AREVA NP par EDF (au moins 51 %), la participation d'AREVA à hauteur d'un maximum de 25 % dans le cadre d'un partenariat stratégique, et potentiellement la participation d'autres partenaires minoritaires. Ce projet permet une meilleure sécurisation des activités les plus critiques du « Grand carénage » pour le parc existant en France et une amélioration de l'efficacité des prestations d'ingénierie, de gestion de projets et de certaines fabrications grâce au retour d'expérience d'EDF ;
- la création d'une société dédiée, détenue à hauteur de 80 % par EDF et de 20 % par AREVA NP, destinée à optimiser les activités de conception et de gestion de projets des nouveaux réacteurs. Sa vocation est d'améliorer la préparation et la gestion des projets et les offres de la filière française à l'export grâce à une meilleure coordination du marketing stratégique pour l'élaboration des offres en amont des projets, au développement d'offres plus compétitives et adaptées aux besoins des clients, et à l'harmonisation et l'élargissement de la gamme de réacteurs, tout en assurant la poursuite des partenariats avec les grands industriels au Japon et en Chine. Cette société s'inscrira dans un modèle intégré producteur/fournisseur qui a fait ses preuves dans plusieurs pays.

¹ Sans reprise de dette financière.

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 7（8）後発事象」および「第3 7（10）後発事象」ならびに2015年12月31日に終了した年度の連結財務諸表の注記50および個別財務諸表の注記42を参照。

(2) 訴訟および仲裁手続

通常業務のなかで、当グループはいくつかの訴訟、仲裁、行政手続に係わっている。これらの手続に起因する費用は、発生する可能性が高く金額の見積りが可能であるかまたは合理的な範囲内で評価できる場合に限り、引き当てられる。後者の場合、引当額は、事例ごとの最善の見積りに基づいて決定される。引当金は、いずれも事例ごとのリスクの程度を評価して計上され、手続の進捗状況を重視して決まることはない。しかしながら、手続の進展によりリスクが再評価されることがある。

以下に記載された手続以外に、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悪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（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。

① EDFに関する法的手続

フランス一般電力網（Réseau d'alimentation général (RAG)）

2002年10月に、欧州委員会は、1997年1月1日にEDFの貸借対照表が再構築された際にフランス政府がEDFに補助金を与えたと主張して、フランスに対する手続を開始した。2003年12月16日付の決定により、欧州委員会は返済すべき補助金の金額を889百万ユーロ（元本）と設定した。2004年2月11日に、フランス政府は、返済すべき元本と利息を賄うための1,224百万ユーロの取立手形を発行した。EDFは、この金額を支払った。2004年4月27日に、EDFは、欧州委員会の決定の取消しを求めて欧州連合一般裁判所（当時の第一審裁判所）に訴訟を提起した。欧州連合一般裁判所は、欧州委員会は決定を下す際に当該行為が政府補助の性質を有するものであったか否かについて、十分に情報を与えられた市場経済投資家による検証を適用すべきであったとして、2009年12月15日付で、2003年12月16日付の欧州委員会の決定を退ける判決を下した。かかる判決は両当事者を拘束するものであったため、フランス政府は、2009年12月30日付で1,224百万ユーロをEDFに返済した。2010年2月26日に、欧州委員会は、欧州連合一般裁判所の決定を不服として欧州連合司法裁判所に上訴した。2012年6月5日付の決定により、司法裁判所は欧州委員会の上訴を却下し、2009年12月15日付の欧州連合一般裁判所の決定を支持した。

2013年5月2日に、欧州委員会は、フランス政府が欧州裁判所により設定されたテストに基づいて十分に情報を与えられた市場経済投資家として行為したか否かについて検証するために、調査の再開を決定した。2015年7月22日、欧州委員会は、EDFに与えられた税額控除を経済的理由による投資として取り扱うことができなかったことを考慮して、1987年から1996年にかけて作成されたRAG施設の更新のための規定の課税上の取扱いは、政府補助に矛盾を生じさせていたとする新たな決定を発表した。かかる決定により、フランス政府はEDFに対して、付与した補助金および欧州委員会によって定められた条件に従った利息の金額、すなわち合計1.38十億ユーロを返金することを命じた。

EDFは、かかる決定に形式的に同意し、要求された金額を返金した。しかしながら、当グループは、違法な政府補助があったことについて異議を唱え、2015年12月22日に、欧州連合一般裁判所に取消訴訟を提起した。

フランスにおける水力発電委託の入札の競争の激しさ

欧州委員会（EC）の競争総局は、欧州連合の機能に関する条約（TFEU）第102条と統合された同条約第1章第106条に基づき、フランスにおける水力発電委託に関してフランス政府に対する訴訟を提起した。

当該訴訟の枠内において、ECは、フランス政府がフランスにおける水力発電委託の大部分をEDFに発注し、またそれらをEDFとの間で更新したことは、フランスの電力小売供給市場におけるEDFの支配的地位の強化につながるため、上述の規定に違反していると考えた旨の2015年10月22日付の正式通知を、フランス政府に送付した。

政府は、2か月後にかかる正式通知に対して回答し、これは政府と欧州委員会との間における新たな敵対的行為となったが、この決定が、欧州委員会の最終的な決定に影響を与えることはない。EDFは、主要な利害関係を有する第三者として当該正式通知の写しを受領し、当該正式通知に対する回答として、2016年1月4日、欧州委員会に対して、欧州委員会の分析およびその根拠とされた事実に対して強く異議を唱える意見を送付した。

アスベスト

EDFは、過去に、アスベストを含む製品を使用していた。そのため、一部の従業員（具体的には、化石燃料火力発電所の維持管理を行う従業員）は、主に1970年代終わり以降かかるアスベストの交換または保護対策がEDFによって実施される前に、アスベストに晒されていた可能性がある。

EDFおよびERDFは、1997年から2015年12月末までの間に、職場における従業員のアスベストへの接触が主張されたことにつき、フランスにおいて、634件に及ぶ重過失に関する訴訟の当事者となった。かかる訴訟において責任が認められると、使用者による被害者またはその法定相続人への補償金の支払いが追加で必要になる可能性がある。

訴訟手続の数は2010年から一定している（各年の新規訴訟は約20件）。したがって、電気ガス産業国家基金（CNIEG）への財政負担に大きな変化は無い見込みである。財務リスクに対し、2008年のEDFの財務書類上に30百万ユーロの引当金が計上された。

2015年12月末現在、使用者の「弁解の余地のない過失（*faute inexcusable*）」に関する訴訟における、EDFの最終的な判決の累計額は、およそ26.6百万ユーロに達した。

Solaire Direct

2013年12月17日、競争当局（ADLC）は、太陽光発電分野の事業を行うEDFグループの子会社に有利に働き他の市場参加者に損害をもたらすような、支配的地位の濫用にあたる行為を行ったとして、EDFグループに13.5百万ユーロの罰金を科した。ADLCは、EDFが、競争者には再現不可能な様々な物質的および非物質的な資源（特にBleu Ciel®ブランド、商標およびロゴマークならびに顧客データ）をその子会社に提供し、規制料金の対象である電力供給業者としてのEDFの役割と、太陽光発電分野の事業を行う子会社の役割について顧客に混乱をもたらした事実を批判した。EDFは、この決定についてパリの控訴院に上訴した。

2015年5月21日、パリの控訴院は、ADLCの決定を一部覆し、2009年から2010年までの期間における商標およびロゴマークのEDFによる使用に関する罰金ならびに違反の繰返しにより増額された罰金を無効とした。最終的に、当初の罰金の額は約42%減額された。したがって、かかる金額は13.5百万ユーロから7.9百万ユーロに減少した。

2015年6月16日、ADLCは破毀院に上訴した。EDFもまた2015年6月19日に同院に上訴した。破毀院の判決は2016年後半に言い渡される見込みである。

補償を求める太陽光発電分野の事業者による訴訟

2013年7月26日、節電分野の事業を行う会社であるEvasolの清算人は、EDF、EDF EN、EDF ENRおよびEDF ENR Solaireに対する訴訟手続を、フランスで太陽光発電分野の事業を行うこれらの会社が競争法に違反したと主張してリヨンの商事裁判所に提起し、かかる違反がEvasolの清算の直接的原因になったと主張して33百万ユーロの損害賠償を請求している。2015年4月7日、リヨンの商事裁判所は、Evasolの助言者がその職業活動を停止したために訴えを却下した。

Solaire Directは2014年5月13日、ADLCが2013年12月17日付の決定において非難した行為の結果として損害を被ったとし、その損害に対し8.7百万ユーロ（Solaire Directによる査定額）の損害賠償を求め、EDF、EDF EN、EDF ENRおよびEDF ENR Solaireに対する訴訟手続をパリ商業裁判所に提起した。2014年12月16日、同裁判所は、パリの控訴院により上記のADLCの決定に対するEDFの上訴訴訟に係る判決が言い渡されるまで、訴訟手続を中止するよう命令した。控訴院は、2015年5月21日に判決を言い渡した。かかる日まで、当該訴訟は再開されなかった。

2014年12月11日、Apem Énergie、Arkeos、Biosystem-AD、Cap Eco Énergie、Cap Sud、Isowatt、PCI-m、PhotenおよびSol'Air Confortは、EDF、EDF ENRおよびEDF ENR Solaireに対し、上記訴訟手続と同内容の訴訟手続をパリ商業裁判所に提起した。これらの会社は、15百万ユーロの損害賠償を請求している。

太陽光発電事業者訴訟

2009年秋に公的機関が、太陽光発電による電力の購入価格の引下げが近く実施されることを発表したことにより、購入契約の要求が増大し、CSPEにより補償されるコストが大幅に増加する可能性がある。続いて、一連の省令が公表され、購入価格を引き下げた。

かかる価格引下げは、この契約要求の流れを止めるために充分では無かったため、政府は、2010年12月9日付の命令により、一時的かつ遡及的にEDFの太陽光発電による電力の購入義務を停止し、また、2010年12月1日までに接続要求を最終決定していない発電事業者に対する購入価格を引き下げた。

これに関連して、一定数の発電事業者が、最も有利な購入価格による利益を享受するか、またはかかる停止からの免除を目的として、EDFに対して訴訟手続を提起した。

2012年6月21日、SUN'Rは、フランスのADLCにEDFおよびERDFに対する不服申立てを行い、保全措置（*mesures conservatoires*）の適用を申請した。かかる申立てにおいて、SUN'Rは、太陽光発電施設の接続に関連する手続の遅滞について

ERDFを訴え、購入義務契約の履行および関連する請求書の支払いの遅滞についてEDFを訴えた。加えて、SUN'Rによると、EDF ENRは、ERDFによる太陽光発電施設の接続およびEDFによる請求書の支払いに関する特別な取扱いにより利益を得たという。

2013年2月14日付の決定において、ADLCはSUN'Rによる保全措置に関するすべての申請を退ける決定を発表したが、本案の手続は未だ継続中である。かかる決定は、手続の結果には影響しない。ADLCによる調査の結果、EDFの行為が競争を阻害するものであるとの決断が下された場合、ADLCは、フランス商法第L.464-2条に従い、EDFに対し金融制裁を科す可能性がある。科される可能性のある罰金の額は、申し立てられた事実の重大性、経済に与えた損害の重要性およびその企業の状態に比例して決定され、当該企業の全世界における税引前の売上高の10%を上限とする。

同時期の2012年8月29日に、SUN'Rは、パリ行政裁判所の専門家による査定および規定に関する急速審理において訴えを提出した。かかる訴えには、EDFに対して1百万ユーロおよびERDFに対して2.5百万ユーロの暫定的な補償金の請求も含まれていた。2012年11月27日付の決定において、パリ行政裁判所の急速審理裁判官（*juge des référés*）は、かかる訴えを棄却した。

2015年4月30日、SUN'Rは、ERDFおよびEDF SAに対し、太陽光発電所を配電網へと接続する過程での遅延によりSUN'Rが被ったとされる損害に対する補償を求め、パリ商業裁判所において訴訟を提起した。SUN'Rは、当該裁判所に、ADLCによる本案の決定に関する審議中の訴訟手続の延期を求め、これに係る損失に対する暫定的な補償金を10百万ユーロと主張した。

2015年11月24日、Sun West、Azimut 56およびJB Solarは、ERDFおよびEDF SAに対し、同じ理由によりパリ商業裁判所において訴訟を提起した。これらの会社は、現在、申し立てた損失に対する約4百万ユーロの補償金を請求しているが、当該裁判所に、ADLCによる本案の決定の審議中の訴訟手続の延期を求めた。

加えて、コルシカ島およびフランス海外県においてもEDFは電力網事業者として運営を行っているが、これらの地域において、一部の発電事業者がEDFに対して補償を求めて提訴した。

太陽光発電施設を処理するために財源が導入されたにもかかわらず、太陽光発電施設の接続要求が急増したことにより、EDFは時々かかる接続手続に設けられた締め切りに間に合うことが出来なかった。よって、かかる事業者は、かかる遅滞により購入義務停止の影響を受けたために発生した収益の損失分に対する補償金を得ることを求めている。

第一審で下された一定の判決はかかる事業者の要求をすべて棄却したが、他の判決においてはかかる事業者に対して補償金請求を認める判決が行われた。

EDFは、EDFの法的責任に異議を唱え、定期的に第一審で下されたEDFに不利となる判決に対して上訴を行っている。

CSPEの上限額についての調査

2014年3月27日、欧州委員会は国庫補助に基づくエネルギーの大量消費者および自励発電事業者に提供される公共電力サービス拠出金（CSPE）に対する拠出金の削減に対する徹底的な調査を開始した。利害関係を有する第三者として、EDFは、2014年10月3日付の欧州連合官報において公布された決定を受けて、かかる決定に対し欧州委員会に意見を提出した。

容量メカニズムの調査

2015年11月13日、欧州委員会は、フランスの容量メカニズムがEUの国庫補助規則に適合するか否かを判断するために、当該メカニズムの実施に対する徹底的な調査を開始した。EDFは、利害関係を有する第三者として、2016年2月5日付の欧州連合官報において公布された当該決定を受けて、かかる決定に対し欧州委員会に意見を提出した。

労働訴訟

EDFは、とりわけ労働時間について、従業員との間で多数の労働訴訟の当事者になっている。EDFは、これらの訴訟を単体で見た場合に、それがEDFの業績および財務状態に重要な影響を与える可能性はないと見込んでいる。しかしながら、これらの訴訟は、フランスの多数のEDF従業員を巻き込む可能性が高い状況にあるため、それらが合わさった場合、当グループの財務実績に重要な悪影響を与える可能性がある。

環境訴訟

工業事業に起因して、当グループは、特に土壌汚染除去に関連する様々な環境訴訟の当事者となっている。2016年4月29日現在、当グループは、これらの訴訟につき当グループに不利益な判決がなされても、個別的には当グループの財務実績に重要な悪影響を与える可能性は低いと考えている。

租税訴訟

前年度に関する会計監査を受け、当局は労働災害および職業病（*accident du travail et maladies professionnelles*（AT/MP））に対する当社の給付引当金の税額控除の可能性について異議を唱えており、これは、電力産業およびガス産業の会社の存在自体に関係しているため、RTE、ERDFおよびÉlectricité de Strasbourgにも関わる問題である。当グループは、税務当局の見解に異議を申し立てた。2014年末、フランス国家委員会は、直接税および売上高税に関してRTEおよびEDF SAに有利

な複数の判断を下した。さらにモントルイユ行政裁判所により、RTEおよびÉlectricité de Strasbourgの子会社に有利な複数の判決が下されたが、これは、2015年7月にヴェルサイユ行政控訴院により支持された。税務当局は、当該決定についてフランス国務院に上訴した。これらの紛争につき、当グループに不利益な結果となった場合、法人税の支払いに関する当グループの金融リスクは、約250百万ユーロに達する。

2011年末、EDFは2008事業年度に向けた、主に長期債務の控除の可能性に関する修正案を受領したが、これには、2015年末現在で約660百万ユーロの法人税の支払いに関する金融リスクが含まれている。

さらに、当社は、British Energyを買収することに関連して、EDFによって自身の間接的な子会社であるLake Acquisitions Limitedに供与された無報酬の前払金に関連する税務当局による調整に関する通知を受領した。EDFはこの調整の申立てにも異議を唱えている。

2015年末現在、税務当局は、当社に上記の継続的な調整に関する通知を送付し、また、2012事業年度および2013事業年度における一定の長期引当金の税控除について異議を唱えた。

当社は、本訴訟に勝訴することを見込んでいるため、これらの請求に対する特定の引当金は計上していない。

グリーンピース

非関連会社のコンピューターの専門家により、EDFの従業員からの要請によりグリーンピースの2006年の元スポークスマンであるヤニック・ジャド氏が使用していたコンピューターをハッキングしたとの陳述が行われた後、2009年2月、ナンテール刑事裁判所において、「自動データ処理システムの侵害の隠匿」(*complicité et recel d'atteinte à un système de traitement automatisé de données*)に関する予備調査が開始された。当該従業員とその上司は、それぞれ2009年3月24日および同年6月10日に正式な取調べを受け(*mis en examen*)、懲戒処分による異動が行われた。EDFは、2009年8月26日に取調べを受けた。2011年11月10日に言い渡された判決により、EDFおよび2名の従業員は、ナンテール裁判所で判決を受けた。

2013年2月6日に言い渡された決定により、ヴェルサイユ控訴院はEDFおよび上司に対する申立てを退けた。他の従業員について、控訴院は有罪判決を支持し、6か月間の服役を言い渡した。当該従業員、グリーンピースおよびヤニック・ジャド氏は、破毀院に上訴した。ジャド氏だけが上訴を保持し続けている唯一の当事者であり、これは民事問題（潜在的損害）にのみ関連している。

2016年1月26日に破毀院の刑事部により下された判決において、破毀院は、2013年2月6日付のヴェルサイユ控訴院による判決に対する、当該従業員および民事当事者であるヤニック・ジャド氏による上訴を棄却した。

破毀院は、違法行為の依頼に関与したEDFの代表者はいないとの控訴院の結論の根拠に対する異議申立ては、下級裁判所の裁量の範囲内であることから、破毀院がかかる異議申立てを支持することはできないと判断した。

かかる決定は、当該訴訟の終結を意味し、また、民事当事者によるEDFに対する申立てを棄却する判決を最終的にかつ上訴不可にするものである。

Vent de Colère

Vent de Colèreと称する団体による、2008年11月17日付の風力発電電力の購入価格を固定する決定に対する上訴を受けて、国務院は判断を保留し、CSPE (*Contribution au Service Public de l'Électricité* (公共電力サービス拠出金)) に基づく電力購入義務への資金提供のメカニズムが、政府補助に関するEU条約の規制との関係で、またその適用において、国家による介入または国家資源を通じた介入とみなされるかどうかについての予備決定を欧州連合司法裁判所に付託した。

2013年12月19日、欧州連合司法裁判所は上記の件に関する判決を下し、「すべての最終電力消費者によって資金提供される、市場価格より高い価格での風力発電電力の購入義務に関する取り決めに課される追加費用のすべてを相殺する新制度は（中略）国家資源を通じた介入を構成する」ことを確認した。

2014年5月28日付の判決において国務院は、2008年11月17日付の決定を、当該決定が固定する価格は施行前に欧州委員会に対して通知しなかった政府補助金に当たる、として取り消した。その代替として、2014年6月17日、エコロジー・持続可能開発・エネルギー担当大臣は、陸上風力発電電力の購入条件を定める命令を行った。かかる新たな命令は、2008年の決定による風力発電の購入条件を言い直したもので、CSPEへの影響には変更はない。国務院においてかかる2014年6月17日付の決定に対する異議が申し立てられたが、かかる決定は同院の2016年3月9日付の判決で支持された。これは、当該命令の欧州委員会への通知は義務付けられていないことを考慮し、また、凍結資本に関して風力発電事業者に付与される補償が極端に高額になるとの主張を退けたものである。

2015年7月22日に公表された「Praxair」意見において、国務院は、CSPE収益は、再生可能エネルギーを使用する電力事業者に交付される補助金の額に直接的な影響は与えないと考えており、したがって、2014年5月28日付のVent de Colèreに関する判決において違法であると判断していた風力発電に対する支援メカニズムまたはその他の再生可能エネルギーに対する支援メカニズムの重要な部分にCSPEは当たらないと結論付けている。かかる国務院の意見を考慮して、パリ行政控訴院は、2016年2月

23日付の決定において、Praxair社が行ったCSPEの返還に対する申立てを棄却した。したがって、一般的に、かかる決定を根拠とするCSPEの返還に対する申立ては棄却されるべきである。

放射性廃棄物のパッケージングおよび中間貯蔵施設（ICEDA）

2010年4月23日付命令により、EDFは、アン県（*département*）のサンヴルバ市に規制原子力施設（「放射性廃棄物処理および中間貯蔵施設」として知られている。）を設置する権限を与えられた。第三者により提出された様々な訴えを受け、かかる命令の合法性は国務院により2度の機会支持された（2013年3月1日付判決および2014年3月24日付判決）。

さらに、2011年12月13日付の判決で、リヨン行政裁判所が、都市の地域区画計画の侵害にあたるとして、ICEDAの第1の建築許可を取り消したことを受け、2012年6月19日に、リヨン行政控訴院によってかかる決定が支持された後、EDFは国務院に上訴した。

2014年3月24日付の決定において、国務院はEDFの上訴を支持し、上訴された判決を取り消し、リヨン行政控訴院に差し戻した。リヨン行政控訴院は、2014年12月8日付の判決において、上述のリヨン行政裁判所の判決を取り消し、建築許可の合法性を支持した。これは工事の再開が可能であることを意味する。工事は2015年4月に再開された。

EDFは、第1の建築許可に関する上訴における国務院の決定を待たずに第2の建築許可を申請し、アン県の知事により2013年8月21日付で認められた。かかる新たな許可に対して、第三者がリヨン行政裁判所に控訴し、2014年7月2日に、建設許可の申請に更新された断面図が含まれていなかったとして建築許可は取り消されるべきであると結論付けた。また、行政裁判所は、「建設許可の申請に影響を及ぼしている不備が、改訂された許可を申請することによって解決される可能性がある」とする判断も示している。2014年9月9日および17日に、関係する一部の第三者がかかる決定に対してリヨン行政控訴院に上訴した。その後、2015年9月11日に、知事により第2の建築許可が取り消されたため、行政控訴院は、2016年1月7日に、本件の判決を下す必要はないと判断した。

ガス供給契約の終了後の仲裁

2012年8月2日に、EDFは、ガス供給業者のうちの1つにより国際商業会議所に提出された仲裁に関する要求を受領した。当該供給業者は、1年間の契約期間が残っていたのにもかかわらず、天然ガス供給に関する4年契約を終了させたとしてEDFに対して異議を唱えており、100百万米ドルの補償金を要求している。EDFは、契約を終了するために必要な条件は満たしていたと考えており、したがって、原告によるかかる金額の要求は根拠のないものとみなしている。2013年1月に招集された仲裁裁判所は、紛争を終わらせるために包括的な商業上の解決へ向けたEDFとの交渉を供給業者が提案したため、両当事者の要請により2014年3月に手続を停止した。

仲裁手続は2015年に再開され、2016年初頭に審理が行われた。

ビュジョイ2および4

ビュジョイの原子炉2および原子炉4について、さらに10年間の継続した稼動を認めるための3度目の点検の後、ASNは追加の技術的要件を設定する決定を、2012年（原子炉2）および2013年（原子炉4）に採択した。これらの要件は、福島における事故を契機として行われた追加的な安全性評価に従い2012年6月26日にASNにより採用された原子炉2および原子炉4に適用されるその他の技術的要件に追加して適用される。

2013年12月、ジュネーヴ州は、これらの決定の取消しを求める2件の訴えを国務院に提出した。EDFは、2014年6月23日に抗弁の陳述を、次いで2015年4月3日に本件に関する政府の声明を提出した。2016年2月22日に下された決定により、国務院はこれらの訴えを棄却し、申立人に対してEDFに3,000ユーロを支払うよう命じた。

SHEM

ネスト運河（*Canal des Nestes*）への給水を確保するために、上流に位置する施設の営業許可取得者および事業者（EDFおよびSHEM）は、毎年一定量の水量を放出すること（農業放水）が規制義務として課されている。EDFおよびSHEMは、2003年12月1日付の「農業放水契約」により、SHEMがEDFのために支払いを受けて行う放水の技術手配および財務手配について合意した。

2010年10月以降、水力発電委託の更新により、政府によって、EDFとSHEMとの間の施設の割当てがSHEMに有利となるよう変更され、政府は、現在農業放水義務の対象である施設の割当てを変更した。EDFが現在操業する施設は当該義務の対象とならないため、EDFは、上記の2003年12月1日付の契約は目的が存在しなくなると考え、SHEMからの合計12百万ユーロの請求書の支払いを拒否した。

SHEMは、2012年3月29日付の申立書により、EDFによる2003年12月1日付の契約の履行および2010年末以降発行された未払いの請求書に係る支払いを求めて、パリ行政裁判所に訴訟を提起した。同裁判所は、2013年10月31日付の判決において、当該契約は裁判管轄が定められていないため民事裁判所で審理される必要があるとの判断を下した。かかる判断は、パリ行政控訴院の2015年11月10日付判決によって支持された。SHEMは、かかる判決に異議を唱え、2016年1月11日付で国務院に上訴した。

② EDFの子会社および持分に関する法的手続

RTE

SNCFによる高圧送電の売却

公共電力およびガス供給ならびに電力およびガス会社に関する2004年8月9日付フランス法は、SNCFに属する高圧送電網施設が、RTEに売却されるべきであると規定した。2009年7月9日、特別に設けられた委員会は、送電網の譲渡価額を140百万ユーロとする決定を下した。SNCFは、施設の譲渡価額を、それよりもはるかに高いとみなし、2009年8月20日に国務院に対して異議申立てを行った。国務院が、かかる申立てを裁定するまで、SNCFはその電力施設をRTEに譲渡し、2010年5月26日に140百万ユーロで売却が合意されている。このうち80百万ユーロのみがRTEにより頭金として支払われている。国務院は、かかる資産を見積もるために2014年2月に専門家を任命した。かかる専門家は2014年12月末に、129百万ユーロの価格で資産を見積もった報告書を提出した。2015年7月3日、報告官(*rapporteur public*)は、129百万ユーロという金額を支持し、SNCFのその他の請求を棄却した。2015年9月10日に言い渡された判決において、国務院は報告官の調査結果に従い、施設の売却価格に相当する129百万ユーロの支払いを命じた。

租税訴訟

RTEは、2005事業年度から2011事業年度に関する会計監査を受けた。当該調整の主要な理由の1つは、労働災害および職業病(*accident du travail et maladies professionnelles* (AT/MP))に対する給付引当金の税額控除の可能性について言及しており、当グループにおいて議論中である。2013年末、直接税および売上高税に関するフランス国家委員会は、労働災害および職業病に対する給付引当金の税額控除の可能性について、RTEに有利な複数の決定を下した。さらにモントルイユ行政裁判所により、この点に関してRTEに有利な判決が下され、当該判決は、2015年7月にヴェルサイユ行政控訴院により支持された。関係当局はかかる判決に対して国務院に上訴を提起した。

ERDF

租税訴訟

EDFは2009年末に、連結以来の配当に関連する株式を含む2004事業年度、2005事業年度および2006事業年度の会計監査に関して修正の提案を受けた。労働災害および職業病に対する給付引当金の税金控除の可能性に関連する当該調整の申立てについては、当グループにおいて議論中である。ERDFは、2012事業年度および2013事業年度について同内容の調整の提案を受けた。この調整に対してもまた、ERDFにより異議が申し立てられている。

太陽光発電事業者訴訟

2010年(主に2010年8月)において、(その当時は、完全な申請書が提出された日に応じて適切な価格が決定されていたため、)電力購入価格の値下げの告知により、ERDFユニットへの接続の申請が急増した。3か月後、2010年12月9日に発行された一時停止令が新たな契約の締結を3か月間差し止め、申請に係る財政的および技術的な提案が2010年12月2日までに承認されていない場合、当該3か月間の末日に、新たな接続の申請を提出しなければならないと定めた。

この一時停止の終了時に、新たな電力購入条項が導入された。この枠組みにおいて、入札公告のシステムが導入され、さらに、新たな命令により、太陽光発電による電力の購入義務価格が新たに再設定された。2011年3月4日に発行されたこの命令により、太陽光発電による電力の購入価格が大幅に下落した。

2011年11月16日に、国務院が、2010年12月に発行された一時停止令に対するいくつかの上訴を棄却する判決を言い渡したことにより、ERDFに対する訴訟手続は2011年末に急増し、かかる増加は2012年、2013年および2014年にも続いた。これらの訴訟手続は、主として、新たな電力購入価格により営業の状況が以前より悪化したために、プロジェクトの中止に追い込まれた発電事業者によって提起された。これらの発電事業者は、彼らがより魅力的な電力購入条件を享受することを可能にしたであろう接続に関する技術的および財政的な提案を、ERDFが適時に行わなかったことから、こうした状況がERDFによって引き起こされたと考えている。第一審および控訴院により下された判決の根拠および調査結果は様々であり、原告の要求をすべて棄却した裁判所も複数あれば、その一方で原告の補償金請求を認めた裁判所も複数あるが、認められた保証金は概して請求額を下回っている。

2015年には、49件の新規訴訟が提起された。さらに、2015年6月9日に下された2つの決定において、破毀院は、具体的に、ERDFが賠償責任を負うものとし、その損失はERDFの保険業者により補償されるべきであると認めた。

2015年12月、ヴェルサイユ控訴院は、2006年および2010年の価格決定命令が欧州政府補助法に準拠しているかどうかの予備決定を、欧州連合司法裁判所に付託することを決定した。この判決以降、ERDFまたは(場合により)その保険業者は、定期的に当該決定の執行停止を要求している。

TURPE 3 およびTURPE 4 の金額決定に対する異議

国務院は2012年11月28日付の決定により、2010年から2013年の配電網の使用について料金を定めている、2009年5月5日付および同年6月5日付のTURPE 3 の金額に関する決定の取消しを発表した。

「平均加重資本コスト」(AWCC)を定めるために使用する手法が、かかる取消しの理由となった。国務院は、当該手法が、「長期資産の更新に関する規定に加えて、委託者が、契約終了の際に委託に属する資産を無料で回収する権利に相当する、委託に関する特定の勘定(略)」を考慮していないことを理由に当該手法を「法的に不適當」であるとみなした。

国務院の決定を考慮に入れるため、政府は、2009年8月1日から2013年7月31日の期間に遡及的に適用される、CREによる提案に基づくTURPE 3 の2を承認した。TURPE 4 の効力発生日は2014年1月1日に延期され、2013年7月31日から2013年12月31日の期間に適用されるTURPE 3 の3が設定された。最終的に、2013年12月12日、CREはTURPE 4 決定を採択した。2014年2月17日、Direct Énergieは、かかる決定に関して国務院に控訴した。

Direct Énergieは、この配電網の使用に係る料金に対する訴訟に関して、(i)規制された自己資金／自己資本による報酬に加えて適用される規制資産ベースによる報酬の条件が適正ではなく、それにより価格が過大評価されてしまい、(ii)当該制度が消費者のピーク時における電力使用の節約を奨励せず、かつ(iii)意思決定プロセスが不適切(市場関係者との協議が不十分)であるという根拠に基づき、CREの決定の取消しを要求している。

CREは、2015年11月付準備書面においてBARIに適用される価格水準を弁護する議論を展開しており、適用された制度は適用される条件に準拠している点を強調している。

判決は、2016年度上半期の終わりまでに下される可能性がある。

UFC Que ChoisirによるCoRDiSに対する申請

2014年6月25日、一団体であるUFC Que Choisirは、紛争解決および紛争制裁に関する委員会であるCoRDiS (Comité de règlement de différends et des sanctions) に、ERDFがEDFからの独立性を確保する義務を違反しているとしてその解散を求め、申請書を提出した。かかる手続は審理中である。

Direct Énergie

2015年12月31日にDirect Énergieは、供給業者との間で単一の契約を結んでいる顧客の管理に対する補償に関して、ERDFに対する訴訟をパリ商事裁判所に提起した。

EDF International

租税紛争

EDF Internationalの2008事業年度および2011事業年度に関する税務調査の結果、2011年後半および2013年後半に修正提案がなされた。2つの主な調整の申立ては、合計約265百万ユーロに達しており、かかる申立ての1つ目は、2009年末に計上されていた価値の損失および自身の米国子会社であるEDF Inc.にCEG株式を寄与後、EDF Internationalの収益から差し引かれた価値の損失に関するものであり、2つ目は、British Energyの買収の借換えのために作成された転換社債の評価に関するものである。EDF Internationalは、かかる訴訟に勝訴する十分な可能性があると考え、2012年にこれらの調整の申立てに対して異議を唱えた。2015年、EDF Internationalが開始したCEG株式の評価に関するフランス・米国間の示談手続が終了し、当社に対して通知された税金調整が取り消されることとなった。

さらに当局は、2012事業年度および2013事業年度の転換社債の評価に関する調整を更新した。

ICCにおける仲裁／SOROOF

EDFは、サウジアラビアにおける市場進出ならびに送電および火力発電の分野でのサービス事業拡大のため、SOROOF International (SOROOF) とのパートナーシップを構築した。EDF Internationalが85%を保有しSOROOFが15%を保有するEDF Saudi Arabia (EDF KSA) は、2011年3月8日にサウジアラビアの法律に基づいて設立された。これまでEDFは非常に競争の激しいサウジアラビアの市場において事業を展開することができなかった。SOROOFはかかるパートナーシップにより収益を得ることを想定しており、現在逸失利益に対する損害賠償を申し立てている。2013年9月30日、SOROOFは、逸失利益に対する損害賠償を求めパリ国際商業会議所 (ICC) に仲裁を要請した。2013年11月5日、EDF Internationalは、仲裁要請への回答を送付した。EDFIは、かかる回答において、SOROOFの賠償請求に異議を申し立て、SOROOFの契約不履行に基づき、当該パートナーシップのためにEDF Internationalが負担した費用総額およびEDFのイメージ毀損への損害賠償をカバーする15百万米ドルの損害賠償金の支払いを求めて反訴した。

2015年10月に両当事者は和解協定を結び、かかる仲裁手続は終了した。

EDF Énergies Nouvelles

Silpro

Silpro (Silicium de Provence) は2009年8月4日に裁判所の決定による清算を開始した。EDF ENRグループは、ドイツ企業である主要株主のSol Holdingとともに、Silproの30%の少数株式を保有していた。2011年5月30日に、清算人はSilproの株主および役員に対して、総額101百万ユーロをSilproの清算に起因する資産の不足分として連帯責任で補償するよう訴えを起こした。

マノスクの商事裁判所は2013年12月17日付の判決にて、連帯責任ではなく、Silproの資産の不足分への120,000ユーロの支払いをEDF ENRグループに命じた。エクサンプロヴァンスの控訴院による2015年3月19日付の判決はかかる判決を棄却し、清算人のすべての請求（特にEDF ENRグループに対して申し立てられたもの）を棄却した。裁判所は、事実上の管理はなされていなかったか、または不適切な管理もなかったとして、本質的には、共に予測不可能な事象である2008年の経営危機および主要株主の過失が、本プロジェクトの継続的な遂行において主要株主に代わる信頼できるパートナーの代理人の不在とあわせて、本プロジェクトの失敗を招いたとの判決を下した。

清算人は、控訴審の2015年3月19日付判決に対して、破産院に上訴した。

SOCODEI

EDFの完全子会社であるSOCODEIによって運営されている、低レベル廃棄物処理および収納施設（セントラコ）は、弱放射性廃棄物を溶融または焼却処理するために使用されている。2011年9月12日に、廃棄物溶融炉が爆発したことにより火災が発生し、1名が死亡し、4名が負傷した。この事故において、化学物質または放射性物質の漏出は発生しなかった。ASNは、この事故をINESレベル1と格付け、2011年9月27日に、事故の直後に停止された溶融炉および焼却炉についてのみ事前承認のうえ、再稼動を許可することを決定した。ASNは、2012年6月29日に、焼却炉の安全を確保するために必要な施設の遵守に係る動作確認に関するASNへの詳細な報告書の事前提出を条件として、焼却炉の再稼動をSOCODEIに許可した。事故後、いくつかの調査が開始された。2011年9月16日にニームの検察局は、被疑者に対して致死および過失傷害罪の疑いで取調べを開始し、取調べは継続中である。労働監督局およびASNによる調査の結果は、検察局に送付され裁判所の専門家が任命された。裁判所の決定による専門家の評価作業が完了した後、予審判事は溶融炉の封を取り除くことを許可した。これは、修理開始の許可を意味するものであった。

2014年1月14日付で採択された、稼働再開の前に満たされるべき新たな技術要件を設定する決定に基づき、ASNは2015年4月2日付決定において、溶融炉の稼働再開を許可した。2015年9月16日に代表者が予審判事の前に召喚された後、SOCODEIは致死の疑いで捜査されていた。

Edison

EdipowerにおけるEdisonの株式保有に関してACEA SpAが提起した訴訟

2006年5月、ローマ市の公共事業会社であるACEA SpA (ACEA) は、イタリア政府、イタリアの規制当局 (AEEG) および競争当局 (AGCM) に対して異議を申し立て、EDFおよびA2A SA (IHAEM SpA) によるEdisonの共同買収が国営会社により保有されるEdipowerの株式資本の上限である30%を超えたと主張した（かかる上限は、当時Enel SpAによって所有されていた企業 (Gencos) の民営化に適用される規則を定めた、イタリア閣議の議長が発令した2000年11月8日付命令により規定された。）。

2006年7月7日に、AGCMは、ACEAの見解を支持する意見 (*segnalazione*) を提出し、イタリア政府および議会に対して、2000年11月8日付命令の規定に適合するための措置を講じるよう正式に要求した。

2006年8月、ACEAは、ローマ民事裁判所に、EDF、IEBおよびWGRMH Holding 4 (Edison、A2A SA、DeImi、Edipower、AEM Turin、AtelおよびTdEを含む。) に対する訴訟を提起した。

ACEAによると、株式保有が上限を超えることは適用法令の違反であり、かつ不正競争行為となり、エネルギー市場における競争および消費者の利益に悪影響を与える可能性があるという。

よって、ACEAは、EDFおよびA2A SAの不正行為を認め、EDFおよびA2A SAに対して、30%の上限を維持するべく持分を売却させ、30%を超える量のエネルギーの取得および使用を禁止すること、そして、最後に現時点では正確に評価することができなかったACEAの損害額（かかる額の評価は別の手続の対象となっている。）を補償することを裁判所に要求した。

ACEAはまた、裁判所の判決が下るまでの間、自らの利益を守るため、保全措置を講じるよう裁判所に要求することも示唆した。

2007年1月、Endesa Italiaも、ACEAの訴訟の当事者に加わった。

裁判官は、ACEAが被ったであろう損害の金額を800百万ユーロと評価したACEAからの覚書（新証拠）の追加提出を却下した。

2010年12月、Endesa Italia（現E.ON Italia）およびEDFは、E.ON Italiaが、EDFのEdipowerへの間接投資に関するEDFに対する訴えおよびすべての請求を取り下げることとを約束する内容の和解契約を締結した。裁判官は、かかる契約を2011年5月19日付の決定によって承認した。

2013年9月19日、ローマの民事裁判所は、ACEAのすべての訴えを棄却しEDFに有利な判決を下した。裁判所は、EDFのすべての行為は関連する規制機関により事前に承認されており、いかなる規則にも違反していないとして、競争法および不法行為法におけるすべてのEDFの法的責任を排除した。ACEAは2014年9月23日にかかる判決に控訴した。

2015年6月15日にローマの控訴院で行われた予審において、当該事件は2016年3月21日に裁判にかけられることとなった。同日に判事は、準備書面の提出期限を5月20日および6月9日に設定した。

Ausimontの売却に関する手続（ブッシ）

ペスカーラ（アブルツォ地方）の検察官は、ブッシ・スル・ティリーノのアテルノ川流域に水質汚染および生態学的災害の疑いがあるとして、予備調査を開始した。かかる流域は、1世紀以上もの間、Ausimont SpAが所有する工業団地（2002年にSolvay Solexis SpAに売却された。）であった敷地であり、ペスカーラの検察官は、Solvay SolexisおよびEdisonの前取締役ならびに管理者に対して、この事例は当該敷地の購入者であるSolvay Solexisの損害となる水質汚染、環境被害および不正行為の罪で提訴される旨を通知した。

2009年12月15日、MontEdison（現Edison）に対する不正行為による起訴は中止されたが、環境被害ならびに水質および食料汚染に関する手続は継続した。2013年4月18日、管轄権を有する裁判官は、MontEdisonの前役員に対する訴訟をキエーティの重罪院に提起することを決定した。2014年2月7日付の重罪院の決定により、Edisonに対する訴訟は棄却されたため、Edisonはもはやかかる刑事訴訟の当事者ではない。2014年12月19日付の決定において、重罪院はすべての被告人に無罪判決を言い渡した。

このような状況において、発電所に隣接しEdisonが所有する敷地の一部においては、大量の産業廃棄物が発見されたため、かかる土地に差押命令が発令され、2007年10月4日、イタリア閣議の議長は緊急措置（すなわち、かかる土地の識別、安全および復興対策）を実行する権限を与えられた特別審議官補佐を任命した。かかる特別委員は、Edisonに対し、当該地域の調査に備え、安全性を高めるための緊急対策を行い、その土地および地下水の汚染除去に関する提案を提示するよう指示した。Edisonはこの敷地をまだ事業に使用したことがないため、2008年6月に地域行政裁判所に異議を申し立てた。地域行政裁判所は2011年3月にかかる訴えを棄却し、Edisonはかかる決定に対し、国務院において控訴を申し立てた。

2015年1月15日の審理の後、国務院は2015年3月5日に下された判決において、特別審議官補佐による決定を断定的に棄却した。

アレッサンドリアの検察官による手続

2009年、アレッサンドリア（イタリア）の検察官は、Ausimont Spa（現Solvay Solexis SpA。2002年にMontEdisonからSolvayグループに対して売却された。）の管理者および前取締役に対し、Spinetta Marengoの工業用地およびその周辺の敷地における泉からの水質汚染疑惑および敷地再生措置の欠如に関連する調査の終結に関する通知を送付した。調査は2012年1月16日に終了した。

法域を検討する裁判官は、2012年1月16日に、数名のMontEdisonの前役職員に対し、環境上の安全および公安に反したおそれのある行為に関して、アレッサンドリアの重罪院において起訴することを決定した。

アレッサンドリアの重罪院における裁判は、2012年10月17日に開始された。また、Solvay Solexisは、行政上の決定により、Spinetta Marengo用地を復興するよう命じられた。Edisonは、かかる決定の取消しを求めてSolvay Solexisにより提出された申立てについて、その利益を守るために訴訟手続に自発的に介入した。その理由として、かかる行政上の決定は、Edisonに対して当該用地を復興する義務を負わせるものではないからである（かかる義務はSolvay Solexisだけに課されるものである。）。現在まで、ピエモンテの国務院にて行われる予定の審理は無い。

2015年12月18日、重罪院における裁判において、Aussimontの旧経営陣およびMontedisonは、水質汚染疑惑について無罪の判決が下された。これにより、Edisonは民事上の責任を一切問われないこととなった。その決定に至った根拠を含む判決の公表は、保留となっている。

Carlo Tassara

Edisonの主な少数株主であるCarlo Tassaraは、2012年7月12日、EDFの子会社であるTransalpina di Energia (TdE) が、2012年5月24日のEdisonの支配権の取得後に開始した強制的株式公開買付けの価格の引上げを求め、ラツィオ（ローマ）地域行政裁判所に本案について訴訟を提起した。原告は、これらの訴えをイタリア金融市場当局であるCONSOB、EDFならびにそのイタリアにおける子会社（MNTC、WGRM4およびTdE）、Edison、DelmiならびにA2Aを相手方として提起している。

同時に、原告は2012年5月に、行政裁判所に申し立てられた本案に関する訴訟と実質的に同一の根拠に基づき、強制的株式公開買付けの価格の引上げをCONSOBに要請をした。CONSOBは、かかる要請を2012年7月25日に棄却した。原告はかかる決定に対して上訴しなかった。

また2015年3月、原告は、行政手続の際に使用したものと類似する事実ベースの根拠に基づいて、EDF、A2AおよびEdisonからの損害賠償を求めてミランの裁判所に民事裁判を起こした。2015年3月27日に、EDFに対し訴訟手続が開始された。

当該訴訟において原告は、EdisonおよびEdipowerの買収につながったEDFおよびA2A間の交渉は、Edisonの健全な経営の原理に従って行われず、少数株主の利益を害したと主張した。原告は、Edisonの支配権の取得後に開始された強制的株式公開買付けにおいて株式を売却するよう強制され、これに応じれば原告がEdisonにおいて保有する約10%の株式資本の流動性がすべて失われてしまっていたと主張している。実際の公開買付価格は1株当たり0.89ユーロであった。原告は、2011年12月31日現在の貸借対照表に計上されたEdisonの有価証券の約294百万ユーロの価値の下落から生じた損失に関して、損害賠償を請求している。しかしながら、原告は損害賠償の正確な請求額を提示しておらず、その正確な損害額の評価を専門に行う法定専門家を任命するよう裁判所に申し立てている。

2016年1月26日、ミランの民事裁判所において審判手続が行われた。裁判所は、3月29日および4月18日までに回答が提出されることを決定した。

アスベストまたはその他の有害化学物質への暴露に関して従業員が提起した請求

この数年間に、Edisonは、MontEdisonが所有していた工場における複数の形態のアスベストへの暴露によると主張される従業員の死亡もしくは疾病に起因する損害賠償請求件数、または企業買収の結果、Edisonが引き継いだその他の訴訟件数の大幅な増加に直面してきた。

さらに、Edisonは、Edisonグループに所属する会社の元従業員またはその法定相続人によって提起された（Enimont（ENIの子会社である現Enichem）へ譲渡された後に）MontEdisonの設備において排出された有害化学物質への暴露に起因する複数の刑事訴訟手続にも関与している。

環境訴訟

Edisonは、Enimontへ売却される前のMontEdisonの化学工場（ポルト・マルゲラ、クロトーン、マントヴァおよびチェザーノ・マデルノの石油化学工場施設）の操業により生じた損害に関して、現在係争中の複数の刑事訴訟手続に関与している。これらの刑事訴訟手続には、環境被害の疑いに関係する身体傷害に関して第三者が提起した訴訟も含まれている。

BE Zrt

政府援助金に関する欧州規則に基づく公式調査に続き、欧州委員会は2008年6月4日、ハンガリー政府に、2008年末までに既存の長期電力エネルギー購入契約（PPA）を終了させること、およびハンガリーが欧州連合に加盟した2004年5月1日以降に発電事業者が受領した政府援助金を2009年4月までに全額払い戻すことを要求する決定を言い渡した。BE Zrtは、2009年5月4日、かかる決定に対して欧州連合一般裁判所（EGC）に異議を申し立てた。

ハンガリー政府は、欧州委員会の決定に対して不服申立ては行っておらず、ハンガリー議会は、すべてのPPAを2008年12月31日に無償で終了させる法律を2008年11月10日に制定した。2010年4月下旬に、ハンガリー政府および欧州委員会は、回収不能コストを支払われる政府援助金で相殺決済する原則を受け入れた。その結果、BE Zrtには、返済しなければならない不法な政府援助金は存在しなかった。

BE Zrtはかかる決定の取消しを求める訴えを提出したが、EGCはこれを2012年2月13日付決定により棄却した。しかし、BE Zrtにかかる政府援助金を返済する義務が及ばない限り、また継続中の仲裁（後述を参照。）に対して直接の影響がないことから、BE Zrtはかかる決定に対して上訴しなかった。

BE Zrtは、PPAが終了した後に事業を続けるため、MVM（ハンガリー唯一の国営電力購入会社）との間で、2013年までの期間につき発電高の半分を対象とした電力販売に関する8年契約を締結した。また、残りの半分の発電高の販売については、「ユーゲン1命令」（2008年11月28日に、ハンガリー政府が採択した再生可能エネルギーおよびコジェネレーションの価格を含めた諸条件について定めている命令。「ユーゲン」命令として知られている。）による恩恵を受けた。しかしながら、ハンガリーは、2011年3月16日に、2011年7月以降のハンガリーにおけるコジェネレーションの支援を終了させる電気に関する法律の改正を採択した。

そのBE Zrtへの投資が、当該企業の民営化後に行われ、その特定の条件が現在問題となっているEDF Internationalは、ハンガリー政府に対して、2009年5月12日に、UNCITRALの規則に従いECTに基づく仲裁通知を送付した。EDF Internationalは、ハーグ常設仲裁裁判所に対して、(i)PPAの損失に対する損害賠償（現在BE Zrtの収益合計を制限している「暖房」令を考慮して、被った損失の評価額は約290百万ユーロ）を求める申請および(ii)PPAの終了により生じた回収不能コスト（評価額は約300百万ユーロ）の払戻しを求める申請の手続をとった。欧州委員会は、法廷助言者としてかかる法的手続に関与した。

仲裁裁判所は2014年12月3日付で仲裁裁定書を発行し、EDF Internationalの訴えを支持し、ハンガリー政府に対し107百万ユーロ（それに利子を加えた額）の支払いを命じた。仲裁裁判所は、ハンガリーがETCを2つの点で違反したと評決を下した（第1に電力購入契約の終了後の補償金が欠如していたこと、第2に、「暖房」令の採用がETCの個別の違反を構成すること。）。

2015年1月20日、ハンガリーはスイスの連邦裁判所に、かかる仲裁裁定書に異議を申し立て、申請書を提出した。

スイスの連邦裁判所は、2015年10月6日に下した判決において、ハンガリーの異議申立てを全面的に棄却し、EDF Internationalに対し、200,000スイスフラン（179,500ユーロ）の損害賠償を費用として支払うことを命じた。ハンガリーはこの金額を支払った。仲裁裁定書は確定的なものであり、これ以上の上訴が行われることはない。

EnBW

2010年12月6日に調印され、2011年2月17日に最終となったEDFグループによるEnBWの株式譲渡に際し、バーデン・ヴェルテンベルク州における取得元となったドイツ企業Neckarpri GmbHは、2012年2月にEDF Internationalに対し、国際商業会議所において仲裁を申し立てた。

Neckarpriは、EnBWのEDFグループ保有株式を取得するために支払った金額の水準は過剰であり、そのために違法な政府補助金を使用したと訴えた。これを根拠に、Neckarpriは主に、過払いであったとされる金額の払戻しを主張している。当初、かかる金額は仲裁の要求として20億ユーロと見積もられていたが、2012年7月にバーデン・ヴェルテンベルク州が命じた専門家報告書の中で、834百万ユーロに再度見積もられた。Neckarpriは、2012年9月に自身の主な主張にかかる金額まで引き下げることを認めた。その代わりに、NeckarpriはEnBWのEDFグループ保有株式の販売取消しを求めた。

EDFは、根拠がなく不当であるとみなす、仲裁によって生じた損失について損害賠償を請求する反訴を提起した。

かかる仲裁手続は終了間近である。仲裁裁判所は、2015年6月に審理手続を終了した。仲裁裁定書は、2016年度上半期より前に発行される予定である。

③ 2015事業年度終了後に開始された訴訟

Quadlogic Controls Corporation

2016年2月24日にERDFは、米国の会社であるQuadlogic Controls Corporation (OCC) が所有する欧州特許の偽造の可能性について、パリ大審裁判所から召喚状を受領した。ERDFは、OCCのイノベーション活動および偽造の疑いに対して公式に異議を唱えた。手続は係属中である。

ビュジョイ5

今後10年間にわたり利用を継続するために、ビュジョイ施設の第5原子炉に対して3回目の安全審査が実施されたことに引き続き、ASNは、補完的な要件を定める決定を2014年12月23日に採択した。2016年3月、スイス連邦、ジェネーヴ州およびジェネーヴ市は、かかるASNの決定ならびにビュジョイの第5原子炉の今後10年間にわたる利用を追求するために環境・エネルギー・海洋担当大臣が承認した黙示の決定の取消しを求める訴えを国務院に起こした。

4【日本とIFRSおよび日本とフランスとの会計原則の相違】

a. 日本とIFRSとの会計原則の相違

EDFグループの2015年12月31日終了年度の連結財務諸表は、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、2015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準拠して作成されている。これらの国際的な会計基準は、IAS（国際会計基準）、IFRS（国際財務報告基準）ならびにSICおよびIFRIC解釈指針である（以下、総称して「IFRS」という。）。

これらの会計原則は日本において一般に公正妥当と認められる会計原則（以下「日本の会計原則」という。）とは、いくつかの点で異なる。本書記載の財務諸表に関する主な相違点は以下のとおりである。

(1) 連結財務諸表

(a) 連結財務諸表作成における在外子会社および関連会社の会計処理の統一

IFRSでは、連結財務諸表は、同一環境下で行われた同一の性質の取引等について、統一的な会計方針を用いて作成される。

日本の会計原則では、連結財務諸表作成上、同一環境下で行われた同一の性質の取引等について、親会社および子会社が採用する会計原則は、原則として統一されなければならない。ただし、実務対応報告第18号「連結財務諸表作成における在外子会社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は、日本の現行の会計基準との整合性を維持するために一定の項目について修正すること（のれんの償却、退職給付会計における数理計算上の差異の費用処理、研究開発費の支出時費用処理など）を条件として、これらの財務諸表を連結決算手続上利用できるとされている。

また、同一環境下で行われた同一の性質の取引等についての投資会社および持分法適用関連会社の会計処理は、企業会計基準第16号「持分法に関する会計基準」に従って統一することが要求されているが、その際には実務対応報告第24号

「持分法適用関連会社の会計処理に関する当面の取扱い」に従って、在外関連会社については上記の実務対応報告第18号で規定される在外子会社に対する当面の取扱いを適用することができる。

(b) 連結方法

IFRSに基づき、当グループは、子会社、関連会社および共同支配企業に対する投資、ならびに共同支配事業に対する投資について、以下の会計処理を行っている。

・ 被支配企業

子会社は、当グループが独占的支配を行使する会社であり、完全連結されている。当グループは、以下の3つの条件が充足された場合に、当該企業を支配している。

- 当該企業に対するパワーを有している。
- 当該企業への関与により生じる変動リターンに対するエクスポージャーまたは権利を有している。
- 投資者のリターンの金額に影響するようにパワーを用いる能力を有している。

当グループは、支配の判定に際し、すべての事実および状況を考慮する。他の当事者による行使の場合も含め、すべての実質上潜在的に行使可能である議決権も考慮される。

・ 関連会社および共同支配企業に対する投資

関連会社は当グループが財務および営業の方針に重要な影響力を行使するが独占的支配または共同支配のいずれも有していない企業である。当グループの投資が20%以上である場合には、重要な影響力が存在すると推定される。

共同支配企業は、当該企業に対して共同支配を行使する当事者（共同支配投資者）が、当該企業の純資産に対する権利を有しているパートナーシップである。共同支配とは、少数のパートナーまたは株主によって共同で運営される企業の支配を共有する契約上の合意であり、そのため、財務および営業の方針は当事者全員の同意による。

関連会社および共同支配企業に対する投資は持分法により会計処理されている。これらは、取得後に生じた純資産持分に係る調整後、該当する場合には減損控除後の取得原価で貸借対照表に計上される。純利益に対する持分は、損益計算書の「関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分」に計上される。

・ 共同支配事業に対する投資

共同支配事業は、当該事業体に対して共同支配を行使する当事者（共同支配事業者）が、当該事業体の資産に対する直接的な権利および負債に対する義務を有している共同支配の取り決めである。当グループは、共同支配事業の事業者として、その投資に関連する資産および負債ならびに収益および費用を勘定科目ごとに報告する。

日本の会計原則では、企業会計基準第22号「連結財務諸表に関する会計基準」に基づき、実質支配力基準により連結の範囲が決定され、支配の及ぶ会社（子会社）は連結の範囲に含まれる。ただし、子会社のうち支配が一時的であると認め

られる企業、または連結することにより利害関係者の判断を著しく誤らせるおそれのある企業については、連結の範囲に含めないこととされている。また、非連結子会社および重要な影響力を与えることができる会社（関連会社）については、持分法の適用範囲に含める。なお、日本においても、IFRSの共同支配企業に該当するものには持分法が適用される。共同支配事業を定義する会計基準はないが、IFRSの共同支配事業に該当する組合等への出資については、その持分に係る資産および負債ならびに収益および費用を、原則として純額で計上することが定められている。

(c) 非支配持分および非支配持分に帰属する純利益の表示

IFRSでは、非支配持分は連結貸借対照表および連結自己資本変動計算書上、自己資本の一項目として表示される。連結損益計算書上の「グループの純利益」および「純利益および自己資本直入損益計算書」の「純利益および自己資本直入損益」には親会社の純利益および非支配持分に帰属する純利益の両方が含まれる。

日本の会計原則では、2013年9月13日に改正された企業会計基準第22号「連結財務諸表に関する会計基準」に基づき、2015年4月1日以後開始する連結会計年度から少数株主持分は非支配株主持分に変更され、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ている。なお、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、引き続き株主資本とは区別される。

ただし、同基準の適用前においては、連結損益計算書上、少数株主損益は当期純損益の算定に当たって控除される項目として個別に表示され、当期純損益には親会社に帰属する純利益のみが含まれる。

(2) 企業結合

(a) 子会社の資産および負債の評価ならびに非支配持分の算定

IFRSでは、IFRS第3号「企業結合」により、子会社の資産および負債は結合日時点の時価により評価され、非支配持分は当該時価に非支配持分割合を乗じて算出される（全面時価評価法）。非支配持分は、公正価値（全部のれん方式－親会社持分と被支配持分の両方に対応するのれんを計上する）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－親会社持分に対応するのれんのみを計上する）のいずれかによる評価が認められる。この選択は取引毎に行われる。

日本の会計原則においても、企業結合においては、企業会計基準第22号「連結財務諸表に関する会計基準」に従って、全面時価評価法が適用されている。ただし、全部のれん方式を適用することは認められず、部分のれん（購入のれん）方式により親会社持分に対応するのれんのみが計上される。

(b) 支配に影響しない企業結合後の投資の取得または処分

支配に影響しない企業結合後の投資の取得または処分はすべて資本取引とみなされ、改訂後IAS第27号を適用して直接自己資本に計上しなければならない。

日本の会計原則においても、2013年9月13日に改正され2015年4月1日以後開始する連結会計年度に適用された企業会計基準第22号の適用後においては、企業結合後に子会社株式の追加取得が行われた場合に追加取得により増加した親会社の持分と追加投資額との間に生じた差額、また、支配の喪失を伴わない子会社株式の一部売却が行われた場合に子会社に対する親会社の持分の減少額と投資の減少額との間に生じた差額は、いずれも資本剰余金とする。

ただし、同基準の適用前においては、企業結合後に子会社株式の追加取得が行われた場合に追加取得により増加した親会社の持分と追加投資額との間に生じた差額はのれん（または負ののれん）として処理する。また、支配の喪失を伴わない子会社株式の一部売却が行われた場合に子会社に対する親会社の持分の減少額と投資の減少額との間に生じた差額は損益として処理する。

(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IAS第39号に準拠して計上求められる債券または資本性金融商品の発行費を除き、発生した期間の費用として扱われる。

ただし、非支配持分の取得または処分は企業の支配の喪失とならないものに直接要した取引コストは、当該企業の期中の活動による損益には含まれず、資本に計上される。

日本の会計原則においても、2013年9月13日に改正された企業会計基準第22号の適用後においては、取得関連費用は発生した事業年度の費用として処理する。ただし、同基準の適用前においては、取得に直接要した支出額のうち、取得の対価性が認められる外部のアドバイザー等に支払った特定の報酬・手数料等は取得原価に含め、それ以外の支出額は発生時の事業年度の費用として処理する。

(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、のれんが20年以内に定額法その他合理的な方法で定期的に償却されることを要求している。

(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) 供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギーに係る売上高

IFRSでは、以下の条件が充足された時点で売上高を計上する。

- 立証された契約関係が存在し、
- 引渡しが行われており（またはサービス提供が完了しており）、
- 定量化可能な価格が決定されたか、決定可能であり、
- 債権の回収可能性が高い。

引渡しは、所有権に付随するリスクおよび便益が買主に移転された時に行われたものとする。供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギーは、消費統計および販売価格の見積りを基に計算される。

日本の会計原則では、売上高は実現主義の原則に従い、一般に商品等の販売または役務の給付によって実現したものについて計上される。ただし、電力料売上高は検針日基準（実現主義の一形態であり、電気・ガス・水道会社において適用される。）で収益計上され、期末日現在で供給済であるが未計測かつ未請求の電力料に係る売上高は計上されない。

(5) 研究開発費

IFRSでは、研究費は発生した期に費用として計上される。プロジェクト開発費は当グループが以下の事項を立証できる場合には無形資産として資産計上され、予測可能な有効期間にわたり定額法で償却される。

- ・ 当該無形資産を委託または販売に供するための技術的実現可能性。
- ・ 当該無形資産を完成させ、使用または販売する意図。
- ・ 当該無形資産を使用または販売する能力。
- ・ 当該無形資産が将来の経済的便益を発生させる方法。
- ・ 当該無形資産の開発を完了し、使用または販売するための適切な資源（技術的、財務的等）の入手可能性。
- ・ 開発中の当該無形資産に帰属すべき費用についての信頼できる見積りを提供する能力。

日本の「研究開発費等に係る会計基準」では、研究開発費はすべて発生時に費用として処理することを求めている。ただし、2010年4月1日以後実施される企業結合により被取得企業から受け入れた研究開発に係る資産は、その他の限られた項目と合わせて、その適用範囲から除かれている。

(6) リース取引

(a) IFRIC第4号「契約にリースが含まれているか否かの判定」

本解釈指針は、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権を購入者に与える契約の識別に関連する。こうした契約においては、契約上の購入者は資産からの産出物による大部分の便益を享受し、支払は産出物や市場価格に左右されない。

こうした契約は、IAS第17号に基づき、オペレーティング・リースまたはファイナンス・リースとして分類されなければならない。

日本においては、法形式上はリース契約ではないがリースとして認識すべき契約に関する上記のような会計基準はない。

(b) ファイナンス・リース

IFRSでは、IAS第17号「リース」に基づき、資産の所有権に係るすべてのリスクおよび経済価値が借手に実質的に移転するリースは、借手の財務諸表にファイナンス・リースとして資産計上され、対応するリース債務が負債計上される。

日本では、企業会計基準第13号「リース取引に関する会計基準」に従い、ファイナンス・リース取引とは、解約不能かつフルペイアウトの要件を満たすものをいい、ファイナンス・リース取引に該当するかどうかについてはその経済的実質に基づいて判断すべきものであるとしている。ただし、解約不能リース期間がリース物件の経済的耐用年数の概ね75%以上、または解約不能のリース期間中のリース料総額の現在価値がリース物件を借手が現金で購入するものと仮定した場合の合理的見積金額の概ね90%以上のいずれかに該当する場合は、ファイナンス・リースと判定され、借手の財務諸表に資産計上し、対応するリース債務を負債に計上する。なお、少額（リース契約1件当たりのリース料総額が300万円以下の所有権移転外ファイナンス・リース）または短期（1年以内）のファイナンス・リースについては、通常の賃貸借取引に係る方法に準じて会計処理を行うことができる。

(7) のれんおよび長期資産の減損

IFRSでは、資産に著しい減損が生じたかもしれない兆候がある場合で、かつ、資産の回収可能価額（資産または資金生成単位の公正価値から処分費用を控除した金額とその使用価値のいずれか高い金額と定義されている）が帳簿価額より低い場合に、資産の減損損失が認識される。

IFRSに基づく資産の使用価値は、日本の会計原則における割引後将来キャッシュ・フローと類似している。また、資産の公正価値の最善の証拠は、i)拘束力のある販売契約における価格、ii)市場価格、iii)貸借対照表日現在、取引の知識がある自発的な当事者の間で独立第三者間取引条件による資産の売却から得られる金額について、事業体が入手することのできる最善の情報とされている。一度認識された減損損失は、その後当該資産（のれんを除く）の減損の理由が存在しなくなったか減少した場合には、戻し入れられる。

日本の会計原則では、資産または資産グループの減損の兆候が認められ、かつ帳簿価額が当該資産または資産グループの継続的使用およびその最終的な処分から生じると見込まれる割引前将来キャッシュ・フローの総額を超過する場合に、回収可能価額（正味売却価額と使用価値のいずれか高い方）と帳簿価額の差額につき減損損失が認識される。また、一度認識された減損損失をその後の期間において戻し入れることは認められない。

(8) サービス委譲契約

IFRIC第12号「サービス委譲契約」は、2010年1月1日に開始する事業年度から強制適用されている。

同解釈指針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。

日本の会計原則においては委譲契約に関する論点を特に取り扱っていない。

(9) 補助金

IFRSでは、補助金については、補助金を用いて取得した資産の直接減額を行うか、または受け取った補助金を負債に含め、対応する資産の経済的便益の使用に応じて利益に振り替える。

日本の会計原則においては、補助金については、受け取った補助金を一時に損益計算書上の利益に計上するとともに、補助金を用いて取得した資産に係る圧縮損の計上、または剰余金の処分として純資産の部の一項目の積立金により圧縮記帳を行う。

(10) 金融商品

(a) 公正価値測定

IFRSでは、IFRS第13号「公正価値測定」は、一定の場合を除き、他のIFRSが公正価値測定または公正価値測定に関する開示（および、売却費用控除後の公正価値のような、公正価値を基礎とする測定または当該測定に関する開示）を要求または許容している場合に適用される。EDFグループはIFRS第13号を2013年1月1日から初度適用している。同基準では、公正価値を「測定日時点で、市場参加者間の秩序ある取引において、資産を売却するために受け取るであろう価格または負債を移転するために支払うであろう価格」と定義している。

また、IFRSでは、評価に用いるデータの重要性を反映した公正価値ヒエラルキーは、以下のレベルからなる。

- ・ レベル1（無調整の相場価格）：企業が測定日現在でアクセスできる同一の資産または負債に関する活発な市場における価格。
- ・ レベル2（観察可能なデータ）：レベル1のインプットに含まれる市場価格以外の当該資産または負債に関するデータで、直接観察可能（価格等）または間接的に観察可能（すなわち観察可能な価格から推定される）なもの。
- ・ レベル3（観察不能なデータ）：市場において観察可能でないデータ。観察可能なデータに重大な調整を加えたもの（例えば、観察不能な長期の期間にわたる金利曲線の推定）を含む。

日本では、すべての金融資産・負債並びに非金融資産・負債を対象とする公正価値測定を包括的に規定する会計基準はなく、各会計基準において時価の算定方法が個別に定められている。金融商品の時価については、企業会計基準第10号「金融商品に関する会計基準」において、時価とは公正な評価額をいい、市場価格に基づく価額、市場価格がない場合には合理的に算定された価額と定義されている。また、公正価値の階層に関する会計基準は、現時点では基準化されていない。

(b) ヘッジ

IFRSでは、IAS第39号にデリバティブをヘッジとして分類するための規程が以下のように規定されている。

- その金融商品が、ヘッジされるリスクに起因する公正価値もしくはキャッシュ・フローの変動をヘッジするものであり、かつ、ヘッジの有効性（すなわち、ヘッジ手段の変動額がヘッジ対象もしくは予定取引の価額の変動額を相殺する程度）が80%から125%の範囲に入らねばならない。
- 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の可能性が高くなければならない。
- ヘッジの有効性が信頼性をもって測定できなければならない。
- ヘッジは、その開始時点から、適切に文書化されていなければならない。

IFRSでは、ヘッジ会計に適格な場合には、ヘッジ手段はヘッジ対象項目とともに公正価値で計上される。

日本の会計原則では、ヘッジ会計は、原則として、時価評価されているヘッジ手段に係る損益または評価差額を繰延ヘッジ損益（その他の包括利益）として計上し、ヘッジ対象に係る損益が認識されるまで純資産の部において繰り延べる方法（繰延ヘッジ）による。ただし、ヘッジ対象である資産または負債に係る相場変動等を損益に反映させることができる場合には、当該資産または負債に係る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）によることもできる。金利スワップや為替予約を使用したヘッジ会計については、一定の総合的な処理が認められている。

(c) 売却可能金融資産の減損

IFRSでは、売却可能金融資産の公正価値の多額または長期的な下落がある場合には、未実現損失は、自己資本から当期の損益に振替えられる。負債商品については、相手先に関連する減損の兆候がある場合にのみ損益に減損が計上される。その後の期間において売却可能金融資産の公正価値が増加した場合には、その価値増加額は、資本性金融商品については自己資本に含められ、負債商品については過去に計上された減損が戻入される。

適用される減損の基準は、売却可能金融資産の種類に応じて異なっている。

被支配企業が保有する売却可能金融資産（専用資産を除く）については、当グループは、通常、長期的な価値の喪失の評価基準として3年間、重要な価値の喪失の兆候として取得原価からの50%の下落を採用している。

EDFの専用資産の一部として保有される売却可能金融資産については、当グループは長期的な価値の喪失の評価基準として5年間、重要な価値の喪失の兆候としてポートフォリオの取得価額からの40%の下落を採用している。専用資産の減損の評価に当たり、当グループは、専用資産の特殊な性質である当該資金に関連する法規制上の義務、当該資金からの支払時期および長期的な資金管理を考慮している。

日本の会計原則では、その他有価証券のうち、時価を把握することが極めて困難と認められる金融商品以外のものについて時価が著しく下落したときは、回復する見込みがあると認められる場合を除き、時価をもって貸借対照表価額とし、評価差額は当期の損失として処理（減損処理）しなければならない。時価が50%程度以上下落した場合は著しく下落したときに該当する。また、回復する見込みがあると認められるときとは、株式の場合は期末日後おおむね1年以内に時価が取得原価にほぼ近い水準まで回復する見込みがあることをいう。債券の場合は市場金利や信用リスク等の要因を考慮して回復する見込みについて判断する必要がある。減損の戻入は認められない。

(d) 公正価値オプション

IFRSでは、以下の3つの要件のいずれかを満たす金融資産および負債については、選択により、公正価値で評価し、公正価値の変動を損益に計上するものとして分類することが認められる。

- ・ 公正価値を使うことで資産および負債の測定上の矛盾（「会計上のミスマッチ」）を除去ないし大幅に削減する場合。
- ・ 文書化された戦略と経営報告システムに準拠して、一連の金融資産ないし金融負債のパフォーマンスが公正価値を基礎に管理されている場合。
- ・ 金融商品が組込デリバティブを含む場合。

日本の会計原則では、このような公正価値オプションは認められていない。

(e) 金融資産の認識中止

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金利または当グループが留保する金利は、別の資産または負債として計上される。

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。

(11) その他の包括利益（OCI）の項目の表示

IFRSでは、純利益および自己資本直入損益計算書において、以下の項目を区別することが求められている。

- ・ 後に損益に振り替えられる自己資本直入損益の構成項目。

- ・ 後に損益に振り替えられない自己資本直入損益の構成項目（これは雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動についてのみ関係する）。
- ・ これらの自己資本直入損益の種類毎の関連会社持分。

日本の会計原則では、その他の包括利益の項目について上記の区別を行うことは求められていない。

(12) 借入コスト

IFRSでは、改訂後IAS第23号「借入コスト」により、適格資産の取得、建設または製造に直接的に起因する借入コストの即時費用処理を認める選択肢が廃止され、これらの費用を当該資産の原価の一部として資産計上することが求められている。適格資産とは、使用または販売に供されるまでに相当な期間を要する資産をいう。

日本の会計原則では、支払利息の取得原価算入は限定的な場合のみ認められるが、要求されてはいない。原則として、支払利息は発生した期の費用として処理される。

(13) 負債と資本の区分

IFRSでは、IAS第32号「金融商品：表示」に基づき、当初認識時に、契約の実質、並びに金融負債、金融資産および資本性金融商品の定義に従って、金融負債、金融資産または資本性金融商品に分類する。

日本では、会社法上の株式として発行された金融商品は、純資産の部に計上される。

(14) 新株発行費

IFRSでは、新株発行費は、増資に明示的に関係する対外費用のみを含み、当該費用は、税引後の金額で、発行プレミアム（資本剰余金）から控除される。その他の費用はすべて、当期の費用となる。

日本の会計原則においては、株式交付費（新株の発行または自己株式の処分に係る費用）は、原則として、支出時に費用として処理する。ただし、企業規模の拡大のための資金調達などの財務活動に係る株式交付費については、繰延資産に計上することができ、この場合には、3年以内のその効果の及ぶ期間にわたって、定額法により償却しなければならない。

(15) 引当金

IFRSでは、以下の3つの条件を満たす場合に引当金を計上する。

- ・ 決算日前までに過去の事象から生じた第三者に対する現在の債務（法的または解釈上の）がある場合。
- ・ その債務を支払うために、経済的便益を具現化した資源の流出が必要になる可能性が高い場合。
- ・ 債務額につき、信頼に足る見積りが可能な場合。

日本の会計原則では、将来の特定の費用または損失について、その発生が当期以前の事象に起因し、発生の可能性が高く、その金額を合理的に見積もることができる場合に、当期の負担に属する金額を当期の費用または損失として引当金に繰り入れる。また、引当金の現在価値への割引に関する包括的な定めは存在しない。

(16) 従業員給付

(a) 雇用後給付に係る確定給付費用

IFRSでは、2011年6月に改訂されたIAS第19号「従業員給付」に基づき、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。

改訂基準は2013年1月1日から強制適用となったもので、EDFグループの従業員給付引当金の評価および認識に関し、以下の変更を導入している。

- ・ 権利未確定の過去勤務費用の即時認識。
- ・ 従業員給付制度の管理および金融費用の当期勤務費用への算入ならびに当該費用のために過年度に設定された引当金からの相当額の戻入。
- ・ 制度資産からの収益控除後の債務にかかる利息費用に相当する「純利息費用」の金融損益への算入。制度資産は、現在、債務の測定に適用される割引率と同じ率を使用して評価されている。債務の割引率と制度資産の実際運用収益率との間の差額は自己資本に直入される。

当グループは2012年に「回廊」方式の使用の中止を決定しており、現在は、数理計算上の差異を「SoRIE」方式によって全額認識している。

日本の会計原則では、確定給付型年金制度について、過去勤務債務および数理計算上の差異の遅延認識が認められており、原則として各期の発生額について平均残存勤務期間内の一定の年数で按分した額を毎期費用処理する。数理計算上の差異の当期発生額のうち費用処理されない部分（未認識数理計算上の差異）および過去勤務費用の当期発生額のうち費用処理されない部分（未認識過去勤務費用）についてはいずれも、その他の包括利益に計上する。また、その他の包括利益累計額に計上された未認識数理計算上の差異および未認識過去勤務費用のうち、当期に費用処理された部分については、その他の包括利益の調整（組替調整）を行う。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。また、制度資産については、日本では、期首の年金資産の額に合理的に予想される収益率（長期期待運用収益率）を乗じて算定する。

(b) 有給休暇に対する引当て

IFRSでは有給休暇に対する引当てを認識しなければならないが、日本の会計基準ではこうした引当ては要求されていない。

(17) 売却目的で保有する資産および負債ならびに非継続事業

IFRSでは、売却目的で保有する資産および負債は、貸借対照表上、他の資産および負債とは区別して表示される。非継続事業からの利益は、損益計算書上、単一の科目として税引後の純額で表示される。キャッシュ・フロー計算書においてもまた、非継続事業の現金および現金同等物の純変動額は別科目として区分して報告される。

日本においては、売却目的で保有する資産および負債ならびに非継続事業に関する上記のような会計基準はない。ただし、売却または廃棄予定の固定資産は「固定資産の減損に係る会計基準」等に従って会計処理される。

(18) 賦課金

IFRSでは、IFRIC解釈指針第21号が賦課金（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を明確にするため、2013年5月にIFRS解釈指針委員会（IFRS IC）により公表された。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。

IFRIC第21号は、欧州連合により2014年6月13日に採択されており、EDFグループには2015年1月1日から適用され、2014年度の公表連結財務諸表に遡及適用されている。

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に関し、現行の実務を変更するものである。一定の税金は今後、通年にわたり配分されることなく契機となる事象が生じた時点で一括計上され、多くの場合は上半期中に起こる。

日本においては、賦課金（公課および法人所得税以外の税金）に係る負債計上の契機となる事象について明確に規定した会計基準はない。

b. 日本とフランスとの会計原則の相違（法定財務諸表の作成上適用されたフランスの会計原則に係る）

添付の個別財務諸表は、フランスの会計基準当局である会計基準委員会（ANC）が発行した2014年6月5日付規則2014-03により提示された、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) 研究開発費

「a. 日本とIFRSとの会計原則の相違」の(5)と同様である。

(3) 長期資産の減損

「a. 日本とIFRSとの会計原則の相違」の(7)と同様である。

(4) 市場性のある有価証券

フランスの会計原則では、市場性のある有価証券は、取得価額で当初認識され、年度末に使用価値で再表示される。上場有価証券の使用価値は年度末の株式市場の株価に等しい。非上場有価証券の使用価値はその会社の成長見通しを考慮した推

定取引価値である。未実現損失がある場合は、未実現利益と相殺することなく、当該損失の全額について引当金が計上される。

日本の会計原則では、有価証券（子会社株式・関連会社株式を除く）は経営者の保有目的およびその能力により以下のように分類および会計処理される。

i) 売買目的有価証券

短期間の価格変動により利益を得ることを目的として保有される。時価で計上され、評価差額は当期の損益として計上される。

ii) 満期保有目的の債券

満期まで保有する積極的な意思とその能力に基づいて、満期までの保有が見込まれる債券。償却原価法に基づいて算定された価額で計上される。

iii) その他有価証券

一時所有であるが、上記のいずれにも分類されない有価証券。時価で計上され、評価差額は税効果を調整の上、純資産の部に計上される（または、部分純資産直入法を採用した場合には、評価差益は税効果調整後で純資産の部に、評価差損は損益に計上される）。

時価を把握することが極めて困難と認められる有価証券は、当該有価証券が債券である場合は取得原価または償却原価から貸倒見積額を控除した金額で計上され、当該有価証券が債券以外である場合には取得原価で計上される。

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。

(5) 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。

(6) 年金その他の雇用後給付

フランスにおいては、法定財務諸表上に年金およびその他の雇用後給付を認識することは義務付けられていない。しかし、2000年7月6日に公表されたCNC緊急委員会意見書2000-Aおよびプランコンタブルジェネラル第355-1条の適用により、雇用後給付を法定財務諸表上に認識することを選択することができる。EDFは、2005年1月1日付で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た。

確定給付制度に基づく債務は、予測単位給付積増方式により計算されている。この方式は、年金、雇用後給付および長期給付について、期末日現在で、従業員が稼得している受給権の現在価値をその国特有の経済情勢や昇給予想を考慮して決定するものである。

引当金の額は、これらの給付を賄う資産の現在価値を考慮に入れており、当該資産は給付債務の金額から差引かれる。

債務または制度資産の大きい方の10%（以下「回廊」という。）を超える雇用後給付債務に係る数理計算上の損益は、当社従業員の平均残存勤続期間にわたり、損益計算書上で認識される。

日本の会計原則では、個別財務諸表においても退職給付を認識することが求められるが、企業会計基準第26号「退職給付に関する会計基準」による改正は、当面の間は個別財務諸表に適用しないことが定められているため、個別財務諸表における退職給付の会計処理は連結財務諸表における会計処理と一部異なっている。過去勤務債務および数理計算上の差異の遅延認識が認められているため、退職給付債務に未認識過去勤務債務及び未認識数理計算上の差異を加減した額から年金資産の額を控除した額を「退職給付引当金」の科目により固定負債に（または「前払年金費用」等の科目により固定資産に）計上する。なお、当該未認識項目については一括して損益処理することも選択可能である。回廊アプローチの適用は認められないが、割引率を含めた基礎率等の計算基礎に重要な変動が生じない場合には計算基礎を変更しない等、計算基礎の決定にあたって合理的な範囲で重要性による判断を認める方法（重要性基準）が定められている。

(7) 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(15)と同様である。

(8) 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。

(9) 法人所得税の会計処理

フランスの会計原則では、個別財務諸表上では繰延税金を認識しない。

日本の会計原則では、税金費用は税引前利益に基づいて計上され、個別財務諸表と連結財務諸表の両方において繰延税金の計上が行われる。

第7【外国為替相場の推移】

表示に用いられた通貨ユーロと日本円との間の為替相場が、2つ以上の日刊新聞紙に最近5年間において掲載されているため、記載を省略する。

第8【本邦における提出会社の株式事務等の概要】

以下は、当社の株式（以下「本株式」という。）に関する株式事務、権利行使の方法および関連事項の概要である。

1【本邦における株式事務等の概要】

（1） 株式の名義書換取扱場所および名義書換代理人

日本においては、本株式の名義書換取扱場所または名義書換代理人は存在しない。

本株式の取得者（以下「実質株主」という。）に関しては、その取得窓口となった証券会社（以下「窓口証券会社」という。）から交付される外国証券取引口座約款（以下「約款」という。）に基づき、実質株主の名義で外国証券取引口座（以下「取引口座」という。）が開設される。売買取引の実行、売買代金の決済、証券の保管およびその他本株式の取引に関する事項はすべてこの取引口座を通じて処理される。

（2） 株主に対する特典

なし

（3） 株式の譲渡制限

本株式に譲渡制限はない。

（4） その他株式事務に関する事項

① 株式の登録

取引口座を通じて保有される本株式は、窓口証券会社を代理するフランスにおける保管機関（以下「現地保管機関」という。）またはその名義人の名義で当社の登録株主名簿に登録される。

② 事業年度の終了

毎年12月31日

③ 配当等基準日

当社から配当等を受取る権利を有する実質株主を決定するための日本における基準日は、原則として当社の取締役会が配当支払等のために定めたフランスにおける基準日と同一の暦日とする。

④ 実質株主に対する株式事務に関する手数料

実質株主は、窓口証券会社の定めるところにより、約款に規定された手続および行為のための手数料および費用として、取引口座を維持するための手数料を支払う。さらに、実質株主は、約款に規定されたその他の費用を支払う可能性もある。

⑤ 公告

日本においては本株式に関する公告は行わない。

2【日本における実質株主の権利行使方法】

(1) 実質株主の議決権の行使に関する手続

議決権の行使は、実質株主が窓口証券会社を通じて行う指示に基づき、現地保管機関またはその名義人が行う。ただし、実質株主が指示をしない場合、現地保管機関またはその名義人は実質株主のために保管されている本株式について議決権を行使しない。

(2) 配当請求に関する手続

① 現金配当の交付手続

約款に従い、現金配当は、窓口証券会社が現地保管機関またはその名義人から一括受領し、取引口座を通じて実質株主に交付する。

② 株式配当等の交付手続

株式分割により割り当てられた本株式は、現地保管機関またはその名義人の名義で登録され、窓口証券会社はかかる本株式を取引口座を通じて処理する。ただし、実質株主から別段の要請がない限り、本株式の上場証券取引所の売買単位未満の本株式は、すべて売却処分され、その売却代金を取引口座を通じて実質株主に支払われる。

株式配当により割り当てられた本株式は、実質株主から別段の要請がない限り、窓口証券会社を代理する現地保管機関によりフランスで売却され、その純手取金は、窓口証券会社が現地保管機関またはその名義人から一括受領し、取引口座を通じて実質株主に支払う。

③ 新株引受権

本株式について新株引受権が与えられる場合には、新株引受権は、通常、窓口証券会社を代理する現地保管機関によりフランスで売却され、その純手取金は、窓口証券会社が現地保管機関またはその名義人から一括受領し、取引口座を通じて実質株主に支払う。

(3) 株式の譲渡に関する手続

実質株主がその持ち株の売却注文をなす際の実質株主と窓口証券会社との間の決済は円貨または窓口証券会社が応じうる範囲内の外貨による。窓口証券会社は、国内店頭取引についての本株式の決済を口座の振替によって行う。本株式が海外の投資家に売却されるときは、現地保管機関の本株式の保有残高が減少することがあり、当社の登録株主名簿を通して本株式の移転手続がとられる。

(4) 本邦における配当等に関する課税上の取扱い

本邦における課税上の取扱いの概要は以下のとおりである。

① 配当

- (i) 実質株主に対して支払われる配当金は、個人については課税配当所得となり、法人については益金となる。
- (ii) 個人の配当控除および法人の益金不算入の適用は認められない。かかる優遇措置は、内国法人の配当にのみ認められる。
- (iii) 日本の居住者たる個人または内国法人が支払を受ける本株式の配当金については、かかる配当が窓口証券会社等、日本において資格を有する支払いの取扱者を通じてなされる場合、フランスにおける当該配当の支払の際にフランス政府またはそれらの自治区により徴収された源泉徴収税（もしあれば）の控除後の金額に対して、個人の場合は、2014年1月1日以降は20%（所得税15%、地方住民税5%）の税率で、内国法人の場合は、2014年1月1日以降は15%（所得税15%）の税率で源泉徴収される。なお、復興特別所得税（各種所得税額に対する2.1%の税率）が2013年1月1日から2037年12月31日までの期間において上乗せされて課されている。日本の居住者たる個人は、当社から株主に支払われる配当については、源泉徴収がなされた場合には確定申告をする必要はなく、また当該配当については、配当金額の多寡に関係なく確定申告の対象となる所得金額から除外することができる。
フランスにおいて徴収された税金は、上記のとおり個人が確定申告をしないことを選択した場合を除き、日本の税法の規定に従い、外国税額控除の対象となる。
- (iv) 2009年1月1日以降に当社から株主に支払われる配当については、日本の居住者たる個人は、申告分離課税を選択することが可能である。申告分離課税を選択した場合の確定申告の際の税率は、2014年1月1日以降に当社から当該個人株主に支払われる配当については20%（所得税15%、地方住民税5%）であるが、かかる配当所得の計算においては、2009年分以後における上場株式等の株式売買損を控除することができ、2016年分以後における上場株式や一定の公社債の売買損等

を控除することができる。なお、復興特別所得税（各種所得税額に対する2.1%の税率）が2013年1月1日から2037年12月31日までの期間において上乗せされて課されている。

また、フランスにおいて源泉徴収された税額が租税条約に基づく制限税率を超過する場合においては、フランスにおいてその超過支払分についての還付請求を行うことができる。詳細については、「第13（1）②配当の際の課税関係」を参照。

② 売買損益

(i) 本邦における株式の売買による損益は、内国会社の上場株式等の売買損益と同様の取扱いを受ける。

(ii) 2009年分以後における上場株式等の株式売買損については、本株式およびその他の上場株式等の配当所得の金額(申告分離課税を選択したものに限る。)から控除することができ、2016年分以後における上場株式等の株式売買損については、当社株式およびその他の上場株式等の配当所得の金額(申告分離課税を選択したものに限る。)ならびに一定の公社債の利子所得の金額および売買益等からも控除することができる。

③ 相続税

本株式を相続または遺贈を受けた日本の実質株主には、日本の相続税法に基づき相続税が課せられるが、外国税額控除が認められる場合がある。

(5) 実質株主に対する諸通知

当社が株主に対して行い、窓口証券会社が受領した通知および通信は、窓口証券会社が保管し、窓口証券会社の店頭において実質株主の閲覧に供される。実質株主がかかる通知および通信を希望する場合は、窓口証券会社はかかる実質株主にそれらを送付し、実費は当該実質株主に請求される。

第9【提出会社の参考情報】

1【提出会社の親会社等の情報】

該当事項なし。

2【その他の参考情報】

書類名	提出年月日
(イ) 有価証券報告書 有価証券報告書およびその添付書類 (平成26年1月1日から平成26年12月31日)	平成27年6月30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 (平成27年1月1日から平成27年6月30日)	平成27年9月30日関東財務局長に提出
(ハ) 臨時報告書 臨時報告書およびその添付書類 (金融商品取引法第24条の5第4項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)	平成27年6月30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	平成27年6月30日関東財務局長に提出
(ホ) 訂正発行登録書 平成25年6月27日関東財務局長に提出した発行登録書の訂正発行登録書	平成27年6月30日および平成27年6月30日 関東財務局長に提出

第二部【提出会社の保証会社等の情報】

第1【保証会社情報】

該当事項なし。

第2【保証会社以外の会社の情報】

該当事項なし。

第3【指数等の情報】

該当事項なし。

Electricité de France S.A.

Registered office: 22-30, avenue de Wagram – 75008 Paris

Statutory Auditors' Report on the consolidated financial statements

Year ended December 31, 2015

To the Shareholders,

Following our appointment as Statutory Auditors by your General Meeting, we hereby report to you, for the year ended December 31, 2015 on:

- the audit of the accompanying consolidated financial statements of Electricité de France S.A. ("the Group");
- the justification of our assessments;
- the specific verification required by law.

The consolidated financial statements have been approved by the Board of Directors. Our role is to express an opinion on these consolidated financial statements based on our audit.

1 Opinion on the consolidated financial statements

We conducted our audit in accordance with professional standards applicable in France; those standards require that we plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether the consolidated financial statements are free of material misstatement. An audit includes examining, using sample testing techniques or other selection methods, evidence supporting the amounts and disclosures in the consolidated financial statements. An audit also includes assessing the accounting policies used and significant accounting estimates made, as well as the overall presentation of the consolidated financial statements. We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion

In our opinion, the consolidated financial statements give a true and fair view of the assets and liabilities, and of the financial position of the Group and of the results of its operations for the year then ended in accordance with IFRS as adopted by the European Union.

Without qualifying our opinion, we draw your attention to the valuation of long-term provisions relating to nuclear electricity production, which results from management's best estimates and assumptions as described in notes 1.3.2.1 and 29 to the consolidated financial statements. This valuation is sensitive to the assumptions made concerning technical processes, costs, inflation rates, long-term discount rates, depreciation period of the nuclear power plants which is maintained at 40 years in France in the context described in note 1.3.2, as well as forecast cash outflows. Changes in these parameters could lead to a material revision of the level of provisioning.

2 Justification of assessments

In accordance with the requirements of article L. 823-9 of the French commercial Code, we have made our own assessments which are brought to your attention, in relation to the following matters:

Accounting policies

We have verified the appropriateness of the disclosures presented in note 1.3.28.1 with respect to the accounting treatments of greenhouse gas emission quotas, an area which is not mandatory or specifically addressed in IFRS as adopted in the European Union as of December 31, 2015.

Management judgments and estimates

Note 1.3.2 to the consolidated financial statements describes the main sensitive accounting policies for which management exercises judgment and makes estimates, based on macro-economic assumptions appropriate to the very long-term cycle of Group assets. It may be possible that future results could differ from those estimates, which were made in a context of significant market decline, thus resulting in difficulties to assess the economic outlook in the medium term.

Particularly, the Group describes in the notes to the consolidated financial statements the information related to:

- the main assumptions and indicators used for the purposes of testing goodwill and long-lived assets for impairment as well as the impairment charges recognized during the period (notes 1.3.15, 13 and 23);
- the provisions for employee benefits, other provisions and contingent liabilities (notes 31, 32 and 45);
- the methods used to account for the shortfall in the compensation for the Contribution to the Electricity Public Service Costs (*Contribution au Service Public de l'Electricité*) in accordance with the agreement announced on January 14, 2013 between EDF SA and the French State, as revised by a ministerial letter on January 26, 2016 (notes 4.3 and 36.3).

Our procedures consisted in assessing these estimates, the data and assumptions, and as applicable, the legal opinions on which they are based, reviewing, on a test basis, the technical data and calculations performed by the Group, comparing accounting estimates of prior periods with corresponding actual amounts, reviewing the procedures for approving these estimates by management and finally verifying that the notes to the consolidated financial statements provide appropriate disclosures.

These assessments were made as part of our audit of the consolidated financial statements taken as a whole and contributed to the opinion we formed which is expressed in the first part of this report.

3 Specific verification

As required by law we have also verified, in accordance with professional standards applicable in France, the information relating to the Group, given in the management report.

We have no matters to report as to its fair presentation and its consistency with the consolidated financial statements.

Paris La Défense and Neuilly-sur Seine, February 15, 2016

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG S.A.

Deloitte & Associés

Jacques-François Lethu

Patrick E. Suissa

[次へ](#)

フランス電力

登録事業所：ワグラム通り22－30、パリ75008

連結財務諸表に対する法定監査人の監査報告書

2015年12月31日終了年度

株主各位：

貴社株主総会における法定監査人としての選任に基づき、私たちは、貴社に対し2015年12月31日をもって終了する年度に係る以下について、ここに報告する。

- ・ 添付のフランス電力（以下、「グループ」という。）の連結財務諸表の監査
- ・ 私たちの評価の妥当性
- ・ 法律により定められている特定の検証

連結財務諸表は取締役会の承認を受けている。私たちの責任は、私たちの監査に基づいて、これらの連結財務諸表に対する意見を表明することにある。

1. 連結財務諸表に対する意見

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。これらの基準は、私たちに連結財務諸表に重要な虚偽の表示がないかどうかについて合理的な保証を得るために、監査を計画し実施することを求めている。監査は、連結財務諸表上の金額および開示事項の基礎となった証拠をサンプリングによる試査またはその他の抽出方法により検証することを含んでいる。監査はまた、採用された会計方針および行われた重要な見積りの評価も含め全体としての連結財務諸表の表示を検討することを含んでいる。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。

私たちの意見では、当該年度の連結財務諸表は、欧州連合において採択されたIFRSに準拠して、グループの資産負債および財政状態、ならびにグループの経営成績について真実かつ公正な概観を与えている。

私たちの意見を限定することなく、私たちは、原子力発電関連長期引当金の評価額について、注意を喚起する。これは、連結財務諸表に対する注記1.3.2.1および29に記載されている通り、経営者の最善の見積りおよび仮定に依るものである。この評価額は、技術的なプロセス、費用、インフレ率、長期割引率、注記1.3.2に記載された背景においてフランスで40年に維持されている原子力発電所の減価償却期間、および予測現金支出額に関して行われた仮定に対して敏感に反応する。これらの変数に変更があった場合には、引当金の額が大幅に訂正される可能性がある。

2. 評価の妥当性

フランス商法L.823－9条の求めるところに従い、私たちは、以下の事項に関連して私たち自身の評価を行っている点について、注意を喚起する。

会計方針

グループの会計原則および方法に対する私たちの評価の一環として、私たちは、2015年12月31日現在で欧州連合において採択されているIFRSによって強制されていないか、個別に扱われていない分野である、温室効果ガス排出枠の会計処理に関する注記1.3.28.1に記載されている開示事項の適切性について検証した。

経営者による判断および見積り

連結財務諸表に対する注記1.3.2には、グループの資産の超長期サイクルに適したマクロ経済に関する仮定に基づき、経営者が判断を行い見積りを設定する、慎重に取り扱うべき主な会計方針が記載されている。これらの見積りは著しい市場の下落という状況において行われたものであり、そのため中期の経済見通しの評価が困難であることから、将来の実績と異なる可能性がある。

具体的には、グループは以下に関連する情報を連結財務諸表に対する注記に記載している。

- ・ のれんおよび長期性資産の減損テストに使用された主要な仮定および兆候ならびに期中に認識された減損（注記1.3.15、13および23）
- ・ 従業員給付引当金、その他の引当金および偶発債務（注記31、32および45）
- ・ 2013年1月14日に公表され2016年1月26日付政府書簡により改訂されたEDF SAとフランス政府との間の合意に準拠した、公共電力サービス拠出金（Contribution au Service Public de l'Électricité）の填補不足額の会計処理に使用された方法（注記4.3および36.3）

私たちの手続は、これらの基礎となった見積り、データおよび仮定、ならびに該当する場合には法律意見を評価し、技術データおよびグループが実施した計算を試査を基礎としてレビューし、過年度の会計上の見積りを対応する実績値と比較し、これらの見積りに対する経営者の承認手続きをレビューし、連結財務諸表に対する注記において適切な開示が行われているかを検証することを含んでいる。

これらの評価は、全体としての連結財務諸表に対する私たちの監査の一環として行われたものであり、本報告書の第一の区分において表明した私たちの監査意見の形成に寄与している。

3. 特定の検証

法律の定めるところにより、私たちはまた、フランスにおいて適用される職業上の基準に準拠して、経営報告書に記載されたグループに関する情報についても検証した。

その適正な表示および連結財務諸表との整合性に関して、私たちが報告すべき事項はない。

パリ・ラ・デファンスおよびヌイイ・スール・セヌ、2016年2月15日

法 定 監 査 人

KPMG オーディット
KPMG S.A. の部門

デロイト・エ・アソシエ

Jacques-François Lethu

Patrick E. Suissa

Électricité de France S.A.

Registered office: 22 - 30, avenue de Wagram - 75008 Paris

Statutory Auditors' report on the financial statements

Year ended December 31, 2015

To the Shareholders,

In compliance with the assignment entrusted to us by your Annual General Meeting, we hereby report to you, for the year ended December 31, 2015, on:

- the audit of the accompanying financial statements of Électricité de France S.A. (the “Company”);
- the justification of our assessments;
- the specific verification and information required by law.

These financial statements have been approved by the Board of Directors. Our role is to express an opinion on these financial statements based on our audit.

1. Opinion on the financial statements

We conducted our audit in accordance with professional standards applicable in France; those standards require that we plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether the financial statements are free of material misstatement. An audit involves performing procedures, using sampling techniques or other methods of selection, to obtain audit evidence about the amounts and disclosures in the financial statements. An audit also includes evaluating the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates made, as well as the overall presentation of the financial statements. We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our audit opinion.

In our opinion, the financial statements give a true and fair view of the assets and liabilities and of the financial position of the Company as at December 31, 2015 and of the results of its operations for the year then ended in accordance with French accounting principles.

Without qualifying our opinion, we draw your attention to the valuation of long-term provisions relating to nuclear electricity production, which results from management's best estimates and assumptions as described in notes 1.15 and 28 to the financial statements. This valuation is sensitive to the assumptions made concerning technical processes, costs, inflation rates, long-term discount rates, depreciation period of the nuclear power plants which is maintained at 40 years in France in the context described in note 1.2, and forecast cash outflows. Changes in these parameters could lead to a material revision of the level of provisioning.

2. Justification of our assessments

In accordance with the requirements of article L. 823-9 of the French Commercial Code (“*Code de commerce*”) relating to the justification of our assessments, we bring to your attention the following matters:

Accounting principles and policies

Notes 1.3, note 1.7 and note 1.16 to the financial statements describe the principles and policies used for the accounting and valuation of revenues related to energy delivered but not yet measured nor billed, the valuation of financial investments and the determination of provisions for employee benefits.

As part of our assessment of the Company’s accounting principles and methods, we have verified the appropriateness of the accounting methods used by the Company and the information disclosed in the notes to the financial statements, as well as the accuracy of the implementation of these accounting methods.

Management judgments and estimates

Note 1.2 to the consolidated financial statements describes the main sensitive accounting policies for which management exercises judgment and makes estimates, based on macro-economic assumptions appropriate to the very long-term cycle of Company assets. It may be possible that future results could differ from those estimates which were made in a context of significant market decline, thus resulting in difficulties to assess the economic outlook in the medium term.

Particularly, the Company describes in the notes to the financial statements the information related to:

- the valuation of investments (notes 1.7.1 and 18);
- the provisions for employee benefits (notes 1.16 and 30), other provisions and contingent liabilities (notes 1.15, 27 and 37);
- the methods used to account for the shortfall in the compensation for the Contribution to the Electricity Public Service Costs (*Contribution au Service Public de l’Electricité*) in accordance with the agreement announced on January 14, 2013 between EDF SA and the French State, as revised by a ministerial letter on January 26, 2016 (notes 4.3 and 36.3).

Our procedures consisted in assessing these estimates, the data and assumptions, and as applicable, the legal opinions on which they are based, reviewing, on a test basis, the technical data and calculations performed by the Company, comparing accounting estimates of prior periods with corresponding actual amounts, reviewing the procedures for approving these estimates by management and finally verifying that the notes to the financial statements provide appropriate disclosures.

These assessments were made as part of our audit of the financial statements, taken as a whole, and therefore contributed to the opinion we formed which is expressed in the first part of this report.

3. Specific procedures and disclosures

We have also performed, in accordance with professional standards applicable in France, the specific verifications required by French law.

We have no matters to report as to the fair presentation and the consistency with the financial statements of the information given in the management report of the Board of Directors, and in the documents addressed to shareholders with respect to the financial position and the financial statements.

Concerning the information given in accordance with the requirements of article L.225-102-1 of the French Commercial Code relating to remunerations and benefits received by the directors and any other commitments made in their favour, we have verified its consistency with the financial statements or with the underlying information used to prepare these financial statements and, where applicable, with the information obtained by your Company from companies controlling your Company or controlled by it. Based on this work, we attest the accuracy and fair presentation of this information.

In accordance with French law, we have verified that the required information concerning the identity of the shareholders and holders of the voting rights has been properly disclosed in the management report.

Paris La Défense and Neuilly-sur-Seine, February 15, 2016

The Statutory Auditors

KPMG Audit
Department of KPMG S.A.

Deloitte & Associés

Jacques-François Lethu

Patrick E. Suissa

[次へ](#)

フランス電力

本社：ワグラム通り22－30、パリ75008

財務諸表に対する法定監査人の監査報告書

2015年12月31日終了年度

株主各位：

貴社年次株主総会によって委託された任務を遂行して、私たちは、貴社に対し2015年12月31日をもって終了する年度に係る以下について、ここに報告する。

- ・ 添付のフランス電力（以下、「会社」という。）の財務諸表の監査
- ・ 私たちの評価の妥当性
- ・ 法律により要求される特定の検証および情報

これらの財務諸表は取締役会の承認を受けている。私たちの責任は、私たちの監査に基づいて、これらの財務諸表に対する意見を表明することにある。

1. 財務諸表に対する意見

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。これらの基準は、私たちに財務諸表に重要な虚偽の表示がないかどうかについて合理的な保証を得るために、監査を計画し実施することを求めている。監査は、財務諸表上の金額および開示事項に関する監査証拠を入手するためにサンプリング手法またはその他の抽出方法により手続きを実施することを含んでいる。監査はまた、採用された会計方針の妥当性および行われた重要な会計上の見積りの合理性ならびに全体としての財務諸表の表示を評価することを含んでいる。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。

私たちの意見では、財務諸表は、フランスの会計原則に準拠して、会社の2015年12月31日現在の資産負債および財政状態、ならびに同日をもって終了する年度の経営成績について真実かつ公正な概観を与えている。

私たちの意見を限定することなく、私たちは、原子力発電関連長期引当金の評価額について注意を喚起する。当該事項は、財務諸表に対する注記1.15および28に記載されている通り、経営者の最善の見積りおよび仮定によるものである。この評価額は、技術的なプロセス、費用、インフレ率、長期割引率、注記1.2に記載された背景においてフランスで40年に維持されている原子力発電所の減価償却期間、および予測キャッシュ・アウトフローに関して行われた仮定に対して敏感に反応する。これらの変数に変更があった場合には、引当金の額が大幅に訂正される可能性がある。

2. 私たちの評価の妥当性

フランス商法（Code de commerce）L.823－9条の求めるところに従い、私たちの評価の妥当性に関連して、私たちは、以下の事項について注意を喚起する。

会計原則および方法

財務諸表に対する注記1.3、1.7および1.16には、引渡済であるが未計測かつ未請求のエネルギーに関連する収益の会計処理および評価、金融投資の評価および従業員給付引当金の決定に適用された原則および方針について記載されている。

会社の会計原則および方法に対する私たちの評価の一環として、私たちは、会社が適用した会計処理方法および財務諸表の注記に開示された情報の適切性、また、これらの会計処理方法の適用方法の適正性についての検証を行った。

会計上の見積り

連結財務諸表に対する注記1.2には、会社の資産の超長期サイクルに適したマクロ経済に関する仮定に基づき、経営者が判断を行い、見積りを設定する、慎重に取り扱うべき主な会計方針が記載されている。これらの見積りは著しい市況下落という状況において行われたものであり、そのため中期の経済見通しの評価が困難であることから、将来の実績と異なる可能性がある。

会社は財務諸表に対する注記において、特に以下に関連する情報を記載している。

- ・ 投資の評価（注記1.7.1および18）
- ・ 従業員給付引当金（注記1.16および30）、その他の引当金および偶発債務（注記1.15、27および37）
- ・ 2013年1月14日に発表され2016年1月26日付政府書簡により改訂されたEDF SAとフランス政府との間の合意に準拠した、公共電力サービス拠出金（Contribution au Service Public de l'Électricité）の填補不足額の会計処理に使用された方法（注記3.2および18.6）

私たちの手続は、これらの基礎となった見積り、データおよび仮定、ならびに該当する場合には法律意見を評価し、技術データおよび会社が実施した計算を試査を基礎としてレビューし、過年度の会計上の見積りを対応する実績値と比較し、これらの見積りに対する経営者の承認手続をレビューし、最後に財務諸表に対する注記において適切な開示が行われているかを検証することを含んでいる。

これらの評価は、全体としての財務諸表に対する私たちの監査の一環として行われたものであり、従って、本報告書の第一の区分において表明した私たちの監査意見の形成に寄与している。

3. 特定の手続きおよび開示

フランスにおいて適用される職業上の基準に準拠して、私たちはまた、フランスの法律が定める特定の検証を実施した。

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株主宛書類に示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。

フランス商法L.225-102-1条が定めるところに従って示された取締役の報酬および給付ならびに付与されたコミットメントに関する情報について、私たちは、財務諸表または財務諸表の作成に当たり使用された基礎となる情報、および、該当する場合には会社を支配する会社または会社の支配下にある会社から会社が入手した情報との整合性を検証した。こうした作業に基づき、私たちはこの情報の正確性および適正な表示を立証している。

フランスの法律に従って、私たちは、株主および議決権保有者の特定に関して要求される情報が経営報告書において適切に開示されていることを確認した。

パリ・ラ・デファンスおよびヌイイ・スール・セーヌ、2016年2月15日

法 定 監 査 人

KPMGオーディット
KPMG SAの部門

デロイト・エ・アソシエ

Jacques-François Lethu

Patrick E. Suissa