

【表紙】	
【提出書類】	有価証券報告書の訂正報告書
【根拠条文】	金融商品取引法第24条の2第1項
【提出先】	関東財務局長
【提出日】	平成29年1月16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・ベルナール・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 田 村 勇 人 同 金 村 直 弥
【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

1【提出理由】

平成28年6月30日に提出いたしました有価証券報告書につきまして、2014年12月31日に終了した事業年度に係る連結財務諸表および財務諸表に関する監査報告書を追加し、2015年12月31日に終了した事業年度に係る連結財務諸表および財務諸表に関する監査報告書の全部を差し替えるため、また、記載事項の一部を訂正するため、本有価証券報告書の訂正報告書を提出するものであります。

2【訂正事項】

表紙

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

(2) 提出会社の定款等に規定する制度

3 課税上の取扱い

第2 企業の概況

3 事業の内容

第3 事業の状況

4 事業等のリスク

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

第5 提出会社の状況

4 役員の状況

第6 経理の状況

1 財務書類

3 その他

4 日本とIFRSおよび日本とフランスとの会計原則の相違

(監査報告書)

2014年12月31日に終了した事業年度に係る連結財務諸表および財務諸表に関する監査報告書を追加するとともに、2015年12月31日に終了した事業年度に係る連結財務諸表および財務諸表に関する監査報告書の全部を差し替えております。

3【訂正箇所】

訂正箇所は下線で示しております。なお、「第一部 第1 1 会社制度等の概要」および「第一部 第1 3 課税上の取扱い」における訂正箇所については、有価証券報告書において下線が付されている箇所がありますが、本有価証券報告書の訂正報告書による訂正箇所のみ下線を付しております。ただし、「第一部 企業情報 第6 経理の状況 3 その他」に追加された「(3) 2014年12月31日に終了した事業年度の財務書類」については、全部が追加されていることから、便宜上、下線を付していません。

【表紙】

<訂正前>

(前 略)

(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。

(中 略)

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。

(中 略)

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。

(後 略)

<訂正後>

(前 略)

(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。

(中 略)

電気ガス産業国家基金 (CNIEG)

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。

(中 略)

電力のバリュー・チェーン

電力のバリュー・チェーンは、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。

(後 略)

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】

<訂正前>

(前 略)

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。

(中 略)

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。

(中 略)

⑧ 株主および株主総会

(中 略)

定足数

(中 略)

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。

(中 略)

⑨ 取締役、取締役会および会計監査役

(中 略)

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のみ職務を行う。

(中 略)

⑩ 株主総会

(i) 総会、参加要件、議決権

(中 略)

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。

(中 略)

(ii) 二重議決権

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

(中 略)

⑪ 株式の保有報告基準

(中 略)

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。

(中 略)

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。

<訂正後>

(前 略)

③ 設立

規制市場または多角的取引システムでの株式の取引が認められる株式会社の設立には、当社のようなフランス政府が大株主である会社(1983年7月26日付フランス法第83-675号第37条)を除いては、個人または法人である7人以上の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、金融商品市場に関する2004年4月21日付欧州議会および欧州理事会指令2004/39/ECの目的上の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。

(中 略)

⑤ 事業年度

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

(中 略)

⑧ 株主および株主総会

(中 略)

定足数

(中 略)

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みは、審議を行い、決議することができる。

(中 略)

⑨ 取締役、取締役会および会計監査役

(中 略)

取締役会の構成員の任期は4年間である。ただし、例外的に、2014年11月21日の株主総会後に選任された従業員を代表する取締役の最初の任期は5年とし、2014年11月21日の株主総会で任命された取締役の任期は2018年12月31日に終了する事業年度の財務書類を承認するために招集される定時株主総会の終了時に満了するものとする。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、取締役会の全員が改選されるまでの期間についてのみ職務を行う。

(中 略)

⑩ 株主総会

(i) 総会、参加要件、議決権

(中 略)

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

(特にインターネットによる) 隔地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。

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

(中 略)

(ii) 二重議決権

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

(中 略)

⑪ 株式の保有報告基準

(中 略)

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、定款に定める基準に関して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。

(中 略)

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社債の発行権限を1年間を限度に委任することができる。

(2) 【提出会社の定款等に規定する制度】

<訂正前>

(前 略)

① 目的 (定款第2条)

(中 略)

- ・ 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

(中 略)

⑱ 配当の支払方法 (定款第25条)

(中 略)

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。

(後 略)

<訂正後>

(前 略)

① 目的 (定款第2条)

(中 略)

- ・ 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実施、取得、利用または譲渡

(中 略)

⑱ 配当の支払方法 (定款第25条)

(中 略)

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、剰余金もしくは分配プレミアムまたは減資に関する決定も行うことができる。

(後 略)

3 【課税上の取扱い】

<訂正前>

(前 略)

(2) 社債に関する課税

(中 略)

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B0I-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、特定の当社債の発行に関して、かかる当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。）。当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、発行体による当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、当該当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。

（中 略）

(ii) 当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。

（中 略）

2010年3月1日以後に発行された当社債のうち、2010年3月1日より前に発行された当社債と併合（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当社債のうち、2010年3月1日より前に発行された当社債と併合（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。

（中 略）

さらに、2010年3月1日以後に発行された当社債で、2010年3月1日より前に発行された当社債と併合（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。

（後 略）

<訂正後>

（前 略）

（２） 社債に関する課税

（中 略）

① 当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当社債について

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当社債（2010年3月1日より前に発行された当社債と併合（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当社債を除く。）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。当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、当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。））、日仏租税条約のより有利な規定に従う。）。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、特定の当社債の発行に関して、かかる当社債の発行の主目的および結果が非協力国における利息その他の所得の支払を許容するものではないことを発行体が証明できる場合、非協力国において住所を有しもしくは設立された者に関連する支払がなされるという事由、またはかかる非協力国において

支払がなされるという事由のみでは、フランス一般租税法第125のA条IIIに定める75%の源泉徴収税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を要することなく、当該本社債の発行について例外規定の恩恵を受けることができる。

（中 略）

(ii) 本社債が規制市場またはフランス国内もしくは国外の多角的証券取引システムにおいて取引されることが認められている場合。ただし、かかる市場またはシステムが非協力国に存在するものではなく、かかる市場の運営が市場オペレーターもしくは投資サービス会社またはその他国外の類似の事業体により行われており、さらに、かかる市場オペレーター、投資サービス会社および事業体は、非協力国に存在するものではない場合に限る。

（中 略）

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

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

（中 略）

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

（後 略）

第2【企業の概況】

3【事業の内容】

<訂正前>

（前 略）

（2）当グループの事業の概要

（中 略）

① フランス国内の発電事業

（中 略）

（i）原子力発電

（中 略）

（ハ）環境、原子力の安全性および放射線防護

環境保護

（中 略）

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。

（中 略）

（ニ）核燃料サイクルおよび関連する問題

（中 略）

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。

(中 略)

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、その後はラークにあるAREVAの再処理工場のプールにおいて、冷却プールの水中に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、ラークの敷地の特定の施設において一時的に貯蔵される。

(中 略)

④ フランスの規制業務

(中 略)

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

(中 略)

(イ) ERDFの組織

(中 略)

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。）。

(中 略)

(ロ) 配電事業

(中 略)

サービスの質

(中 略)

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。

(中 略)

⑤ EDFグループの国際事業

(i) 英国

(中 略)

(ロ) 事業

(中 略)

(d) 顧客事業

(中 略)

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。

(中 略)

⑥ エネルギー・サービスおよびその他事業

(中 略)

(iv) Électricité de Strasbourg (ÉS)

(中 略)

(イ) 配電

(中 略)

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。

(中 略)

(v) その他の株式持分

(中 略)

(ロ) その他の株式持分

(中 略)

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、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。

(後 略)

<訂正後>

(前 略)

(2) 当グループの事業の概要

(中 略)

① フランス国内の発電事業

(中 略)

(i) 原子力発電

(中 略)

(ハ) 環境、原子力の安全性および放射線防護

環境保護

(中 略)

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中間貯蔵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。

(中 略)

(ニ) 核燃料サイクルおよび関連する問題

(中 略)

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年まで供給を保証するために2014年に更新されている。

(中 略)

EDFの原子力発電所からの使用済燃料の処理

処理前の使用済燃料は、まずは発電所のプール、その後はラアグにあるAREVAの再処理工場のプールにおいて、冷却プールの中水に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、ラアグの敷地の特定の施設において一時的に貯蔵される。

(中 略)

④ フランスの規制業務

(中 略)

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

(中 略)

(イ) ERDFの組織

(中 略)

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社の配電網事業が分割された。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。）。

(中 略)

(ロ) 配電事業

(中 略)

サービスの質

(中 略)

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。

(中 略)

⑤ EDFグループの国際事業

(i) 英国

(中 略)

(ロ) 事業

(中 略)

(d) 顧客事業

(中 略)

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。

(中 略)

⑥ エネルギー・サービスおよびその他事業

(中 略)

(iv) Électricité de Strasbourg (ÉS)

(中 略)

(イ) 配電

(中 略)

ESR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。

(中 略)

(v) その他の株式持分

(中 略)

(ロ) その他の株式持分

(中 略)

最後に地方配電会社またはLDC (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。

(後 略)

<訂正前>

(3) 法令および規制に関する環境

(中 略)

③ 電力市場の規制

(中 略)

(ii) フランスの規制：エネルギー法

(中 略)

特定の発電子会社に係る支援機構

(中 略)

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）を持つ

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。

（中 略）

⑥ 環境、原子力、健康、衛生および安全性に適用される規制

（中 略）

（ii） EDFグループの施設および事業に適用される規制

（中 略）

（ロ） 基礎原子力施設に適用される特別な規制

（中 略）

原子力発電事業者の民事責任

（中 略）

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。

（中 略）

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

（中 略）

（i） 欧州レベルでの今後の規制

（中 略）

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。

（後 略）

<訂正後>

（3） 法令および規制に関する環境

（中 略）

③ 電力市場の規制

（中 略）

（ii） フランスの規制：エネルギー法

（中 略）

特定の発電子会社に係る支援機構

（中 略）

第1に、購入義務制度は、フランス・エネルギー法第L.314-1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。

（中 略）

⑥ 環境、原子力、健康、衛生および安全性に適用される規制

（中 略）

（ii） EDFグループの施設および事業に適用される規制

（中 略）

（ロ） 基礎原子力施設に適用される特別な規制

(中 略)

原子力発電事業者の民事責任

(中 略)

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80百万ユーロに引き上げられた。

(中 略)

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

(中 略)

(i) 欧州レベルでの今後の規制

(中 略)

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%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。

(後 略)

第3【事業の状況】

4【事業等のリスク】

<訂正前>

(前 略)

(1) 当グループが晒されるリスク

(中 略)

③ 当グループの原子力事業に関する特定リスク

(中 略)

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。

(後 略)

<訂正後>

(前 略)

(1) 当グループが晒されるリスク

(中 略)

③ 当グループの原子力事業に関する特定リスク

(中 略)

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が下される可能性がある。

（後 略）

<訂正前>

（2）当グループの事業管理および統制組織

（中 略）

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

（中 略）

フランス

（中 略）

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。

（後 略）

<訂正後>

（2）当グループの事業管理および統制組織

（中 略）

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

（中 略）

フランス

（中 略）

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。

（後 略）

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】

<訂正前>

（前 略）

（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。）

（中 略）

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

（中 略）

（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

（中 略）

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。

（中 略）

⑥ 規制環境

(i) フランス

(中 略)

(ハ) CSPE

(中 略)

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。

(中 略)

(ホ) フランスの規制電力販売料金

(中 略)

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。

(中 略)

(iii) ベルギー

原子力発電所

(中 略)

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。

(後 略)

<訂正後>

(前 略)

(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。）

(中 略)

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

(中 略)

(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

(中 略)

かかる投資は、EDF Investの「インフラ」財源のほか、TIGF、PorterbrookおよびRTEに割り当てられた。

(中 略)

⑥ 規制環境

(i) フランス

(中 略)

(ハ) CSPE

(中 略)

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オ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。

（中 略）

（ホ） フランスの規制電力販売料金

（中 略）

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。

（中 略）

（iii） ベルギー

原子力発電所

（中 略）

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（スライド制前）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。

（後 略）

<訂正前>

（４） 2014年および2015年の事業および連結損益計算書の分析

（中 略）

① 売上高

（中 略）

（i） グループ売上高の増減

（中 略）

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

（中 略）

（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。

（中 略）

② 減価償却費および償却費控除前営業利益（EBITDA）

（中 略）

（ii） 連結EBITDAの増減およびセグメントごとの分析

(中 略)

(イ) フランス

(中 略)

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。）

(中 略)

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。

(中 略)

③ 営業利益（EBIT）

(中 略)

(ii) 減価償却費および償却費（純額）

(中 略)

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。

(後 略)

<訂正後>

(4) 2014年および2015年の事業および連結損益計算書の分析

(中 略)

① 売上高

(中 略)

(i) グループ売上高の増減

(中 略)

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、グループ売上高における本業の成長率は0.6%の下落となった。

(ii) セグメントごとの売上高の増減

(中 略)

(ロ) 英国

英国のグループ売上高に対する貢献は、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。

(中 略)

② 減価償却費および償却費控除前営業利益（EBITDA）

(中 略)

(ii) 連結EBITDAの増減およびセグメントごとの分析

(中 略)

(イ) フランス

(中 略)

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。）

(中 略)

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、ならびに引当金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。

(中 略)

③ 営業利益（EBIT）

(中 略)

(ii) 減価償却費および償却費（純額）

(中 略)

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、主として石炭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（純額）は、探鉱費用の増加により142百万ユーロ増加した。

(後 略)

<訂正前>

(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。）。

(中 略)

・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。

(中 略)

(ii) 投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）

(中 略)

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。

(中 略)

(iii) 財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）

(中 略)

・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。

(中 略)

② 純負債額

(中 略)

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。

(後 略)

<訂正後>

(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
関連会社およびジョイント・ベンチャーからの受取配当金	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。）。

（中 略）

・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、減価償却および償却費、引当金ならびに公正価値の変動調整後の税引前利益。

（中 略）

(ii) 投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）

（中 略）

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。かかる減少は、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。

（中 略）

(iii) 財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）

（中 略）

・借入債務の発行（償還分控除後）における7,662百万ユーロの増加。

（中 略）

② 純負債額

（中 略）

当グループの純負債額は、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。

（後 略）

<訂正前>

(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

（中 略）

(i) 流動性ポジションおよび流動性リスクの管理

（中 略）

(ロ) 流動性リスクの管理

（中 略）

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%

(I) 資金を受領した日。

(中 略)

(iii) 為替リスク管理

(中 略)

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

(I) 外国子会社の負債および純資産のヘッジ。

(中 略)

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

(I) 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。

(中 略)

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・レアル (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。

(中 略)

(v) 株式リスク管理

(中 略)

EDFの原子力債務の填補

(中 略)

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。

(中 略)

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。

(中 略)

(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

(中 略)

ガバナンスおよび管理原則

(中 略)

—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)

(中 略)

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

(中 略)

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。

(中 略)

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

(中 略)

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。

(中 略)

③ 保険により管理可能なリスクの管理

(中 略)

- ・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。

(後 略)

<訂正後>

(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

(中 略)

(i) 流動性ポジションおよび流動性リスクの管理

(中 略)

(ロ) 流動性リスクの管理

(中 略)

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%
債券	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%
債券	EDF	2009年1月	2019年1月	2,000	米ドル	6.50%
債券	EDF	2014年1月	2019年1月	1,250	米ドル	2.15%
債券	EDF	2010年1月	2020年1月	1,400	米ドル	4.60%
債券	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%
債券 (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%
債券	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%
債券	EDF	2014年1月	2044年1月	1,000	米ドル	4.88%
債券	EDF	2015年10月	2045年10月	1,500	米ドル	4.75%
債券	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%
債券	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。

(中 略)

(iii) 為替リスク管理

(中 略)

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。

(中 略)

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	管理後の純資産
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。

(中 略)

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%の資本 への影響	通貨別の管理 後の純資産	ユーロ換算さ れた管理後の 純資産	為替レート変 動10%の資本 への影響
米ドル	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・レアル (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。

(中 略)

(v) 株式リスク管理

(中 略)

EDFの原子力債務の補填

(中 略)

EDF SA、EDF EnergyおよびBritish Energyの従業員給付債務の補填

EDFの従業員給付債務に充てられた資産の一部は、国際株式市場および欧州株式市場において投資されている。したがって、市場動向がこれらの資産の価値に影響を与え、株価が下落することにより、貸借対照表上の引当金が増加する。

2015年12月31日現在、EDFの従業員給付債務に充てられた資産の29.5% (3.1十億ユーロ分の株式) が、株式に投資された。

(中 略)

CENGファンド

CENGは、原子力発電所の廃炉および従業員給付債務のために設定されたファンドの管理において、株式のリスクに晒されている。

(中 略)

(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

(中 略)

ガバナンスおよび管理原則

(中 略)

－証券の種類別（国債または国際機関債、担保付社債および類似の社債）

(中 略)

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
ヘッジ、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

(中 略)

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利上げが、激しく不安定な情勢にさらに影響を与え、投資家は、ECBによるさらなる金融緩和政策がこれらの懸念を払拭するのに十分であったとは考慮しなかった。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。

(中 略)

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、債券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

期において債券／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。債券においては、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（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。）が専用資産であった。

専用資産のリスクへのエクスポージャー

（中 略）

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。

（中 略）

③ 保険により管理可能なリスクの管理

（中 略）

- ・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険会社である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。

（後 略）

<訂正前>

(8) 後発事象

（中 略）

フラマンビルEPR：原子炉容器の試験プログラムの推進

（中 略）

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。

（後 略）

<訂正後>

(8) 後発事象

（中 略）

フラマンビルEPR：原子炉容器の試験プログラムの推進

（中 略）

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にすることである。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。

（後 略）

<訂正前>

(10) 後発事象

（中 略）

② 2016年5月10日－四半期財務情報

（中 略）

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。

（後 略）

<訂正後>

(10) 後発事象

（中 略）

② 2016年5月10日－四半期財務情報

（中 略）

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 による変動 (%)	連結範囲の 変更による 変動 (%)	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。

（後 略）

第5【提出会社の状況】

4【役員の状況】

<訂正前>

（前 略）

(1) 取締役会の構成員および機能

① 取締役会の構成員

（中 略）

株主総会により任命された取締役

（中 略）

マリー・クリスティーン・ルプティ（54歳）

当社における役職

フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役

取締役会に任命された日

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

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・ジュベ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・ロカール氏が議長を務めた専門家による「エネルギーにおける気候の寄与」に関する協議会の報告書に連署した。また同氏は、エドゥアール・バラデュール氏が事務長を務めた地方自治体改革委員会に常任理事として参加し、リオネル・ジョスパン氏が議長を行う国民生活再生・倫理委員会の委員でもある。同氏は、2012年3月から、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 muséus nationaux*）およびシャンゼリゼのグラン・パレ（*Grand Palais des Champs-Élysnes*）の公的機関の理事を務めている。

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 musées 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

（後 略）

<訂正後>

（前 略）

（1）取締役会の構成員および機能

① 取締役会の構成員

（中 略）

株主総会により任命された取締役

（中 略）

マリー・クリスティーン・ルプティ（54歳）

当社における役職
フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役

取締役会に任命された日
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

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・ロカール氏が議長を務めた専門家による「エネルギーにおける気候の寄与」に関する協議会の報告書に連署した。また同氏は、エドゥアール・バラデュール氏が事務長を務めた地方自治体改革委員会に常任理事として参加し、リオネル・ジョスパン氏が議長を行う国民生活再生・倫理委員会の委員でもある。同氏は、2012年3月から、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 muséus 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。

保有株式数

0

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

国籍

フランス

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 muséus 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

(後 略)

<訂正前>

(5) 報酬および手当

① 役員の報酬

(中 略)

(i) 会長兼最高経営責任者の報酬総額

(中 略)

(ロ) 会長兼最高経営責任者の報酬の設定

(中 略)

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。

(後 略)

<訂正後>

(5) 報酬および手当

① 役員の報酬

(中 略)

(i) 会長兼最高経営責任者の報酬総額

(中 略)

(ロ) 会長兼最高経営責任者の報酬の設定

(中 略)

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。

(後 略)

第6【経理の状況】

1【財務書類】

<訂正前>

(1) 連結財務諸表

(前 略)

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 帰属する 純利益	合計	EDFの純利益	非支配持分に 帰属する 純利益	合計
(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 帰属する 純利益	合計	EDFの純利益	非支配持分に 帰属する 純利益	合計
(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。

(中 略)

連結財務諸表に対する注記

(中 略)

注記1. グループの会計方針

(中 略)

1.3 主要な会計処理および評価方法の要約

(中 略)

1.3.8 法人所得税

(中 略)

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。

(中 略)

1.3.15 のれん、無形資産および有形固定資産の減損

(中 略)

- ・ 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

(中 略)

注記31. 従業員給付引当金

(中 略)

31.1 EDFグループ

(中 略)

31.1.2 雇用後および長期従業員給付費用

(中 略)

- ・ 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。

(中 略)

注記40. 市場リスクおよび相手先リスクの管理

(中 略)

- ・ 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。

(後 略)

<訂正後>

(1) 連結財務諸表

(前 略)

純利益および自己資本直入損益計算書

(単位：百万ユーロ)	2015年度			2014年度		
	EDFの純利益	非支配持分に 帰属する 純利益	合計	EDFの純利益	非支配持分に 帰属する 純利益	合計
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

(単位：億円)	2015年度			2014年度		
	EDFの純利益	非支配持分に 帰属する 純利益	合計	EDFの純利益	非支配持分に 帰属する 純利益	合計
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。

(中 略)

連結財務諸表に対する注記

(中 略)

注記1. グループの会計方針

(中 略)

1.3 主要な会計処理および評価方法の要約

(中 略)

1.3.8 法人所得税

(中 略)

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からの支払であるため関連する税効果は当期の純利益に含まれると考えている。

(中 略)

1.3.15 のれん、無形資産および有形固定資産の減損

(中 略)

- ・ 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

(中 略)

注記31. 従業員給付引当金

(中 略)

31.1 EDFグループ

(中 略)

31.1.2 雇用後および長期従業員給付費用

(中 略)

- ・ 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。

(中 略)

注記40. 市場リスクおよび相手先リスクの管理

(中 略)

- ・ 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。
 - － 従業員給付債務のカバレッジ：連結財務諸表に対する注記31.2.5および31.3.4。

(後 略)

<訂正前>

(2) 個別財務諸表

(中 略)

財務諸表に対する注記

(中 略)

注記33. 金融負債

(中 略)

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

(中 略)

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

(後 略)

<訂正後>

(2) 個別財務諸表

(中 略)

財務諸表に対する注記

(中 略)

注記33. 金融負債

(中 略)

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				ヘッジ手段の影響		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

(中 略)

33.2 ヘッジ手段前後の金利種別借入債務の内訳

貸借対照表の負債構造	ヘッジ手段 の影響	ヘッジ後負債構造

(単位：百万ユーロ)	合計	2015年12月 31日現在 (%)	2014年12月 31日現在 (%)	合計	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

(後 略)

3【その他】

<訂正前>

(前 略)

(2) 訴訟および仲裁手続

(中 略)

① EDFに関する法的手続

フランス一般電力網 (Réseau d'alimentation général (RAG))

(中 略)

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、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。

(中 略)

アスベスト

(中 略)

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。

(中 略)

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。

(中 略)

② EDFの子会社および持分に関する法的手続

(中 略)

TURPE 3 およびTURPE 4の金額決定に対する異議

(中 略)

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の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。

(中 略)

アレッサンドリアの検察官による手続

(中 略)

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。

(中 略)

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 (QCC) 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、QCC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。

(後 略)

<訂正後>

(前 略)

(2) 訴訟および仲裁手続

(中 略)

① EDFに関する法的手続

フランス一般電力網 (Réseau d'alimentation général (RAG))

(中 略)

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引当金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。

(中 略)

アスベスト

(中 略)

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、雇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。

(中 略)

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家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。

(中 略)

② EDFの子会社および持分に関する法的手続

(中 略)

TURPE 3 および TURPE 4 の金額決定に対する異議

(中 略)

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。

(中 略)

アレッサンドリアの検察官による手続

(中 略)

管轄権を有する裁判官は、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。

(中 略)

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 (QCC) 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、QCC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。

(中 略)

(3) 2014年12月31日に終了した事業年度の財務書類

2014年12月31日に終了した事業年度の財務書類を、参考情報として、以下のとおり掲載する。

(注) 本「(3) 2014年12月31日に終了した事業年度の財務書類」において「円」で表示されている金額は、2015年5月29日現在の東京外国為替市場における対顧客電信直物相場仲値、1ユーロ=135.61円の換算レートで換算されたものである。

[次へ](#)

(1) 連結財務諸表

連結損益計算書

	注記	2014年度		2013年度(1)	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
売上高	7	72,874	98,824	71,916	97,525
購入燃料およびエネルギー費用	8	(36,704)	(49,774)	(38,116)	(51,689)
その他の対外費用	9	(9,181)	(12,450)	(8,287)	(11,238)
人件費	10	(11,785)	(15,982)	(11,291)	(15,312)
法人所得税以外の税金	11	(3,593)	(4,872)	(3,481)	(4,721)
その他の営業収益および営業費用	12	5,668	7,686	5,358	7,266
減価償却費および償却費控除前営業利益		17,279	23,432	16,099	21,832
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		203	275	14	19
減価償却費および償却費（純額）		(7,940)	(10,767)	(7,154)	(9,702)
委譲運営有形固定資産更新引当金の純増加額		(157)	(213)	(227)	(308)
（減損）／戻入	13	(1,189)	(1,612)	(617)	(837)
その他の収益および費用	14	(212)	(287)	219	297
営業利益		7,984	10,827	8,334	11,302
総金融負債に係る費用	15.1	(2,243)	(3,042)	(2,262)	(3,067)
割引の影響	15.2	(2,996)	(4,063)	(2,931)	(3,975)
その他の金融収益および費用	15.3	2,688	3,645	2,251	3,053
金融損益	15	(2,551)	(3,459)	(2,942)	(3,990)
連結会社の税引前利益		5,433	7,368	5,392	7,312
法人所得税	16	(1,839)	(2,494)	(1,896)	(2,571)
関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分	23	179	243	262	355
グループの純利益		3,773	5,117	3,758	5,096
EDFの純利益		3,701	5,019	3,517	4,769
非支配持分に帰属する純利益		72	98	241	327
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		1.78	241	1.84	250
希薄化後1株当たり利益		1.78	241	1.84	250

(1) 2013年度の数値は、IFRS第10号およびIFRS第11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）。

純利益および自己資本直入損益計算書

(単位：百万ユーロ)	2014年度			2013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
グループの純利益	3,701	72	3,773	3,517	241	3,758
売却可能金融資産の公正価値の変動総額(2)	535	-	535	656	-	656
関連する税効果	(160)	-	(160)	(228)	-	(228)
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	3	-	3	87	-	87
売却可能金融資産の公正価値の変動	378	-	378	515	-	515
ヘッジ手段の公正価値の変動総額(2)	(1,984)	(19)	(2,003)	810	4	814
関連する税効果	427	5	432	(197)	-	(197)
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	(27)	-	(27)	43	-	43
ヘッジ手段の公正価値の変動	(1,584)	(14)	(1,598)	656	4	660
換算調整—被支配事業体	1,395	187	1,582	(548)	(78)	(626)
換算調整—関連会社および共同支配企業	482	-	482	(198)	-	(198)
換算調整	1,877	187	2,064	(746)	(78)	(824)
後に損益に振り替えられる自己資本直入損益	671	173	844	425	(74)	351
雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動総額	(4,629)	18	(4,611)	93	(17)	76
関連する税効果	245	(4)	241	(58)	3	(55)
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	(177)	-	(177)	18	-	18
雇用後給付に係る数理計算上の損益	(4,561)	14	(4,547)	53	(14)	39
後に損益に振り替えられない自己資本直入損益	(4,561)	14	(4,547)	53	(14)	39
自己資本直入損益合計	(3,890)	187	(3,703)	478	(88)	390
純利益および自己資本直入損益	(189)	259	70	3,995	153	4,148

(単位：億円)	2014年度			2013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
グループの純利益	5,019	98	5,117	4,769	327	5,096
売却可能金融資産の公正価値の変動総額(2)	726	-	726	890	-	890
関連する税効果	(217)	-	(217)	(309)	-	(309)
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	4	-	4	118	-	118
売却可能金融資産の公正価値の変動	513	-	513	698	-	698
ヘッジ手段の公正価値の変動総額(2)	(2,691)	(26)	(2,716)	1,098	5	1,104
関連する税効果	579	7	586	(267)	-	(267)
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	(37)	-	(37)	58	-	58
ヘッジ手段の公正価値の変動	(2,148)	(19)	(2,167)	890	5	895
換算調整—被支配事業体	1,892	254	2,145	(743)	(106)	(849)
換算調整—関連会社および共同支配企業	654	-	654	(269)	-	(269)
換算調整	2,545	254	2,799	(1,012)	(106)	(1,117)
後に損益に振り替えられる自己資本直入損益	910	235	1,145	576	(100)	476
雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動総額	(6,277)	24	(6,253)	126	(23)	103
関連する税効果	332	(5)	327	(79)	4	(75)
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	(240)	-	(240)	24	-	24
雇用後給付に係る数理計算上の損益	(6,185)	19	(6,166)	72	(19)	53
後に損益に振り替えられない自己資本直入損益	(6,185)	19	(6,166)	72	(19)	53
自己資本直入損益合計	(5,275)	254	(5,022)	648	(119)	529
純利益および自己資本直入損益	(256)	351	95	5,418	207	5,625

- (1) 2013年度の公表数値は、IFRS第10号およびIFRS第11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) 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	2014年12月31日現在		2013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	9,694	13,146	9,081	12,315
その他の無形資産	19	8,884	12,048	7,860	10,659
フランスの公共配電委譲運営有形固定資産	20	50,257	68,154	48,796	66,172
その他の業務に係る委譲運営有形固定資産	21	7,851	10,647	7,450	10,103
発電用その他のグループ所有有形固定資産	22	69,392	94,102	64,561	87,551
関連会社および共同支配企業に対する投資	23	10,989	14,902	11,479	15,567
非流動金融資産	36	33,485	45,409	29,611	40,155
その他の非流動債権		2,024	2,745	1,924	2,609
繰延税金資産	16.3	2,626	3,561	2,171	2,944
非流動資産		195,202	264,713	182,933	248,075
棚卸資産	24	14,747	19,998	14,204	19,262
営業債権	25	23,176	31,429	21,892	29,688
流動金融資産	36	20,752	28,142	17,847	24,202
当期税金資産		600	814	554	751
その他の流動債権	26	8,793	11,924	7,239	9,817
現金および現金同等物	37	4,701	6,375	5,096	6,911
流動資産		72,769	98,682	66,832	90,631
売却目的保有に分類された資産	46	18	24	1,154	1,565
資産合計		267,989	363,420	250,919	340,271

	注記	2014年12月31日現在		2013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	930	1,261	930	1,261
EDFの純利益および連結剰余金		34,261	46,461	33,277	45,127
自己資本（EDF持分）		35,191	47,723	34,207	46,388
自己資本（非支配持分）	27.5	5,419	7,349	4,998	6,778
自己資本合計	27	40,610	55,071	39,205	53,166
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	42,398	57,496	40,427	54,823
非原子力施設廃止引当金	30	1,297	1,759	1,182	1,603
従業員給付引当金	31	23,060	31,272	18,381	24,926
その他の引当金	32	1,841	2,497	1,480	2,007
非流動引当金	28	68,596	93,023	61,470	83,359
フランスの公共配電特別委譲負債	33	44,346	60,138	43,454	58,928
非流動金融負債	38	47,274	64,108	41,413	56,160
その他の非流動負債	35	4,956	6,721	5,001	6,782
繰延税金負債	16.3	4,315	5,852	4,242	5,753
非流動負債		169,487	229,841	155,580	210,982
流動引当金	28	5,254	7,125	4,834	6,555
営業債務	34	14,864	20,157	14,157	19,198
流動金融負債	38	14,184	19,235	14,647	19,863
当期税金負債		441	598	1,340	1,817
その他の流動負債	35	23,149	31,392	21,156	28,690
流動負債		57,892	78,507	56,134	76,123
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		267,989	363,420	250,919	340,271

(1) 2013年度の公表数値は、IFRS第10号およびIFRS第11号の遡及適用ならびにその他の負債およびその他の債権の流動／非流動分類の変更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

		2014年度		2013年度(1)	
	注記	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		5,433	7,368	5,392	7,312
減損(戻入)		1,189	1,612	617	837
減価償却費および償却費、引当金繰入額ならびに公正価値の変動		8,981	12,179	9,245	12,537
金融収益および費用		1,068	1,448	1,488	2,018
関連会社および共同支配企業からの受取配当金		672	911	369	500
資産譲渡損益		(1,311)	(1,778)	(880)	(1,193)
運転資本の変動	43.1	(1,041)	(1,412)	(1,711)	(2,320)
営業によるキャッシュ・フロー（純額）		14,991	20,329	14,520	19,691
金融費用支出（純額）		(1,752)	(2,376)	(1,719)	(2,331)
法人所得税支払額		(2,614)	(3,545)	(1,936)	(2,625)
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）		10,625	14,409	10,865	14,734
投資活動：					
持分投資の取得/処分、取得/譲渡現金控除後		1,308	1,774	749	1,016
無形資産および有形固定資産への投資	43.2	(13,721)	(18,607)	(13,042)	(17,686)
無形資産および有形固定資産の売却による収入（純額）		314	426	229	311
金融資産の変動		(294)	(399)	357	484
投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）		(12,393)	(16,806)	(11,707)	(15,876)
財務活動：					
非支配株主との取引(2)		355	481	162	220
親会社の支払配当金	27.3	(2,327)	(3,156)	(2,144)	(2,907)
非支配株主に対する支払配当金		(229)	(311)	(301)	(408)
自己株式の買入/売却		2	3	4	5
株主とのキャッシュ・フロー		(2,199)	(2,982)	(2,279)	(3,091)
借入債務の発行		6,894	9,349	5,158	6,995
借入債務の返済		(7,470)	(10,130)	(8,263)	(11,205)
永久劣後債の発行	27.4	3,970	5,384	6,125	8,306
永久劣後債の持参人に対する支払額	27.4	(388)	(526)	(103)	(140)
委譲運営資産に対する受取拠出金		177	240	171	232
投資補助金		239	324	87	118
財務活動によるその他のキャッシュ・フロー		3,422	4,641	3,175	4,306
財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）		1,223	1,659	896	1,215
現金および現金同等物の純増加／（減少）額		(545)	(739)	54	73
現金および現金同等物の期首残高		5,096	6,911	5,035	6,828
現金および現金同等物の純増加（減少）額		(545)	(739)	54	73
為替変動の影響		113	153	14	19
現金および現金同等物に係る金融収益		17	23	16	22
組替の影響		20	27	(23)	(31)
現金および現金同等物の期末残高	37	4,701	6,375	5,096	6,911

- (1) 2013年度の公表数値は、IFRS第10号およびIFRS第11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) 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
2012年12月31日現在自己資本	924	(33)	1,593	(1,109)	24,882	26,257	4,854	31,111
会計処理方法の変更による再表示(1)	-	-	-	-	-	-	262	262
2012年12月31日現在自己資本 (再表示) (1)	924	(33)	1,593	(1,109)	24,882	26,257	5,116	31,373
自己資本直入損益	-	-	(746)	1,171	53	478	(88)	390
純利益	-	-	-	-	3,517	3,517	241	3,758
純利益および自己資本直入損益	-	-	(746)	1,171	3,570	3,995	153	4,148
永久劣後債の発行	-	-	-	-	6,125	6,125	-	6,125
永久劣後債に係る支払	-	-	-	-	(103)	(103)	-	(103)
支払配当金	-	-	-	-	(2,315)	(2,315)	(297)	(2,612)
自己株式の買入/売却	-	(14)	-	-	-	(14)	-	(14)
EDFの増資(4)	6	-	-	-	165	171	-	171
その他の変動	-	-	-	-	91	91	26	117
2013年12月31日現在自己資本 (再表示) (1)	930	(47)	847	62	32,415	34,207	4,998	39,205
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	930	(41)	2,724	(1,144)	32,722	35,191	5,419	40,610

(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
2012年12月31日現在自己資本	1,253	(45)	2,160	(1,504)	33,742	35,607	6,583	42,190
会計処理方法の変更による再表示(1)	-	-	-	-	-	-	355	355
2012年12月31日現在自己資本 (再表示) (1)	1,253	(45)	2,160	(1,504)	33,742	35,607	6,938	42,545
自己資本直入損益	-	-	(1,012)	1,588	72	648	(119)	529
純利益	-	-	-	-	4,769	4,769	327	5,096
純利益および自己資本直入損益	-	-	(1,012)	1,588	4,841	5,418	207	5,625
永久劣後債の発行	-	-	-	-	8,306	8,306	-	8,306
永久劣後債に係る支払	-	-	-	-	(140)	(140)	-	(140)
支払配当金	-	-	-	-	(3,139)	(3,139)	(403)	(3,542)
自己株式の買入/売却	-	(19)	-	-	-	(19)	-	(19)
EDFの増資(4)	8	-	-	-	224	232	-	232
その他の変動	-	-	-	-	123	123	35	159
2013年12月31日現在自己資本 (再表示) (1)	1,261	(64)	1,149	84	43,958	46,388	6,778	53,166
自己資本直入損益	-	-	2,545	(1,635)	(6,185)	(5,275)	254	(5,022)
純利益	-	-	-	-	5,019	5,019	98	5,117
純利益および自己資本直入損益	-	-	2,545	(1,635)	(1,166)	(256)	351	95
永久劣後債の発行(3)	-	-	-	-	5,384	5,384	-	5,384
永久劣後債に係る支払	-	-	-	-	(526)	(526)	-	(526)
支払配当金	-	-	-	-	(3,156)	(3,156)	(300)	(3,455)
自己株式の買入/売却	-	8	-	-	-	8	-	8
その他の変動	-	-	-	-	(119)	(119)	519	400
2014年12月31日現在自己資本	1,261	(56)	3,694	(1,551)	44,374	47,723	7,349	55,071

- (1) 2012年12月31日および2013年12月31日現在の数値は、IFRS第10号およびIFRS第11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、永久劣後債、取引費用控除後、総額3,970百万ユーロを発行した（注記3.5を参照）。
- (4) 2013年度における増資および発行プレミアムの合計171百万ユーロは、2012年度配当の残額の一部を株式により支払ったことに関係している。

[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2014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、2015年2月11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、2015年5月19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2014年12月31日終了年度の連結財務諸表は、2014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2013年度の比較数値は、IFRS第10号およびIFRS第11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 2014年12月31日現在における会計処理方法の変更

2014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、2013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 2014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

1.2.1.1 会計処理方法の変更－IFRS第10号、IFRS第11号およびIFRS第12号の初度適用

新基準であるIFRS第10号「連結財務諸表」、IFRS第11号「共同支配の取決め」およびIFRS第12号「他の企業への関与の開示」は、2011年5月に公表され、2012年12月29日に欧州連合の承認を受けた。

これらの基準はまた、以下によって補足された。

- ・ 既存の基準であるIAS第27号（2011年）「連結および個別財務諸表」およびIAS第28号（2011年）「関連会社および共同支配企業に対する投資」の改訂
- ・ IFRS第10号、IFRS第11号およびIFRS第12号に関する「経過措置ガイダンス」
- ・ 「投資企業」の連結の例外に関するIFRS第10号、IFRS第12号およびIAS第27号の改訂

これらの基準および改訂はすべて、2014年1月1日以後開始する事業年度から強制適用されている。これらはIAS第8号に準拠して、過去に遡及して適用される。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に記載されている。

・ IFRS第10号「連結財務諸表」

IFRS第10号は、IAS第27号「連結および個別財務諸表」および解釈指針SIC第12号「連結－特別目的事業体」における連結財務諸表に関する規定を置き換えるものである。

IFRS第10号は、新たな単一の支配モデルを導入するものであり、当グループは、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、かつ、当該企業に対するパワーにより当該リターンに影響を及ぼす能力を有している場合に、当該企業を支配していると考えられる。

・IFRS第11号「共同支配の取決め」

IFRS第11号は、IAS第31号「ジョイント・ベンチャーに対する持分」および解釈指針SIC第13号「共同支配企業—共同支配投資企業による非貨幣性資産の抛却」を置き換えるものである。この新基準は、複数の当事者がこれを通じて共同支配を行使する共同支配の取決めに関する取扱いを定めている。

IFRS第11号の下では、共同支配の取決めには共同支配企業と共同支配事業の2種類の取決めしか存在しない。

共同支配企業は、取決めに対する共同支配を有する当事者（共同支配投資者）が、当該取決めの純資産に対する権利を有している共同支配の取決めである。

共同支配事業は、取決めに対する共同支配を有する当事者（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決めである。

IFRS第11号の適用に当たり、共同支配企業に分類された共同支配の取決めは、持分法により会計処理しなければならない（比例連結は今後認められない）。共同支配事業への各参加者は、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の会計処理を勘定科目ごとに行わなければならない。

・IFRS第12号「他の企業への関与の開示」

IFRS第12号は、子会社、共同支配の取決め、関連会社および/または非連結の仕組企業への投資に関して要求される開示を規定している。

1.2.1.2 その他の基準および解釈指針

EDFグループの連結財務諸表は、2014年1月1日から強制適用されている以下の改訂の影響を受けていない。

- ・IAS第32号の改訂「金融資産と金融負債の相殺」
- ・IAS第39号の改訂「デリバティブの契約更改とヘッジ会計の継続」
- ・IAS第36号の改訂「非金融資産に係る回収可能価額の開示」

1.2.2 欧州連合によって採択されたが2014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2014年に強制適用となっていない、以下の改訂および解釈指針の早期適用を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—従業員抛却」
- ・IFRIC第21号「賦課金」

当グループは、IAS第19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。

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）の引当金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。同解釈指針は欧州連合により2014年6月13日に採択され、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閾値に達したことにより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。これらの税金負債の性質および借方の会計処理については、費用とすべきか、資産とすべきかの決定に同解釈指針が他の基準を参照していることから、現在、議論が分かれている。ひとつの考え方は、当該税金は管理費であるため、IFRIC第21号に従い負債に認識する時点で費用に計上すべきというものである。また、別の考え方は、これらの税金はIAS第2号に基づく製造コストを構成するものであるため、IAS第18号「収益」に規定する費用収益対応の原則に従って、1年を超えない期間にわたり売上原価に含めるべきというものである。

当グループは、サービス提供に必要とされる資産に課される一定の賦課金（これは特にフランスのエネルギー関連の税金および不動産税に関連している）につき、IFRIC第21号を適用して認識される負債の借方に関する多様なアプローチについて、IFRS ICによるガイダンスを要請した。IFRS ICは、この問題が半期の財務諸表のみに影響し年次財務諸表には影響を与えないため、解決しないことを決定した。

当グループは、現在までに行った分析に基づいて、IFRIC第21号の将来の適用は、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。ただし、半期の連結財務諸表においては、一定の税金債権および税金負債に関する会計処理方法の変更により、重要な額の純負債が認識される結果となる可能性が高い。

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」
- ・ 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」
- ・ 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」
- ・ 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拠出」

欧州連合による承認を条件に、IFRS第15号は、2017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。

当グループの収益は、基本的にエネルギーおよび関連サービスの販売契約（両者を組み合わせた形態による場合もある）による収益から構成されている。

当グループが現在行っているレビューは、以下を含む。

- ・ エネルギーおよびサービスの販売契約を、IFRS第15号に準拠して、契約において識別され、評価および認識される履行義務の観点から、主な区分に分解する。
- ・ 特定の区分に属しないその他の重要な販売契約を、特にIFRS第15号に規定する履行義務の識別および取引価格の配分に関する基準に照らして、個々に分解する。

欧州連合による承認を条件に、IFRS第9号は、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。

当グループは、その他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、現在、「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、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。

主要な仮定および感応度分析については、注記29.1.5.2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。

2014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、2014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該当するパートナーシップの取決めの種類の特定を行っている。

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 被支配事業体

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。
- ・ 投資者のリターンに作用する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、満期が決算日から1年以内に到来する場合には流動項目として、満期が決算日から1年を超えて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對する持分

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（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。

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。

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。

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权。これらはその基礎となる資産の耐用年数にわたり定額法で償却される。
- ・ 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1.3.27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。

商業的に実現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、安全対策費用を資産計上するが、その費用とは、法律上および規制上の義務の結果発生するもので、遵守しないと行政による操業禁止の制裁措置を受けるものである。

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、資産の価額に含められる。

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。委譲更新時における退任する運営者の優先権の廃止を受けた最近の規則の改正により、当グループは一部の資産の減価償却期間を短縮した。

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提示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額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。
- ・ これらの計算は、複数の変数の影響を受ける。
 - 料率規制および市場価格の変化
 - 金利および市場リスク・プレミアムの変動
 - 市場水準および当グループのマーケット・シェア
 - 施設の耐用年数および委譲更新計画
 - 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。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設科目である「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 金融負債

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える。

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する。

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。

(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中の有効部分は自己資本に計上され、非有効部分（すなわち、ヘッジ対象の公正価値変動額を上回るヘッジ手段の公正価値変動額）は、損益計算書に計上される。

ヘッジ対象のキャッシュ・フローが現実には発生した時、それまで自己資本に計上された金額は、ヘッジ対象と同様に、損益計算書に振替えられる。

(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中の有効部分は、当該純投資の売却または清算時まで自己資本に計上され、売却の時点で売却損益に含めて計上される。非有効部分（キャッシュ・フロー・ヘッジに関するものと同様に定義される。）は、直接、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、減少額は戻入れられて損益計算書に計上される。

1.3.16.2 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、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1.3.27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、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りiskしかない、非常に流動性の高い資産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、連結会社が発行し、その会社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

ユーロおよび他の通貨建の永久劣後債は、個々の性質に鑑み、IAS第32号に準拠して計上される。この債券は、資本の払戻しまたは金利の形態による現金その他の金融資産の引渡しを回避する無条件の権利がある場合には、取得原価で自己資本に計上される。

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、これが予測支出予定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抛出に従って、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、支出予定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1.3.27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働している受給権の現在価値を、昇給予想および各国固有の経済状況を考慮して、決定するものである。

雇用後給付債務は、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、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グループおよびGDF Suez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扶養家族に供給される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GDF Suez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（3か月分の年金相当の法定補償）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2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に新たに雇用された従業員は、EEPS制度（EDF Energy年金制度）に加入する。この第3の制度（現在では相対的に重要でない）は、2004年3月に設定され、London Electricityおよび Seeboardから引き継いだ多数の年金制度を含んでいる。EEPSにはすべての従業員が加入できる。

各年金制度は財政的にそれぞれ独立している。BEGG制度およびEEGSG制度は、英国民間部門最大の年金制度の一つである産業全体のESPSの一部である。

ESPSの傘下にある制度は、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。受託者は制度運営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ことに責任を負う。

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。
- ・ 取替予定資産に係る義務は、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、取替予定資産に係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1.7%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4.4%で割引いた金額である。
- ・ 委譲者の供与資金の償却もまた4.4%で割引かれている。

以下の表は、EDFおよびERDFに関する2014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)	2014年度
営業利益	605
金融損益	(525)
連結会社の税引前利益	80

- ・ 貸借対照表 - 自己資本への影響

(単位：百万ユーロ、税引前)	2014年度
期首現在	2,015
期末現在	2,095

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「その他の流動負債」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 環境

1.3.27.1 温室効果ガス排出権

2013年1月1日に京都議定書の第3フェーズが開始し、温室効果ガス排出権の割当方法の変更が導入された。これにより、数か国（フランスを含む）において発電会社に対する排出権の無償割当が廃止された。

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の事業体による見積排出量が、その期間に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規則的に計上される。

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。

1.3.27.2 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（指令2001/77/ECの改訂および廃止）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（フランスおよびドイツが採用する方法）。
- ・ 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、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（ポーランド、EDF Énergies Nouvelles）。
- ・ 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。

1.3.27.3 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。

1.3.27.4 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

IFRS第10号、第11号および第12号の基準が2014年1月1日から強制適用となり、IAS第8号に準拠して遡及適用されている。

2.1.1 IFRS第10号の適用

IFRS第10号に規定された新たな支配の定義による当グループの連結範囲への重要な影響はない。

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年以後、EDFはRTEに対する支配（独占的ないし共同）を行使していない。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。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11月6日に完了したF2iとの取引（注記3.2.2を参照）以降、当グループは子会社であるEdisonを通じて、EDENSに対する30%の投資を保有している。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、過半数未満しか保有しないEdisonは、EDENS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。

2.1.2 IFRS第11号の適用

IFRS第11号の適用により、EDFグループの共同支配の取決めは、共同支配事業として扱われる一部の重要でない企業を除き、共同支配企業として扱われ、持分法により会計処理される（共同支配事業の場合は、保有持分に関連する資産、負債、収益および費用を勘定科目ごとに連結する）。

持分法による会計処理への当該変更に関連する主な企業は、Dalkia International（2014年7月25日に売却）、CENG、ESTAG、SSE（2013年11月27日に売却）ならびにEDF Énergies NouvellesおよびEdisonの一部の子会社である。

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した。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。

2.1.3 IFRS第12号の適用

IFRS第12号の適用により、連結財務諸表に対する注記において、特に関連会社および共同支配企業に対する投資（注記23を参照）、非支配持分（注記27.5を参照）、仕組企業（RTE、上場および非上場投資ファンドー注記2.1.3.1を参照）、ならびにその資産へのアクセスもしくは利用またはその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（注記2.1.3.2を参照）に関連して、追加の開示が必要となる。

2.1.3.1 仕組企業－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。

主要な投資ファンドに関する要約財務情報は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	リスクの内容	ファンド資産価額 2014年12月31日現在
Star Capitol America	米国株式へのエクスポージャー	323
MLAD Europe	欧州株式へのエクスポージャー	74
CDC AD Europe	欧州株式へのエクスポージャー	77
CAPITAL AD Europe	欧州株式へのエクスポージャー	73
AGF PIMCO AD Global Bonds	外国債券へのエクスポージャー、 外国為替リスク・ヘッジ後	56
Aberdeen AD Interbonds	外国債券へのエクスポージャー、 外国為替リスク・ヘッジ後	54
Casablanca	外国債券へのエクスポージャー、 外国為替リスク・ヘッジ後	151
その他	外国株式へのエクスポージャー	37
上場投資ファンド		845
非上場投資ファンド	非上場株式へのエクスポージャー	52
合計		897

2.1.3.2 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）。

2.2 その他の債権およびその他の負債に関する流動／非流動分類の変更

2013年12月31日現在で、1,924百万ユーロが「その他の流動債権」から「その他の非流動債権」に組み替えられた。これによる貸借対照表の資産合計への影響はない。この金額は主に、期間1年超のその他の営業債権および前払費用に対する持分に対応している。

同日現在で、1,084百万ユーロが「その他の流動負債」から「その他の非流動負債」に組み替えられた。これによる貸借対照表の自己資本および負債合計への影響はない。この金額は主に、「その他の負債」に計上された期間1年超の投資補助金に対する持分に対応している。

2.3 2013年度の損益計算書への影響

(単位：百万ユーロ)	2013年度 公表済金額	IFRS第10号 およびIFRS第11号 の影響額	2013年度 再表示後
売上高	75,594	(3,678)	71,916
購入燃料およびエネルギー費用	(39,683)	1,567	(38,116)
その他の対外費用	(9,027)	740	(8,287)
人件費	(11,879)	588	(11,291)
法人所得税以外の税金	(3,533)	52	(3,481)
その他の営業収益および営業費用	5,293	65	5,358
減価償却費および償却費控除前営業利益	16,765	(666)	16,099
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	14	-	14
減価償却費および償却費（純額）	(7,516)	362	(7,154)
委譲運営有形固定資産更新引当金の純増加額	(228)	1	(227)
（減損）／戻入	(1,012)	395	(617)
その他の収益および費用	388	(169)	219
営業利益	8,411	(77)	8,334
総金融負債に係る費用	(2,403)	141	(2,262)
割引の影響	(2,982)	51	(2,931)
その他の金融収益および費用	2,296	(45)	2,251
金融損益	(3,089)	147	(2,942)
連結会社の税引前利益	5,322	70	5,392
法人所得税	(1,942)	46	(1,896)
関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分	375	(113)	262
グループの純利益	3,755	3	3,758
EDFの純利益	3,517	-	3,517
非支配持分に帰属する純利益	238	3	241

2.4 2013年度の純利益および自己資本直入損益計算書への影響

(単位：百万ユーロ)	2013年度 公表済金額	IFRS第10号 およびIFRS第11号 の影響額	2013年度 再表示後
グループの純利益	3,755	3	3,758
売却可能金融資産の公正価値の変動	515	-	515
ヘッジ手段の公正価値の変動	662	(2)	660
換算調整	(829)	5	(824)
後に損益に振り替えられる自己資本直入損益	348	3	351
雇用後給付に係る数理計算上の損益	39	-	39
後に損益に振り替えられない自己資本直入損益	39	-	39
自己資本直入損益合計	387	3	390
純利益および自己資本直入損益	4,142	6	4,148

2.5 2013年12月31日現在の貸借対照表への影響

(単位：百万ユーロ)	2013年12月31日現在 公表済金額	IFRS第10号 およびIFRS第11号 の影響額	「その他の債権」 および「その他の 負債」の影響額	2013年12月31日現在 再表示後
資 産				
のれん	9,206	(125)	-	9,081
その他の無形資産	7,976	(116)	-	7,860
フランスの公共配電委譲運営有形固定資産	48,796	-	-	48,796
その他の業務に係る委譲運営有形固定資産	7,518	(68)	-	7,450
発電用その他のグループ所有有形固定資産	69,013	(4,452)	-	64,561
関連会社および共同支配企業に対する投資	7,813	3,666	-	11,479
非流動金融資産	30,324	(713)	-	29,611
その他の非流動債権	-	-	1,924	1,924
繰延税金資産	2,839	(668)	-	2,171
非流動資産	183,485	(2,476)	1,924	182,933
棚卸資産	14,550	(346)	-	14,204
営業債権	22,137	(245)	-	21,892
流動金融資産	17,770	77	-	17,847
当期税金資産	560	(6)	-	554
その他の債権	9,221	(58)	(1,924)	7,239
現金および現金同等物	5,459	(363)	-	5,096
流動資産	69,697	(941)	(1,924)	66,832
売却目的保有に分類された資産	3,619	(2,465)	-	1,154
資産合計	256,801	(5,882)	-	250,919

(単位：百万ユーロ)	2013年12月31日現在 公表済金額	IFRS第10号 およびIFRS第11号 の影響額	「その他の債権」 および「その他の 負債」の影響額	2013年12月31日現在 再表示後
自己資本および負債				
資本金	930	-	-	930
EDFの純利益および連結剰余金	33,277	-	-	33,277
自己資本（EDF持分）	34,207	-	-	34,207
自己資本（非支配持分）	4,663	335	-	4,998
自己資本合計	38,870	335	-	39,205
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	40,985	(558)	-	40,427
非原子力施設廃止引当金	1,193	(11)	-	1,182
従業員給付引当金	18,542	(161)	-	18,381
その他の引当金	1,755	(275)	-	1,480
非流動引当金	62,475	(1,005)	-	61,470
フランスの公共配電特別委譲負債	43,454	-	-	43,454
非流動金融負債	42,877	(1,464)	-	41,413
その他の非流動負債	3,955	(38)	1,084	5,001
繰延税金負債	5,004	(762)	-	4,242
非流動負債	157,765	(3,269)	1,084	155,580
流動引当金	4,848	(14)	-	4,834
営業債務	14,312	(155)	-	14,157
流動金融負債	14,912	(265)	-	14,647
当期税金負債	1,348	(8)	-	1,340
その他の流動負債	22,457	(217)	(1,084)	21,156
流動負債	57,877	(659)	(1,084)	56,134
売却目的保有に分類された資産に関連する負債	2,289	(2,289)	-	-
自己資本および負債合計	256,801	(5,882)	-	250,919

2.6 2012年12月31日現在の貸借対照表への影響

(単位：百万ユーロ)	2012年12月31日現在 公表済金額(1)	IFRS第10号 およびIFRS第11号 の影響額	「その他の債権」 および「その他の 負債」の影響額	2012年12月31日現在 再表示後
資 産				
のれん	10,412	(1,012)	-	9,400
その他の無形資産	7,625	(292)	-	7,333
フランスの公共配電委譲運営有形固定資産	47,222	-	-	47,222
その他の業務に係る委譲運営有形固定資産	7,182	(40)	-	7,142
発電用その他のグループ所有有形固定資産	67,838	(6,420)	-	61,418
関連会社および共同支配企業に対する投資	7,587	5,384	-	12,971
非流動金融資産	30,471	(937)	-	29,534
その他の非流動債権	-	-	1,551	1,551
繰延税金資産	3,421	(782)	-	2,639
非流動資産	181,758	(4,099)	1,551	179,210
棚卸資産	14,213	(542)	-	13,671
営業債権	22,497	(1,045)	-	21,452
流動金融資産	16,433	196	-	16,629
当期税金資産	582	(29)	-	553
その他の債権	8,486	(221)	(1,551)	6,714
現金および現金同等物	5,874	(839)	-	5,035
流動資産	68,085	(2,480)	(1,551)	64,054
売却目的保有に分類された資産	241	-	-	241
資産合計	250,084	(6,579)	-	243,505

(単位：百万ユーロ)	2012年12月31日現在 公表済金額(1)	IFRS第10号 およびIFRS第11号 の影響額	「その他の債権」 および「その他の 負債」の影響額	2012年12月31日現在 再表示後
自己資本および負債				
資本金	924	-	-	924
EDFの純利益および連結剰余金	25,333	-	-	25,333
自己資本（EDF持分）	26,257	-	-	26,257
自己資本（非支配持分）	4,854	262	-	5,116
自己資本合計	31,111	262	-	31,373
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	39,185	(546)	-	38,639
非原子力施設廃止引当金	1,090	(12)	-	1,078
従業員給付引当金	19,119	(283)	-	18,836
その他の引当金	1,873	(521)	-	1,352
非流動引当金	61,267	(1,362)	-	59,905
フランスの公共配電特別委譲負債	42,551	-	-	42,551
非流動金融負債	46,980	(1,767)	-	45,213
その他の非流動負債	4,218	(55)	1,134	5,297
繰延税金負債	5,601	(892)	-	4,709
非流動負債	160,617	(4,076)	1,134	157,675
流動引当金	3,882	(55)	-	3,827
営業債務	14,643	(757)	-	13,886
流動金融負債	17,521	(1,299)	-	16,222
当期税金負債	1,224	(21)	-	1,203
その他の流動負債	21,037	(633)	(1,134)	19,270
流動負債	58,307	(2,765)	(1,134)	54,408
売却目的保有に分類された資産に関連する負債	49	-	-	49
自己資本および負債合計	250,084	(6,579)	-	243,505

(1) 2013年度に公表された数値であり、IAS第19号（改訂後）の遡及適用による影響額について再表示された2012年度の公表済数値に対応する。

2.7 2013年度のキャッシュ・フロー計算書への影響

(単位：百万ユーロ)

	2013年度 公表済金額	IFRS第10号 およびIFRS第11号 の影響額	2013年度 再表示後
営業活動：			
連結会社の税引前利益	5,322	70	5,392
減損(戻入)	1,012	(395)	617
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	9,445	(200)	9,245
金融収益および費用	1,587	(99)	1,488
関連会社および共同支配企業からの受取配当金	266	103	369
資産譲渡損益	(882)	2	(880)
運転資本の変動	(1,783)	72	(1,711)
営業によるキャッシュ・フロー（純額）	14,967	(447)	14,520
金融費用支出（純額）	(1,799)	80	(1,719)
法人所得税支払額	(1,979)	43	(1,936)
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）	11,189	(324)	10,865
投資活動：			
持分投資の取得/処分、取得/譲渡現金控除後	648	101	749
無形資産および有形固定資産への投資	(13,327)	285	(13,042)
無形資産および有形固定資産の売却による収入（純額）	240	(11)	229
金融資産の変動	164	193	357
投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）	(12,275)	568	(11,707)
財務活動：			
非支配株主との取引	95	67	162
親会社の支払配当金	(2,144)	-	(2,144)
非支配株主に対する支払配当金	(318)	17	(301)
自己株式の買入/売却	4	-	4
株主とのキャッシュ・フロー	(2,363)	84	(2,279)
借入債務の発行	5,746	(588)	5,158
借入債務の返済	(8,654)	391	(8,263)
永久劣後債の発行	6,125	-	6,125
永久劣後債の持参人に対する支払額	(103)	-	(103)
委譲運営資産に対する受取拠出金	171	-	171
投資補助金	89	(2)	87
財務活動によるその他のキャッシュ・フロー	3,374	(199)	3,175
財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）	1,011	(115)	896
現金および現金同等物の純増加／（減少）額	(75)	129	54
現金および現金同等物の期首残高	5,874	(839)	5,035
現金および現金同等物の純増加（減少）額	(75)	129	54
為替変動の影響	4	10	14
現金および現金同等物に係る金融収益	23	(7)	16
組替の影響	(367)	344	(23)
現金および現金同等物の期末残高	5,459	(363)	5,096

注記 3. 重要な事象および取引

3.1 DALKIA

3.1.1 経緯

2014年3月25日に、EDFとVeolia Environnement (VE) は、2013年10月に開始した検討を完了し両社の合弁子会社であるDalkiaに係る契約を締結した旨を発表した。この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、VEはDalkia Internationalの事業を取得し、さらにVEが、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。この支払額は、当初550百万ユーロと評価されたが、当該取引の確定した関連範囲に基づいて調整された。これによる、取引の当初の仕組みと比較して重要な財務的影響はなかった。

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。

この取引により当グループは、エネルギー・サービスの成長が可能となる。

3.1.2 DALKIAのフランス事業

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る。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。

3.1.3 EDFの連結財務諸表における会計処理

EDFグループのDalkia Internationalに対する投資の売却は、すべての条件が充足され完全に無条件の申入れが宣言された日である2014年7月25日付で行われた。売却益は「その他の収益および費用」に計上されている。

同日付で、Dalkiaのフランス事業およびCitelum (合わせて以下「Dalkia」という。) に対して独占的支配を獲得し、これらの企業は2014年7月25日から、EDFグループの連結財務諸表に完全連結されている。IFRS第3号を適用して、Dalkiaの識別可能な資産および負債は同日現在の公正価値で計上されている。この公正価値は暫定的なものであり、当グループは12か月以内に取得価格の配分を確定する。

Dalkiaの取得は、当グループの連結財務諸表上、以下の項目に反映されている。

- ・ 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は、「その他の収益および費用」に計上された。
- ・ 暫定的のれん392百万ユーロの認識。

3.1.4 Dalkia－売却益の算定

当グループのDalkiaに対する投資に関連した取引から発生した売却益には、以下の2つの要素がある。

- ・ Dalkia Internationalの売却益。売却した純資産の売却価格と連結価額との差額に相当する。
- ・ 当グループのDalkiaに対する投資のIFRS第3号を適用した支配獲得日現在の正味連結価額と公正価値との差額に相当する売却益。

公正価値は、Dalkiaの支配を獲得するためにEDFグループがVEに支払った価格である。

この売却益は2014年度の「その他の収益および費用」に計上されており、以下のように算定された。

(単位：百万ユーロ)

(A) Dalkia Internationalの売却価格	1,407
(B) Dalkiaの公正価値	382
(C) 売却資産の正味帳簿価額 (Dalkia International)	1,200
(D) 従来保有していた投資の正味帳簿価額 (Dalkia)	412
(E) 資本直入損益の振替の影響	40
(A+B-C-D+E) 売却益	217

3.1.5 EDFグループの連結財務諸表におけるDalkiaの開始貸借対照表項目およびのれんの算定

3.1.5.1 暫定的な開始貸借対照表の算定

Dalkiaの識別可能な資産および負債の公正価値は、当グループの現在までの最善の見積りであり、一般に用いられる評価方法の下で、Dalkiaの入手可能な予測データに基づき算定された。

取得した資産および引き受けた負債の公正価値を含めたDalkiaの2014年7月25日現在の暫定的な開始貸借対照表（100%基準）は、以下の通りである。

資 産 (単位：百万ユーロ)	従前の残高	公正価値修正	暫定的開始残高
のれん	112	(112)	-
その他の無形資産	558	206	764
有形資産	630	-	630
関連会社および共同支配企業に対する投資	50	-	50
金融資産	255	(11)	244
繰延税金資産	129	20	149
棚卸資産	221	51	272
営業債権	755	-	755
当期税金資産	25	-	25
その他の債権	470	-	470
現金および現金同等物	214	-	214
資産合計	3,419	154	3,573

自己資本および負債 (単位：百万ユーロ)	従前の残高	公正価値修正	暫定的開始残高
資本金	220	-	220
連結剰余金	539	(23)	516
自己資本	759	(23)	736
非支配持分	7	-	7
自己資本合計	766	(23)	743
引当金	272	81	353
金融負債	795	6	801
繰延税金負債	124	90	214
営業債務	578	-	578
当期税金負債	24	-	24
その他の負債	860	-	860
自己資本および負債合計	3,419	154	3,573

取得した資産および引き受けた負債の公正価値測定による主な修正は、以下の項目に関連している。

- ・ 従前ののれんの取消し：(112)百万ユーロ。
- ・ 無形資産の公正価値修正：206百万ユーロ。内訳は以下の通りである。
 - Dalkiaブランドを表象する無形資産の創設：130百万ユーロ。

このブランドはロイヤルティ免除法により評価された。Dalkiaブランドのフランスにおける評判および当グループがこれを長期的に使用し続ける意思を有していることから、有効期間は確定できないものと考えている。

- 温熱発電および配電委譲に関連する顧客契約の再評価：68百万ユーロ。

Dalkiaの顧客契約の公正価値は、過去および予測のデータを用いて、割引将来キャッシュ・フロー法により算定された。再評価は、契約マージン合計および関連資産の正味連結価額の約60%を占める重要な契約の選定に関連していた。公正価値修正には、顧客契約の更新に関する仮定を含めなかったが、その主な理由は、競争の激しい環境下で組織的に入札が募集されること、および対象期間が長期であること（評価対象契約の残存期間は12-13年）であった。

- ・ 正味繰延税金：(70)百万ユーロ。

繰延税金の再評価は、開始貸借対照表算定目的で適用した公正価値修正の税効果のみに関連していた。

- ・ その他の公正価値修正

その他の公正価値修正は主に、Dalkiaの仕掛品棚卸資産の再評価およびCitelumの資産および負債の公正価値修正に関連していた。

これらの開始貸借対照表上の資産および負債が影響を受ける主要な仮定は以下の通りである。

- ・ Dalkiaブランドの評価に用いたロイヤルティ料率。
- ・ 温熱および配電に係る委譲契約の財務条件。
- ・ 適用した割引率。

IFRS第3号の規定に準拠して、取得した資産および引き受けた負債の価値は暫定的なものであり、当グループは取引日後12か月以内に取得価格の配分を確定する。

3.1.5.2 暫定的のれんの算定

当該取引において計上された暫定的のれんは、以下のように算定された。

(単位：百万ユーロ)

従来保有していた株式の公正価値	382
投資の取得価格	746
2014年7月25日に移転された対価(A)	1,128
取得したDalkia資産の公正価値	736
取得した資産および引き受けた負債の公正価値(B)	736
暫定的のれん(A)-(B)	392

3.1.6 当グループの純利益および純債務に対する当該取引の影響

取得日である2014年7月25日から2014年12月31日までの当グループの減価償却費および償却費控除前営業利益に占めるDalkiaおよびCitelumに係る金額は、18百万ユーロであった。

2014年12月31日現在の当グループの純債務に対する当該取引の影響は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	
Dalkiaの取得価格	746
Dalkia Internationalの売却価格	(1,407)
純受取額	(661)
Dalkia InternationalがEDFから引き受けた永久劣後債の償還	(144)
受取額合計	(805)
Dalkia純債務の連結	571
連結範囲の変更の影響	571
純債務の増加/(減少)	(234)

3.1.7 当グループの2014年度の主要な損益計算書指標に対するDalkia買収の影響

Dalkia買収が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主要な損益計算書指標に対する影響は、以下の通りであった。

(単位：百万ユーロ)	2014年度 公表済金額	2014年度 再表示後(1)	差額
売上高	72,874	74,318	1,444
減価償却費および償却費控除前営業利益	17,279	17,384	105
純利益	3,701	3,737	36

(1) Dalkiaの2014年1月1日からの完全連結を反映した2014年度の数値（公表済金額は2014年7月25日から反映）。

3.2 EDISON

3.2.1 長期ガス供給契約の再交渉

2014年8月29日に、ストックホルムの商業会議所裁判所は、EdisonおよびPromgasに対し、ロシアとのガス価格の見直しを行う旨の決定を通知した。この決定により、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発生した（過年度分の受取補償を含む）。

Rasgas（カタール）およびSonatrach（アルジェリア）との長期ガス供給契約に関して2013年に行われた仲裁および取決めに、当グループの2013年度の減価償却費および償却費控除前営業利益に813百万ユーロのプラスの影響が発生した（過年度分の受取補償を含む）。

3.2.2 再生可能エネルギー新拠点創設のためのEdison、EDF Énergies NouvellesおよびF2i間の契約

2014年11月6日に、Edison、EDF Énergies NouvellesおよびF2iは、再生可能エネルギー部門でイタリア第3位の規模となる運営会社を創設する旨の契約を確定した。新設会社は、Edison Energie Speciali (EDENS)の運営するユニットおよびEDF Énergies Nouvelles Italiaの運営するユニットの一部を結合後、発電容量600MW（主に風力発電）を管理する。

この再生エネルギーの新設会社は、Edisonの発電管理および最適化の技術と、EDF Énergies Nouvellesの操業および保守の技術の双方を活用する。新設会社の発電容量および財務上の技術は、エネルギー部門に長年の経験を有する長期投資会社であるF2iのような戦略的パートナーの関与により強化される見込みである。

新設会社の株主は、F2i（70%持分）と、EdisonおよびEDF Énergies Nouvellesが所有する持株会社（残りの30%）である。

適用可能な会計原則に基づき、定められた統治機構および関連する契約上の合意から、Edisonが当該新設会社を完全連結することが認められる。

3.3 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に委託している。

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提供している。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ている。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号に定める分析規準に照らして検討すると、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になる（従来は共同支配企業に分類されていた）。結果としてCENGは、持分法により会計処理される。

3.4 EDF Energy：ヒンクリー・ポイントにおけるEPR2基の建設

2014年10月8日に欧州委員会は、EDFグループと英国政府の間で締結した英国南西部サマセットのヒンクリー・ポイントCにおいて新規に原子力発電所を建設する旨の契約につき、その主要な条件を承認した。この決定は、国の助成に関する欧州連合規則の要求に基づき、欧州委員会により12か月間にわたって徹底的に詳細に実施された当該契約の調査を経て下された。欧州委員会の承認は、計画認可および原子力用地許可の発行、EPR原子炉設計の英国規制当局による承認、当プロジェクトの主要な商業的条件（特に発電所の試運転日から35年の期間にわたる差額決済契約（Cfd）の行使価格）につき合意した2013年10月の契約、ならびに英国政府のインフラ資金保証制度（Infrastructure UK）に関する当プロジェクトの適格性の確認に次ぐ、プロジェクトの更なる節目となった。

最終的な投資意思決定が下される前に必要な次の段階には、当プロジェクトの戦略的および財務的パートナーとの契約の締結、廃棄物移動契約の合意に関する欧州委員会および英国政府の承認、「Infrastructure UK」制度を通じた資金保証の実施、ならびにCfdおよび主な供給業者との契約の確定が含まれる。

3.5 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数本の永久劣後トランシェ社債（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、通貨ごとに異なる最低期間（8年から15年）経過後に、その後は利息支払日ごと、または一定の極めて特殊な状況（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、通貨ごとに異なる契約条項に基づいて決定および再評価される。支払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、これらの社債は資金受領日から3,970百万ユーロで自己資本に計上されている。

この社債は、開発中の工業用資産ポートフォリオに対応した金額の劣後商品を増やすことを目標として2013年1月から開始した資金調達計画による第2回目の発行である。

3.6 EDFとEXELTIUMの間の契約

2014年10月27日に、ExeltiumコンソーシアムとEDFは、想定を超える大幅な市場価格の下落を受けて、Exeltiumの電力供給契約を調整し、関係する電力集約型各社の競争力を回復するための契約に署名した。

この契約に基づき、電力供給に対して支払われる価格は当初は引き下げられ、後に電力の市場価格の変動に基づいて調整される。全体の構造はこのように、全体的な経済バランスを保ちながら契約の柔軟性を高めるものである。

契約上の他のパラメータ（販売量、オプトアウト・オプションおよび業界リスクの分担）は変更されていない。開始時に欧州委員会の承認を受けた当該契約の基本方針も、従前と同じである。すなわち、長期的な見通しをコンソーシアムに所属する各社に提供し、全期間にわたり競争力ある価格を確保する一方で、EDFには発電コストの一部の長期的な分担を認める。

3.7 2013年度の重要な事象および取引

3.7.1 当グループのSSEに対する投資の売却

2013年5月24日、EDFグループは、チェコのエネルギー会社で中東欧における主要企業であるEnergetický a Průmyslový Holding, a.s. (EPH) から、スロヴァキア第2位の配電および電力供給業者であるStredoslovenska Energetika a.s. (SSE) に対するEDFの49%の少数株主持分の取得に関する取消不能の申込みを受けた。

この取引は、当グループのSSEに対する投資を約400百万ユーロとする評価に基づく競争当局による承認後、2013年11月27日に完了した。この売却に係る54百万ユーロの税引前利益が「その他の営業収益および営業費用」に計上された。

3.7.2 Nuclear New Build Holdingsに対するCentricaの投資の取得

2013年2月4日に、Centricaは、英国における「原子力新建設」プロジェクトのためのビークルとして設立された会社であるNuclear New Build Holdings (NNBH) に対する20%の投資をEDF Energyに売却するオプションを行使することによって、英国のEPR建設のためのEDFとの間のパートナーシップを終了する決定を発表した。EDFは既にEDF Energyを通じてNNBHの80%を所有していたため、この取引後は同社の100%を保有している。

Centrica保有持分の取得により、オプション行使後に受け取った資産の持分と支払った価格との間の有利な差額に起因する228百万ユーロのプラスの影響が2013年度の自己資本（EDF持分）に生じた。

Centricaは、英国の既存の原子力施設に対する20%持分を通じて、EDFとの協働を継続しており、EDFグループとの間の商業用電力購入契約を留保した。

注記4. フランスにおける規制

4.1 規制料金

4.1.1 国務院による規制販売料金の取消し

2014年4月11日付決定において、フランス国務院は、ANODE（フランスのエネルギー小売事業者協会）による取消しの申し立てを受け、規制電力販売料金の一部を、2012年7月23日から2013年7月31日までの期間について取り消した。国務院は、当該期間中の「黄色」および「青色」料金の引上げは、2012年7月20日付の閣僚決定により2%を上限としており、EDFの発電コストを賄うのに不十分であり、かつ料金を2015年12月31日までに市場価格で販売される電力の供給コストと見合うものにするという立法者の目標に照らしても過少なものであったと決定した。訂正後の2012年の販売料金は2014年7月31日に官報に公表された。

これらの訂正に基づき、追加で921百万ユーロ（うち908百万ユーロがEDFに関連）の売上収益が、2014年度の当グループの連結損益計算書に計上された。当該週及的料金調整に関連する様々な費用を計上後の、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対する影響は744百万ユーロである。

4.1.2 フランスの規制電力販売料金

2013年7月26日の料金決定では、2014年8月1日以降における「青色」規制販売料金の平均5%の引上げを定めていた。2014年7月4日にフランス政府は、この引上げを取り消すべき旨を発表し、これに向けた決定が公表された。

政府はまた、2009年8月12日付政令2009-975を改訂することを決定した。改訂の目的は、規制販売料金の設定方法として、原子力エネルギーへの規制接続価格、電力供給補完コスト（発電容量保証、電力引渡し費用および販売費を含む）ならびに通常水準の利益の「積上げ」または合算による方法を、2015年12月31日の前に導入することである。新たな政令は2014年10月28日に公表された。これに基づき、公式決定により2014年11月1日付で新たな料金体系が設定された。料金の引上げは2013年に発表された5%より低率となり、住宅顧客向け「青色」料金が2.5%、「緑色」料金が3.7%、「黄色」料金が2.5%であった。非住宅顧客向け「青色」料金は平均0.7%引き下げられた。

4.2 「TURPE 4」送配電網使用料金

2014年1月1日からの配電料金を設定する2013年12月12日付のフランスのエネルギー規制委員会（CRE）の決定は、2013年12月20日にフランスの官報に公表された。2014年1月1日付で、配電料金は平均3.6%引き上げられ、その後2014年8月1日から1.3%引き下げられた。この引下げは、収益費用調整勘定（CRCP）の清算（2%がインフレの影響0.7%により相殺された）を反映している。

政府はまた、2013年11月12日付のCRE委員長宛ての書簡で、規範的な経済規制方法を実行できるように、TURPE設定の確実な法的枠組みを定める目的で、近日中に法案をまとめる意向である旨を公表した。本件は、エネルギー移行に関する法案の条文中に盛り込まれ、その法律は2014年10月14日に国民議会の第一読会で可決された。

送電料金も、同じく収益費用調整勘定（CRCP）の清算による2%がインフレの影響0.7%により相殺されたことに対応して、2014年8月1日から1.3%引き下げられた。2014年5月27日に、CREは、大口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ことを決定した。この措置は、当該地域の総額約60万ユーロに対して2014年8月1日から2015年7月31日まで適用される。これによるRTEの収益の喪失は、CRCPシステムを通じて自動的に料金関連債権となり、2015年および2016年8月1日の料金改定を通じて補填されることとなる。

4.3 「LINKY」スマートメーターの展開開始

スマートメーターの展開は、電力計測システムに関する欧州およびフランスの規制に準拠し、2009年から2011年までの間にERDFにより実施された300,000個のメーター試運転計画に続くものである。同計画の評価を実施した後、フランスのエネルギー規制当局であるCREは、その2011年7月7日付決定において、スマートメーター制度の一般化を推奨した。フランスの環境・持続可能開発・エネルギー担当大臣の主導で、2012年後半に、すべての利害関係者の代表者からなる作業部会が結成された。2013年中に実施された活動の結果を受け、2013年7月9日に首相は、ERDFが2016年までに3百万個のスマートメーターを設置することを発表した。

これに従い、2013年10月にERDFは、最初のメーター供給に向けて入札の募集を開始した。契約は2014年8月初旬に6社の企業によって落札され、当該6社が2015年末までに最初のメーターを供給する予定である。ERDFは更に、数百万個単位のメーター設置に向けた入札の募集を公表している。最初の家庭向けメーターは、2015年秋から設置される予定である。

2014年4月30日開催の公開協議を経て、Linkyプロジェクトの料金規制の枠組みに関する2014年7月17日付のCREの審議が、2014年7月30日にフランスの官報に公表された。この業界プロジェクトの異例な規模の大きさに鑑み（35百万個のメーター設置のために、2014年から2021年の間に50億ユーロが投資される）、20年間にわたる個別の資産収益率が設定された。

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2014年度の電力供給は、71.3TWhの電力量に関係していた（うち36.8TWhは上半期）。当該制度の下で販売される年間電力量は、100TWhに、政府決定により設定された日程に従い2014年1月1日から、電力損失を補償するために電力網の管理者に販売された量を段階的に加算した量を超えてはならない。ARENH料金の適用を2015年度上半期に受けるための2014年11月の供給業者からの申込み（15.8TWh）は、2014年度上半期と比較して大幅に減少した。その主な理由は、卸売市場の価格が下落して、より魅力的なエネルギー供給源となったことである。

ARENH価格は2012年1月1日からMWh当たり42ユーロに設定され、その後は既存の原子力施設による発電の経済状況を反映する。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CREでの検討を経て、現在は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、この計算式を2015年7月1日から適用すると発表している。2014年10月15日にCREは、規制電力販売料金に係るCREの報告書において、同日現在で把握している情報に基づき、当該計算式の適用の結果、2015年度はMWh当たり約2ユーロの引上げとなる旨を記載している。

4.5 エネルギー移行法案

2014年10月14日に、フランス国民議会はその第一読会において、グリーン成長を目指したエネルギー移行に関する法案を可決した。この法案は中長期の目標を設定している。

主な目標は、温室効果ガスの排出を1990年の水準から2030年までに40%、2050年までに75%削減し、最終エネルギー消費を2050年までに半減させるために、中間目標として2030年までに20%削減させるというものである。

この法案はまた、フランスのエネルギーミックスの変更を目指し、原子力発電の割合を現在の75%から2025年までに50%に低減させ、化石燃料を基礎としたエネルギーの一次消費を2012年から2030年までの間に30%削減し、最終消費における再生可能エネルギーの割合を2030年までに32%に引き上げること为目标としている。

原子力発電に関しては、当該法案は、原子力発電の総容量を、現在操業中の原子力発電所の発電容量に相当する63.2GWまでに制限することを提言している。

この法案はまた、気候およびエネルギー政策につき新たな統治の仕組みを導入している。EDFは複数年エネルギー・プログラムに対応した戦略的事業計画の作成を求められることとなり、政府委員には当該戦略的計画に適合しない投資意思決定に反対する権限が与えられる。

この法案のその他の重要点には、再生可能エネルギー支援システムの改革およびCSPE（公共電力サービス拠出金）システムの統治の改革が含まれている。

立法化手続は現在継続中であり、2015年の前半には元老院によるこの法案の検討が行われる。

4.6 年金改革－2014年1月20日付法律

フランスの2014年1月20日付法律により、フランスの年金について定める規則が改訂された。この法律により導入された2つの主要な施策は、電力およびガス産業（IEG）に属する企業向けの特別年金制度を適用対象としている。年金の満額受給に適格となるために必要な拠出期間は、1973年生まれの従業員を起点として段階的に43年まで延長される。これはフランスの標準国民年金制度および公共部門の年金制度向けの規則であり、2014年6月25日付政令2014-698によりIEG年金制度にも適用された。また、2014財政年度から、年金価額の年次レビューの日付が4月1日から10月1日に延期される。

この法律の法案は2013年12月18日に国会で可決されたため、その影響は、2013年12月31日から当グループの年金債務の評価に当たり勘案されている。

注記5．連結範囲の変更

注記3.1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年度中の連結範囲の主な変更は以下の事業体に関係していた。

5.1 EDF NORTE FLUMINENSE

5.1.1 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ている。

5.1.2 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2017年度下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号の下で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。

5.2 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号の下で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。

5.3 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。

5.4 グループ企業の合併

- ・ ポーランド：EDF Wybrzeze SAが、EDFグループの97.26%所有会社であるEDF Polska SAと合併した。
- ・ イタリア：Transalpina di Energia SRLとWagram Holding 4 SpAが合併し、当グループのEdisonへの投資を保有するEDFの100%所有会社であるTransalpina di Energia SpA (TdE SpA) を設立した。この合併後の当グループのEdisonに対する投資は、97.40%となっている（2013年12月31日現在から変更はない）。

これらの合併取引の当グループ連結財務諸表に対する影響はなかった。

5.5 2013年度における連結範囲の変更

2013年度中の連結範囲の主な変更は注記3.7に記載されている。

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 2014年12月31日現在

損益計算書

(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
対外売上高	39,910	10,160	12,687	5,603	4,514	-	72,874
セグメント間売上高	931	-	3	193	1,374	(2,501)	-
売上高合計	40,841	10,160	12,690	5,796	5,888	(2,501)	72,874
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	5,028	582	-	10,989
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							62,164
資産合計	132,660	28,153	12,996	10,402	21,614	-	267,989
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。

6.1.2 2013年12月31日現在

損益計算書

(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
対外売上高	40,210	9,782	12,689	6,349	2,886	-	71,916
セグメント間売上高	762	-	2	223	1,005	(1,992)	-
売上高合計	40,972	9,782	12,691	6,572	3,891	(1,992)	71,916
減価償却費および償却費控除前営業利益	10,778	1,992	1,059	814	1,456	-	16,099
営業利益	6,229	1,021	243	(178)	1,019	-	8,334
貸借対照表：							
のれん	-	8,140	-	337	604	-	9,081
無形資産および有形固定資産	91,702	13,286	9,256	4,327	10,096	-	128,667
関連会社および共同支配企業に対する投資	5,134	47	217	5,116	965	-	11,479
その他セグメント資産 ⁽¹⁾	29,443	4,560	3,869	1,130	6,257	-	45,259
売却目的保有に分類された資産	-	-	-	-	1,154	-	1,154
その他の未配分資産							55,279
資産合計	126,279	26,033	13,342	10,910	19,076	-	250,919
その他の情報：							
減価償却費および償却費、純額	(4,698)	(903)	(716)	(397)	(440)	-	(7,154)
減損	(71)	(7)	(88)	(371)	(80)	-	(617)
自己資本（非支配持分）	-	2,783	439	867	909	-	4,998
無形資産および有形固定資産への投資	9,015	1,339	339	392	1,957	-	13,042

(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。

6.2 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
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	29,428	588	245	2,703	-	32,964
売上高合計	55,458	14,905	245	3,163	(897)	72,874
2013年度の対外売上高：						
－フランス	25,789	14,699	-	310	(588)	40,210
－国外およびその他事業	29,715	806	219	966	-	31,706
売上高合計	55,504	15,505	219	1,276	(588)	71,916

「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1,621百万ユーロを含む。

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)

	2014年度	2013年度
エネルギーおよびエネルギー関連サービス売上高	70,449	69,653
その他商品およびサービス売上高	1,515	1,416
トレーディング	910	847
売上高	72,874	71,916

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年度に関する遡及的料金調整（注記4.1.1を参照）の影響921百万ユーロおよび2014年7月25日からのDalkia連結による連結範囲の変更の影響1,456百万ユーロを含む。

これらの要因を消去後で、2014年度の売上高は2013年度と比較して、主に、当グループが事業を行っているほとんどの欧州諸国（特にフランス）において不利な天候の影響により販売量が低下したことに起因して減少した。

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)

	2014年度	2013年度
購入燃料使用分－発電	(12,307)	(12,639)
エネルギー購入	(15,380)	(15,900)
送電および配電費用	(9,316)	(9,134)
ヘッジ会計に係る利益／損失	(122)	(125)
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	421	(318)
燃料およびエネルギー購入費用	(36,704)	(38,116)

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)	2014年度	2013年度
対外サービス費用	(11,316)	(10,539)
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）	(2,707)	(2,218)
棚卸資産および資本財の変動	4,673	4,260
その他の対外費用に係る引当金の（増加）／減少	169	210
その他の対外費用	(9,181)	(8,287)

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)	2014年度	2013年度
賃金および給料	(7,426)	(7,027)
社会保障費	(1,668)	(1,543)
従業員利益分配	(257)	(230)
人件費関連のその他の拠出	(373)	(388)
短期給付に連動するその他の費用	(242)	(232)
短期給付	(9,966)	(9,420)
確定拠出制度に基づく費用	(852)	(805)
確定給付制度に基づく費用	(723)	(933)
雇用後給付	(1,575)	(1,738)
その他の長期費用	(237)	(122)
退職手当	(7)	(11)
その他の人件費	(244)	(133)
人件費	(11,785)	(11,291)

10.2 平均従業員数

(単位：人)	2014年度	2013年度
IEG従業員	103,088	101,732
その他	44,936	38,142
平均従業員数	148,024	139,874

被支配事業体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。

2014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)	2014年度	2013年度
給与税	(243)	(236)
エネルギー税	(1,494)	(1,476)
その他の法人所得税以外の税金	(1,856)	(1,769)
法人所得税以外の税金	(3,593)	(3,481)

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	2014年度	2013年度
営業補助金	12.1	6,116	5,310
連結除外による純利益	12.2	254	301
固定資産売却益	12.2	(153)	(100)
流動資産に対する引当金の純増加		(195)	(208)
営業リスクおよび費用引当金の純増加		(142)	(140)
その他の項目	12.3	(212)	195
その他の営業収益および営業費用		5,668	5,358

12.1 営業補助金

この項目は、主に、CSPEに関して、EDFが受取ったか、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、2014年度における5,888百万ユーロ（2013年度における5,103百万ユーロ）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および大陽光発電エネルギーの購入量の増加（フランス本土での購入義務に係る受取補助金を増加させる効果があった）ならびに相互接続されていない地域でのエネルギー購入量の増加に起因している。

12.2 連結除外による純利益および固定資産売却益

2014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以下が含まれていた。

- ・ 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225百万ユーロ（2013年度188百万ユーロ）。
- ・ フランスにおける不動産の売却益17百万ユーロ（2013年度62百万ユーロ）。

12.3 その他の項目

2013年度および2014年度のその他の項目は、主に、長期ガス供給契約の価格見直しに関する訴訟および仲裁に関連したEdisonに有利な再交渉の過年度に関連する影響を含んでいる。

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	2014年度	2013年度
のれんの減損	18	(298)	(129)
その他の無形資産の減損	19	(74)	(56)
有形資産の減損および非継続事業	21-22-46	(832)	(432)
その他の項目		15	-
戻入控除後の減損		(1,189)	(617)

2013年度においては、(617)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(229)百万ユーロ) および EDF Polskaに関連した(127)百万ユーロを含んでいた。

2014年度の減損は(1,189)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2014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詳細ならびに使用された主要な仮定である。

- ・ のれんおよび有効期間が確定できない無形資産の減損テスト

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	2014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	7.9%-9.5%	2.0%	-
その他国外	EDF Luminusのれん	6.5%	1.9%	(281)
その他事業	Dalkiaのれんおよびブランド	7.0%	1.7%	-
のれんのその他の減損				(17)
のれんおよび有効期間が確定できない無形資産の減損				(298)

- ・ 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	2014年度の減損 (単位：百万ユーロ)
英国	CCGTおよびガス貯蔵所	スプレッドの縮小	6.5%-6.7%	(169)
イタリア	Edison資産	電力価格の下落	6.9%-8.9%	(167)
その他国外	ベルギーの EDF Luminus資産	電力価格の下落	6.5%	(305)
その他事業	ドイツのガス貯蔵所	シーズナル・スプレッドの縮小	6.0%	(46)
その他事業	EDF Énergies NouvellesのCGU	新規制	5.1%-9.7%	(127)
資産のその他の減損				(92)
その他の無形資産および有形固定資産の減損				(906)

全般的前提

ベンチマーク国の割引率は、2013年度から2014年度にかけて、リスクフリー・レートの下落が市場リスク・プレミアムの上昇により相殺されたことから、比較的安定していた。

長期的なシナリオでは、欧州のエネルギー市場の緊張は継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、伝統的形態による発電の収益性に影響を与えている。

これを背景に、ピーク時供給につ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、発電容量プレミアムのメカニズムに関する規制が検討されている。これらのシステムは、減損テスト上、当該規制の進行状況に依存して個々の事例ごとに勘案されている。

英国—EDF Energy

EDF Energyののれんは2014年12月31日現在8,652百万ユーロであり、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。発電ユニットの耐用年数は、既存の原子炉の耐用年数延長およびシンクリー・ポイント用地の耐用年数60年の新たなEPR 2 基の試運転を勘案している。

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。

シンクリー・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、35年の対象期間にわたり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。

WACCが1ポイント高くなっても、のれんの減損は生じない。

また、一部のEDF Energy資産に関し、(169)百万ユーロの減損も計上された。

- ・ 2013年度に運転を開始したウエスト・バートンCCGT発電所に関する、スパーク・スプレッドの長期的縮小による(115)百万ユーロ。
- ・ 最初の貯蔵キャパシティが2015年度に稼動開始予定であった、ガス貯蔵資産に関する(54)百万ユーロ。この減損は主に、開発可能なキャパシティ数の減少、およびガス市場のボラティリティの著しい低下の2つの要因に起因する。

イタリア—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、卸売価格の下落により(167)百万ユーロの減損が認識された。これは主に、水力および風力発電資産に関連していた。

Edisonの探査—発電事業に関し、石油価格の下落を考慮に入れて、感応度分析が実施された。分析の結果、連結財務諸表に当該資産の減損は計上されなかった。

その他国外

EDF Luminus

ベルギーのエネルギー事業者にとって依然として極めて厳しい状況が続く中で電力価格が引き続き下落した結果、総額(586)百万ユーロの減損が認識された。このうち(281)百万ユーロはのれんに関するものであった(2014年12月31日現在で全額償却された)。

WACCが0.5ポイント高くなると、回収可能価額に(104)百万ユーロのマイナスの影響が生じる。

EDF LuminusおよびElectrabelは、Doel 3およびTihange 2の原子炉に対する10.2%の持分を所有しており、その2014年12月31日現在の貸借対照表価額は190百万ユーロである。これら2基の原子炉は、容器に関する一連の詳細な検査のため、2014年3月から稼働を停止している。ベルギーの連邦原子力検査庁(AFCN)はElectrabelの提供する証拠に基づき、再稼働を認めるかどうかを決定する予定である。Electrabelは、当該原子炉は2015年7月1日まで引き続き使用不可能であると考えている。この使用不可能な状態は、のれんの減損テストにおいて考慮された。

その他事業

ドイツーガス貯蔵所

EnBWと共同で所有し管理しているドイツのガス貯蔵施設に関し、(46)百万ユーロの減損が計上された。この資産はシーズン・スプレッドの長期的な悪化の影響を受けた。

EDF Énergies Nouvelles

2014年12月31日現在で(127)百万ユーロの減損が、EDF Énergies Nouvellesの様々なCGUに関して計上された。

この減損は、基本的にイタリア(再生可能エネルギーに関する規制の変更)、メキシコ(発電所内での稼働上の問題)および米国(開発中のプロジェクト)に関連している。

注記14. その他の収益および費用

2014年度のその他の収益および費用は、以下を含んでいる。

- ・ 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(注記3.1.4を参照)。
- ・ フランスの永久に閉鎖された原子力発電所(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)の廃炉関連費用(388)百万ユーロ(注記29.1.3を参照)。

2013年度のその他の収益および費用は、以下を含んでいる。

- ・ フランスの年金改革の有利な影響に関連する472百万ユーロの利益(注記4.6を参照)。
- ・ オランダのコンバインド・サイクル・ガス発電所であるSLOEに対するEDFの投資に関連する引当金(174)百万ユーロ。
- ・ ベルギーおよび一部の中欧の国々における当グループの事業再編に関する(55)百万ユーロの費用。

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)	2014年度	2013年度
財務活動に係る支払利息	(2,207)	(2,266)
デリバティブおよび負債のヘッジの公正価値の変動	(10)	(1)
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	3	11
債務に係る外国為替差益（純額）	(29)	(6)
総金融負債に係る費用	(2,243)	(2,262)

15.2 割引の影響

割引の影響は、主に、核サイクル終了、廃炉および炉心核燃料ならびに長期および雇用後従業員給付に係る引当金に関係している。

この費用の詳細は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2014年度	2013年度
長期および雇用後従業員給付引当金	(1,273)	(1,243)
核サイクル終了、廃炉および炉心核燃料引当金(1)	(1,633)	(1,580)
その他の引当金および前受金	(90)	(108)
割引の影響	(2,996)	(2,931)

(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一注記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)	2014年度	2013年度
現金および現金同等物に係る金融収益	17	16
売却可能金融資産に係る利益（損失）	1,258	1,057
その他金融資産に係る利益（損失）	376	373
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	16	120
その他の金融費用	(191)	(252)
債務以外の金融項目に係る外国為替差損益	124	(102)
ヘッジ資産に係る収益	594	560
借入コストの資産計上	494	479
その他の金融収益および費用	2,688	2,251

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。

2014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894百万ユーロ（2013年度714百万ユーロ）が含まれていた。

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)	2014年度	2013年度
当期税金費用	(2,115)	(2,069)
繰延税金	276	173
合計	(1,839)	(1,896)

2014年度の当期税金費用のうち(1,499)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、(616)百万ユーロはその他の子会社に関連している（2013年度は、それぞれ(1,545)百万ユーロおよび(524)百万ユーロ）。

16.2 理論税額と実効税額の調整（タックス・プルーフ）

(単位：百万ユーロ)	2014年度	2013年度
連結会社の税引前利益	5,433	5,392
親会社に適用される法人所得税率	38.00%	38.00%
理論税額	(2,065)	(2,049)
税率差異	87	341
永久差異	34	(80)
税法基準外税金	94	(135)
未計上の繰延税金資産	8	20
その他	3	7
実際税額	(1,839)	(1,896)
実効税率	33.85%	35.16%

2014年度および2013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、2014年度32.2%、2013年度34.0%である。

理論上の税率と実効税率の違いを説明する主な要因は、以下の通りである。

- ・ 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（111百万ユーロ）。
- ・ 2013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（341百万ユーロ）、英国における3ポイントの税率引き下げに関連する254百万ユーロを含む。
 - － フランスの2012年および2013年財政法による不利な影響(135)百万ユーロ（38%への税率引上げの影響を除く）、主に配当金課税および利息の損金算入制限に対応する。

16.3 繰延税金資産および負債の変動

(単位：百万ユーロ)	2014年度	2013年度
繰延税金資産	2,171	2,639
繰延税金負債	(4,242)	(4,709)
1月1日現在の繰延税金（純額）	(2,071)	(2,070)
純利益の変動	276	174
自己資本の変動	258	(192)
換算調整	(101)	61
連結範囲の変更	(67)	25
その他の変動	16	(69)
12月31日現在の繰延税金（純額）	(1,689)	(2,071)
繰延税金資産	2,626	2,171
繰延税金負債	(4,315)	(4,242)

自己資本に含まれる2014年度の繰延税金資産の変動のうち241百万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（2013年度(103)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)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
繰延税金：		
固定資産	(7,072)	(7,270)
従業員給付引当金	7,723	5,963
その他の引当金および減損	318	719
金融商品	179	298
繰越欠損金および未使用の税額控除	839	694
その他	261	(67)
繰延税金資産および負債合計	2,248	337
未計上の繰延税金資産	(3,937)	(2,408)
繰延税金（純額）	(1,689)	(2,071)

2014年12月31日現在、未計上の繰延税金資産は3,937百万ユーロ（2013年12月31日現在2,408百万ユーロ）の潜在的節税額を示している。2014年度の潜在的節税額のうち、3,097百万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（2013年度1,747百万ユーロ）。

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（基本のおよび希薄化後）の計算に使用された基本のおよび希薄化後利益の調整、ならびに基本のおよび希薄化後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）	2014年度	2013年度
普通株式に帰属する純利益	3,701	3,517
永久劣後債に係る支払	(388)	(103)
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	3,313	3,414
期中加重平均社外流通普通株式数	1,858,467,505	1,852,523,933
期中加重平均社外流通希薄化後株式数	1,858,467,505	1,852,523,933
1株当たり利益（単位：ユーロ）：		
1株当たり利益	1.78	1.84
希薄化後1株当たり利益	1.78	1.84

[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)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
期首における帳簿価額純額	9,081	9,400
取得	394	6
売却	-	-
減損（注記13）	(298)	(129)
換算調整	573	(179)
その他の変動	(56)	(17)
期末日における帳簿価額純額	9,694	9,081
期末日における総額	10,624	9,716
期末日における減損累計額	(930)	(635)

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。

2013年度ののれんの変動は、主に以下に関係している。

- ・ EDF Luminusののれんに関する(102)百万ユーロを含む減損(129)百万ユーロ。
- ・ 大部分がユーロに対するポンドの下落に起因する換算調整(179)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)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
EDF Energy	8,652	8,140
合計：英国	8,652	8,140
EDF Luminus（ベルギー）	-	281
その他	42	56
合計：その他国外	42	337
Dalkia	392	-
EDF Énergies Nouvelles	179	176
その他	429	428
合計：その他事業	1,000	604
グループ合計	9,694	9,081

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。

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601百万ユーロ（注記3.1を参照）。

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。

2013年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	2012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	2013年 12月31日 現在
ソフトウェア	1,686	562	(120)	(13)	-	(11)	2,104
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	838	-	-	(1)	-	(24)	813
温室効果ガス排出権ー グリーン証書	516	1,052	(739)	-	-	(3)	826
その他の無形資産	4,429	215	(9)	(1)	(60)	17	4,591
開発中の無形資産	1,757	171	-	(2)	-	48	1,974
総額	9,226	2,000	(868)	(17)	(60)	27	10,308
償却および減損累計額	(1,893)	(770)	136	9	35	35	(2,448)
純額	7,333	1,230	(732)	(8)	(25)	62	7,860

2013年12月31日現在のその他の無形資産の総額には、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831百万ユーロ含まれている。

2013年度には、その他の無形資産について(56)百万ユーロの減損が計上された。

2013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、543百万ユーロである。

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)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
有形固定資産	48,746	47,425
建設中の有形固定資産	1,511	1,371
フランスの公共配電委譲運営有形固定資産	50,257	48,796

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
2013年12月31日現在総額	2,256	78,371	3,488	84,115
増加 ⁽¹⁾	123	3,470	278	3,871
減少	(16)	(622)	(170)	(808)
その他変動	(2)	21	4	23
2014年12月31日現在総額	2,361	81,240	3,600	87,201
2013年12月31日現在 減価償却および減損累計額	(1,209)	(33,265)	(2,216)	(36,690)
減価償却費、純額	(43)	(206)	(152)	(401)
除却	14	499	163	676
その他変動 ⁽²⁾	(10)	(1,934)	(96)	(2,040)
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)
2013年12月31日現在純額	1,047	45,106	1,272	47,425
2014年12月31日現在純額	1,113	46,334	1,299	48,746

(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、特別委譲負債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)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
有形固定資産	6,495	6,421
建設中の有形固定資産	1,356	1,029
その他の業務に係る委譲運営有形固定資産	7,851	7,450

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
2013年12月31日現在総額	1,492	10,231	601	848	13,172
増加	22	389	17	47	475
減少	(1)	(19)	(1)	(10)	(31)
換算調整	9	45	(32)	47	69
連結範囲の変更	1	-	-	-	1
その他変動	(4)	41	1	(13)	25
2014年12月31日現在総額	1,519	10,687	586	919	13,711
2013年12月31日現在 減価償却および減損累計額	(819)	(4,982)	(302)	(648)	(6,751)
減価償却費、純額	(32)	(335)	(17)	(55)	(439)
減損、戻入控除後	-	(20)	-	-	(20)
除却	1	16	1	8	26
換算調整	(1)	(22)	16	(43)	(50)
連結範囲の変更	-	-	-	-	-
その他変動	2	18	-	(2)	18
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)
2013年12月31日現在純額	673	5,249	299	200	6,421
2014年12月31日現在純額	670	5,362	284	179	6,495

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)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
有形固定資産	50,342	47,839
建設中の有形固定資産	18,813	16,432
ファイナンス・リース有形固定資産	237	290
発電用その他のグループ所有有形固定資産	69,392	64,561

2014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。

2014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(61)百万ユーロおよび(34)百万ユーロの減損が計上された。

2013年12月31日現在、建設中の有形固定資産に関連して(214)百万ユーロの減損が計上された。これには、ポーランドの超臨界石炭火力発電所プロジェクトに関する(125)百万ユーロが含まれていた。

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
2013年12月31日現在総額	11,830	61,399	19,473	29	13,273	106,004
増加	613	3,059	1,358	1	2,572	7,603
減少	(83)	(977)	(242)	-	(512)	(1,814)
換算調整	35	726	205	-	485	1,451
連結範囲の変更	2	-	(4)	-	(316)	(318)
その他変動	5	79	62	(13)	(121)	12
2014年12月31日現在総額	12,402	64,286	20,852	17	15,381	112,938
2013年12月31日現在 減価償却および減損累計額	(6,545)	(37,550)	(9,204)	(3)	(4,863)	(58,165)
減価償却費、純額	(346)	(2,499)	(914)	(1)	(906)	(4,666)
減損、戻入控除後	(2)	(198)	(317)	-	(200)	(717)
除却	53	858	217	-	322	1,450
換算調整	11	(242)	(87)	-	(106)	(424)
連結範囲の変更	5	-	(10)	-	35	30
その他変動	-	(109)	(1)	-	6	(104)
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)
2013年12月31日現在純額	5,285	23,849	10,269	26	8,410	47,839
2014年12月31日現在純額	5,578	24,546	10,536	13	9,669	50,342

22.3 ファイナンス・リース契約

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在				2013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）	58	15	32	11	58
将来の最低支払リース料債務（賃借人分）	643	65	230	348	595

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おり、そのファイナンス・リース・コミットメントのほとんどすべてを賃貸人として会計処理している。

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)	2014年12月31日現在			2013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	5,109	379	5,134	494
CENG(2)	G	49.99	2,621	(101)	2,784	(152)
Alpiq	G, D, O, T	25.00	735	(193)	947	(214)
Dalkia	O	-	-	8	363	22
その他関連会社および共同支配 企業に対する投資			2,524	86	2,251	112
合計			10,989	179	11,479	262

(1) G＝発電、D＝配電、T＝輸送、O＝その他

(2) CENGは従来、共同支配企業に分類されていたが、Exelonとの2014年4月1日付契約を受け、現在は関連会社に分類されている（注記3.3を参照）。

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)、Estag、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。

2014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(425)百万ユーロの減損が計上された。

- ・ CENG資産に関する(122)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(206)百万ユーロ－注記23.3.2を参照。
- ・ 共同支配企業であるEstagへの投資に関し、EDFグループレベルで存在するのれんの減損に相当する(83)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）	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
非流動資産	15,132	14,420
流動資産	3,000	2,161
資産合計	18,132	16,581
自己資本	5,109	5,134
非流動負債	8,623	8,182
流動負債	4,400	3,265
自己資本および負債合計	18,132	16,581
売上高	4,461	4,702
減価償却費および償却費控除前営業利益	1,687	1,788
純利益	379	494
純負債額	7,877	7,459
自己資本直入損益	(154)	31
グループに対する支払配当金	250	209

23.1.2 EDFグループとRTEとの間の取引

2014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、2014年度にRTEはERDFから3,150百万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、2014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96百万ユーロおよび142百万ユーロ
- ・ EDFからのシステム・サービスの購入、282百万ユーロ

その他の取引

EDFグループは2014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（2013年12月31日現在から変更はない）。RTEは2014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）	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
非流動資産	9,968	8,331
流動資産	1,019	873
資産合計	10,987	9,204
自己資本	5,243	5,569
非流動負債	5,481	3,473
流動負債	263	162
自己資本および負債合計	10,987	9,204
売上高	1,140	1,169
減価償却費および償却費控除前営業利益	285	374
純利益	(202)	(304)
自己資本直入損益	594	(27)
グループに対する支払配当金	315	-

23.2.2 EDFグループとCENGとの間の取引

2014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、以下の通りである。

売上

CENGとEDFグループ（EDF Trading North America）との間の電力購入契約では、2014年に終了する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る。2015年1月1日から様々な発電所の操業終了時まで、当グループは、CENGの生産電力の49.99%を市場価格で購入する。この電力購入契約は、当グループがCENGに対する保有持分をExelonに売却するオプションを行使しない限り、Exelonとの間で2013年7月に締結し2014年4月1日に確定した契約の影響を受けない。

CENGからEDF Trading North Americaへのこれらの販売電力量は、2014年度において4.6TWhであった。

その他の取引

Exelonとの間で締結した契約を適用して、2014年4月1日に、CENGはEDFグループに対し400百万米ドル（290百万ユーロ）の特別配当を支払った。

23.2.3 減損

2014年度に、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。この減損は、当グループの通常の減損テストの方法（将来営業キャッシュ・フローの割引、グループの各仮定）により算定された。これは2014年度に長期価格曲線が低下した結果である。

2013年度に、当グループのCENGに対する投資について(146)百万ユーロの減損が計上された。

23.3 ALPIQ

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、株主からのハイブリッド・ローンおよび公募ハイブリッド債は、資金受領日から、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い。

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)	2013年12月31日現在
非流動資産	7,411
流動資産	4,419
資産合計	11,830
自己資本(1)	4,756
非流動負債	4,480
流動負債	2,594
自己資本および負債合計	11,830
売上高	7,623
減価償却費および償却費控除前営業利益	642
純利益	15
自己資本直入損益	115
グループに対する支払配当金	11

(1) ハイブリッド債828百万ユーロを含む。

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、2013年にAlpiqが発行し当グループが引き受けなかったハイブリッド債によるものである。

2014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509百万ユーロである。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

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。

2013年度に、Alpiqに対する当グループの投資に関連して(284)百万ユーロの減損が計上された。

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)	2014年12月31日現在			2013年12月31日現在		
	総額	引当金	純額	総額	引当金	純額
核燃料	10,807	(14)	10,793	10,539	(14)	10,525
その他燃料	1,916	(11)	1,905	2,023	(4)	2,019
その他原材料	1,586	(266)	1,320	1,343	(253)	1,090
仕掛品（製品・サービス）	197	(45)	152	90	(24)	66
その他の棚卸資産	596	(19)	577	523	(19)	504
棚卸資産合計	15,102	(355)	14,747	14,518	(314)	14,204

2014年12月31日現在の長期部分（1年超）は、主に、7,943百万ユーロの核燃料在庫に関連する（2013年12月31日現在7,733百万ユーロ）。

2014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593百万ユーロである（2013年12月31日現在686百万ユーロ）。

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)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
営業債権－総額（EDF Tradingを除く）	21,343	19,611
営業債権－総額（EDF Trading）	3,108	3,313
減損	(1,275)	(1,032)
営業債権－純額	23,176	21,892

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)	2014年12月31日現在			2013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	24,451	(1,275)	23,176	22,924	(1,032)	21,892
- 期日経過後6か月以内	1,606	(245)	1,361	1,724	(308)	1,416
- 期日経過後6～12か月	662	(205)	457	626	(224)	402
- 期日経過後12か月超	1,339	(623)	716	1,125	(432)	693
期日到来営業債権	3,607	(1,073)	2,534	3,475	(964)	2,511
期日未到来営業債権	20,844	(202)	20,642	19,449	(68)	19,381

25.2 証券化業務

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
譲渡済、貸借対照表上全額留保の営業債権	17	11
譲渡済、貸借対照表上一部留保の営業債権	29	-
譲渡済、貸借対照表上全額認識中止の営業債権	1,225	1,151

当グループは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、合計1,225百万ユーロの営業債権の証券化を行っていた（2013年12月31日現在は、Edisonグループによる710百万ユーロを含む、1,151百万ユーロ）。

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)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
前払費用	1,585	1,434
CSPE	2,057	1,357
VAT債権	2,678	2,272
その他税金債権	822	695
その他の営業債権	3,675	3,405
その他の債権	10,817	9,163
非流動部分	2,024	1,924
流動部分	8,793	7,239
総額	10,896	9,245
減損	(79)	(82)

CSPE債権は、2014年12月31日現在の受取債権の額に対応している。ただし、2012年12月31日より前に生じた不足額および関連コストに係る部分は除く（これらは金融資産に含まれている）。

注記27. 自己資本

27.1 資本金

2014年12月31日現在の資本金は930,004,234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1,860,008,468株から成っている。資本金のうち84.5%はフランス政府、13.7%は民間（機関投資家および個人投資家）、1.7%は在職中および退職後の当グループの従業員、ならびに、0.1%はEDFが自己株式として所有している。

2013年度に、2012年度配当の一部を株式の形態で支払ったことにより、11,141,806株の新株発行に対応して資本金が6百万ユーロ増加した。

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。

2014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1,682,181株、総額41百万ユーロである。

27.3 配当

2014年5月15日の株主総会において、2013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。

2011年5月24日の株主総会で提案された当社定款の変更を適用して、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2013年12月17日に支払われたため、2013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、2014年6月6日に支払われた。

2014年12月10日にEDFの取締役会は、2014年度について、社外流通株式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、2014年12月17日に現金で支払われた。

27.4 永久劣後債の発行

2014年1月に、当グループは合計3,970百万ユーロ（取引費用控除後）の永久劣後債を発行した。取引の詳細は注記3.5に記載されている。

2014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。

2014年度に、2013年1月および2014年1月に発行された永久劣後債の持参人に対して388百万ユーロが支払われた（2013年度103百万ユーロ）。

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)	2014年12月31日現在			2013年12月31日現在	
	所有割合 (%)	自己資本 (非支配持分)	非支配持分 に帰属する 純利益	自己資本 (非支配持分)	非支配持分 に帰属する 純利益
主要な非支配持分					
EDF Energy Nuclear Generation Ltd	20.0%	2,998	155	2,783	220
EDF Luminus	36.5%	539	(96)	648	(23)
EDF Investissements Groupe	4.5%	515	19	527	17
その他の非支配持分		1,367	(6)	1,040	27
合計		5,419	72	4,998	241

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。

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（2014年12月31日現在のEDENSに対するF2iの投資の影響を含む－注記3.2.2を参照）。

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)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
非流動資産	23,810	22,316
流動資産	3,549	3,427
資産合計	27,359	25,743
自己資本	14,999	13,914
非流動負債	11,141	10,556
流動負債	1,219	1,273
自己資本および負債合計	27,359	25,743
売上高	3,864	3,794
純利益	776	1,103
自己資本直入損益	1,060	(398)
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）	1,335	1,361

投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）	(622)	(505)
財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）	(809)	(1,099)
現金および現金同等物一期末残高	528	792
現金および現金同等物の純増加（減少）額	(96)	(243)
為替変動の影響	34	(21)
その他	-	-
現金および現金同等物一期末残高	466	528
非支配株主に対する支払配当金	(153)	(230)

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	2014年12月31日現在			2013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		1,632	19,455	21,087	1,447	19,100	20,547
廃炉および炉心核燃料引当金		290	22,943	23,233	265	21,327	21,592
原子力発電関連引当金	29	1,922	42,398	44,320	1,712	40,427	42,139
非原子力施設廃止引当金	30	37	1,297	1,334	51	1,182	1,233
従業員給付引当金	31	1,058	23,060	24,118	950	18,381	19,331
その他の引当金	32	2,237	1,841	4,078	2,121	1,480	3,601
引当金合計		5,254	68,596	73,850	4,834	61,470	66,304

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)	2013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	2014年 12月31日現在
使用済核燃料管理引当金	11,954	498	(997)	572	147	56	12,230
放射性廃棄物長期管理引当金	8,593	34	(240)	396	75	(1)	8,857
核サイクル終了引当金	20,547	532	(1,237)	968	222	55	21,087
原子力発電所廃炉引当金	18,094	423	(186)	859	350	(43)	19,497
炉心核燃料引当金	3,498	-	-	177	85	(24)	3,736
廃炉および炉心核燃料引当金	21,592	423	(186)	1,036	435	(67)	23,233
原子力発電関連引当金	42,139	955	(1,423)	2,004	657	(12)	44,320

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	10,105	2,125	-	12,230
放射性廃棄物長期管理引当金	7,676	1,178	3	8,857
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
2013年12月31日現在核サイクル終了引当金	17,321	3,224	2	20,547
原子力発電所廃炉引当金	13,866	5,436	195	19,497
炉心核燃料引当金	2,413	1,323	-	3,736
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
2013年12月31日現在廃炉および炉心核燃料引当金	15,337	6,067	188	21,592

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のポートフォリオを保有している（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)	注記	2013年 12月31日現在	増加	減少	割引の 影響	その他の 変動	2014年 12月31日現在
使用済燃料管理引当金	29.1.1	9,779	457	(648)	462	55	10,105
放射性廃棄物長期管理引当金	29.1.2	7,542	29	(240)	346	(1)	7,676
核サイクル終了引当金		17,321	486	(888)	808	54	17,781
原子力発電所廃炉引当金	29.1.3	13,024	423	(164)	625	(42)	13,866
炉心核燃料引当金	29.1.4	2,313	-	-	111	(11)	2,413
廃炉および炉心核燃料引当金		15,337	423	(164)	736	(53)	16,279
原子力発電関連引当金		32,658	909	(1,052)	1,544	1	34,060

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1,000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のサービスを対象としている。

- ・ EDFの発電所からの使用済燃料の除去、受入および一時貯蔵
- ・ 処理（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。

29.1.2 放射性廃棄物長期管理引当金

この項目には、以下のための将来の費用が含まれる。

- ・ 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（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、閉鎖および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)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
超低レベルおよび低中レベル廃棄物	997	967
長寿命低レベル廃棄物	521	499
長寿命中高レベル廃棄物	6,158	6,076
放射性廃棄物長期管理引当金	7,676	7,542

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、2015年末までに当局に結果を提示する予定である。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。

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、これらの廃棄物の可逆的深部地層処分を要求している。

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る。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、この作業部会からの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（CIGEO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を含む）および操業条件（作業員数を大幅に削減す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年の法律に準拠して、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、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2か月以内にその見解を公表する予定であり、当該見解は環境・持続可能開発・エネルギー担当大臣に提出される報告書に含められ、これを受けて同大臣はフランスの原子力安全庁（Autorité de Sécurité NucléaireまたはASN）の助言を得て、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。

使用される費用水準に関する不確実性および対応する引当金への影響に鑑み、2014年12月31日現在でEDFが計上した引当金は、引き続き、2005年に作業部会が決定したベンチマーク費用に基づいている。

DGEC、ANDRAおよび産出業者の間で進行中の議論は、すべての産出業者からのすべての最終廃棄物の予測一覧に基づく、2011年の経済状況下での貯蔵費用に関連している。

引当金の測定は総貯蔵費用の影響を受けるが、これに加えて支払スケジュール、産出業者（EDF、AREVA、CEA）間の費用配分、ならびにプロジェクトの機会、リスク、未知の事項および不確実性に関する主要な仮定の影響も受ける。現在の引当金に適用したと同一の仮定を用いて、2011年の経済状況下で請負業者の総見積価格が10億ユーロ高かったとした場合、2014年12月31日現在の引当金に対して約200百万ユーロ（現在価値）の影響があったと見積られる。

エネルギー担当大臣により設定された価額がEDFの見積りと異なる場合には、当グループは、財務諸表上でその影響額を反映することとなる。

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、閉鎖後、放射性崩壊の待機期間なしに直ちに廃炉するというものであり、これは最終的な閉鎖から解体までの期間を可能な限り短くするよう求めるフランスの規制に準拠している。レベル1の作業は最初に行わねばならないが、レベル2とレベル3の一部の作業は、同時並行的に行うことができる。

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と貯蔵は対象外である。

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)	2013年 12月31日現在	増加	減少	割引の 影響	その他の 変動	2014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	10,907	35	-	522	(42)	11,422
永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金	2,117	388	(164)	103	-	2,444
原子力発電所廃炉引当金	13,024	423	(164)	625	(42)	13,866

- ・ 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。

・ 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、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、ショーAのPWR原子炉、クレイ・マルヴィルの高速中性子炉など、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。

EDFは第1世代の発電所を、結果として生じる廃棄物に係る解決策の将来の利用可能性に沿って、2040年までに完全に解体することを選択している。

- ・ 長寿命中レベル廃棄物については、深層での貯蔵が可能になるまで、2017年に開業予定である放射性廃棄物の収納および一時貯蔵施設（ICEDA）。
- ・ 長寿命低レベル廃棄物については、2025年までに開業予定である黒鉛廃棄物の貯蔵施設。

引当金の額は、2018年末までに公布される予定のブレンニリスの完全解体に関する政令によっても影響を受ける。

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。

これらの見積価格の全面改訂は2015年に予定されているが、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388百万ユーロの見積変更があった。この変更により損益計算書の「その他の収益および費用」に費用が認識された。

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、2014年12月31日現在、インフレ率を1.7%と仮定して、4.6%である（2013年12月31日現在インフレ率1.9%として4.8%）。

・ 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、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2つの制限に従う必要がある。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48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、2014年12月31日現在、4.31%であった。

引当金に適用可能な割引率を統制する規制に関し、原子力事業者がフランス政府とともに2013年から取り組んできた作業が完了し、その結果は2015年度第1四半期中に規制に組み入れられる予定である。予想される新規則に基づく、割引率の上限は2014年12月31日現在で約4.8%となる見込みである。

新規則が公布されるまで、環境・持続可能開発・エネルギー担当大臣、財務・財政担当大臣、および経済・生産再建・デジタル関連担当大臣は、EDFグループに対し、現行規則に準拠した割引率の適用を2015年3月31日まで延期することを認めた。

従って、2014年12月31日現在で適用された割引率は4.6%であり、当社の通常の方法に基づいて決定されている。

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)	2014年12月31日現在		2013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	16,463	10,105	15,868	9,779
放射性廃棄物長期管理	26,159	7,676	25,578	7,542
核サイクル終了費用	42,622	17,781	41,446	17,321
原子力発電所廃炉引当金	22,608	13,866	22,448	13,024
炉心核燃料引当金	4,050	2,413	3,979	2,313
廃炉および炉心核燃料費用	26,658	16,279	26,427	15,337

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。

2014年年度：

(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%	-0.30%	+0.20%	-0.20%	-0.30%
核サイクル終了費用：							
-使用済燃料管理	10,105	(171)	180	274	141	(149)	(227)
-放射性廃棄物長期管理	7,676	(381)	425	657	327	(368)	(568)
廃炉および炉心核燃料：							
-原子力発電所の廃炉	13,866	(431)	449	681	52	(54)	(82)
-炉心核燃料	2,413	(64)	68	103	-	-	-
合計	34,060	(1,047)	1,122	1,715	520	(571)	(877)

2013年年度：

(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	9,779	(167)	177	139	(147)
-放射性廃棄物長期管理	7,542	(374)	417	320	(359)
廃炉および炉心核燃料：					
-原子力発電所の廃炉	13,024	(456)	476	45	(47)
-炉心核燃料	2,313	(66)	69	-	-
合計	32,658	(1,063)	1,139	504	(553)

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2014年12月31日現在10,062百万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2014年12月31日現在8,617百万ユーロ（2013年12月31日現在7,958百万ユーロ）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)	2013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	2014年 12月31日現在
使用済核燃料管理引当金	2,175	41	(349)	110	147	1	2,125
放射性廃棄物長期管理引当金	1,049	4	-	50	75	-	1,178
核サイクル終了引当金	3,224	45	(349)	160	222	1	3,303
原子力発電所廃炉引当金	4,882	-	(22)	226	350	-	5,436
炉心核燃料引当金	1,185	-	-	66	85	(13)	1,323
廃炉および炉心核燃料引当金	6,067	-	(22)	292	435	(13)	6,759
原子力発電関連引当金	9,291	45	(371)	452	657	(12)	10,062

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以下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。
- ・ 国務大臣は以下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、一定の除外もしくは不適格負債（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。2014年12月31日現在、対応する引当金は168百万ユーロである。
- ・ 「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）。

EDF Energyは、原子力負債の見積りの更新作業を2013年度に完了した。この結論により、従来負債に計上されていた引当金が1,173百万ユーロ修正され、NLF（またはNLFが債務を履行できない場合には英国政府）からの債権の金額も、同額修正された。従って、当グループの損益計算書には影響がなかった。

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)	2014年12月31日現在		2013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	3,192	2,125	3,228	2,175
放射性廃棄物長期管理	7,741	1,178	7,132	1,049
核サイクル終了費用	10,933	3,303	10,360	3,224

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)	2014年12月31日現在		2013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	16,088	5,268	14,823	4,712

上記の表は、NLFに対する廃炉抛出の未払額（2014年12月31日現在168百万ユーロ、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。

2014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2013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
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

2013年12月31日現在
非原子力施設廃止引当金

572	66	489	106	1,233

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。

2014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)

	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
従業員給付引当金－流動部分	1,058	950
従業員給付引当金－非流動部分	23,060	18,381
従業員給付引当金	24,118	19,331

31.1.1 引当金の変動の内訳

(単位：百万ユーロ)

	債務	制度資産	貸借対照表上の引当金
2013年12月31日現在残高	34,190	(14,859)	19,331
2014年度純費用	2,233	(594)	1,639
数理計算上の損益	7,088	(2,477)	4,611
雇用主による拠出	-	(667)	(667)
従業員による拠出	4	(4)	-
給付支払額	(1,525)	585	(940)
換算調整	504	(482)	22
連結範囲の変更	125	-	125
その他の変動	(3)	-	(3)
2014年12月31日現在残高	42,616	(18,498)	24,118

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)

	2014年度	2013年度
当期勤務費用	(792)	(948)
過去勤務費用	75	477
数理計算上の損益－長期給付	(243)	(112)
営業費用として計上された純費用	(960)	(583)
利息費用（割引の影響）	(1,273)	(1,243)
制度資産の運用収益	594	560
金融損益に含まれた純利息費用	(679)	(683)
損益計算書に計上された従業員給付費用	(1,639)	(1,266)
数理計算上の損益－雇用後給付	(7,088)	(2)
制度資産に係る数理計算上の損益	2,477	78
数理計算上の損益	(4,611)	76
換算調整	(22)	11
自己資本に直入された従業員給付に係る損益	(4,633)	87

2013年度の過去勤務費用には、フランスの年金改革のプラスの影響による472百万ユーロの利益が含まれている（注記4.6を参照）。

31.1.3 事業セグメントごとの従業員給付引当金

(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
2013年12月31日現在債務	27,069	6,703	52	163	203	34,190
2014年度純費用	1,678	549	5	(22)	23	2,233
数理計算上の損益	6,304	716	3	13	52	7,088
従業員による拠出	-	4	-	-	-	4
給付支払額	(1,259)	(223)	(3)	(23)	(17)	(1,525)
換算調整	-	504	-	-	-	504
連結範囲の変更	-	-	-	-	125	125
その他の変動	-	-	(4)	(1)	2	(3)
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

(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
2013年12月31日現在債務	27,069	6,703	52	163	203	34,190
制度資産の公正価値	(8,458)	(6,313)	-	(58)	(30)	(14,859)
2013年12月31日現在従業員給付引当金	18,611	390	52	105	173	19,331

31.2 フランス

「フランス」セグメントは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
2013年12月31日現在残高	27,069	(8,458)	18,611
2014年度純費用	1,678	(296)	1,382
数理計算上の損益	6,304	(1,671)	4,633
基金への拠出	-	(352)	(352)
給付支払額	(1,259)	356	(903)
2014年12月31日現在残高	33,792	(10,421)	23,371

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)	2014年度	2013年度
当期勤務費用	(546)	(732)
過去勤務費用	55	472
数理計算上の損益－長期給付	(244)	(105)
営業費用として計上された純費用	(735)	(365)
利息費用（割引の影響）	(943)	(959)
制度資産の運用収益	296	295
金融損益に含まれた純利息費用	(647)	(664)
損益計算書に計上された従業員給付費用	(1,382)	(1,029)
数理計算上の損益－雇用後給付	(6,304)	358
制度資産に係る数理計算上の損益	1,671	(121)
数理計算上の損益	(4,633)	237
自己資本に直入された従業員給付に係る損益	(4,633)	237

2013年度の過去勤務費用には、フランスの年金改革のプラスの影響による472百万ユーロの利益が含まれている（注記4.6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)	2014年度	2013年度
実績による調整	244	(401)
人口統計上の仮定の変更	-	(38)
財務上の仮定の変更(1)	(6,792)	692
債務に係る数理計算上の損益	(6,548)	253
うち：		
－雇用後給付に係る数理計算上の損益	(6,304)	358
－長期給付に係る数理計算上の損益	(244)	(105)

(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。

2014年度中に生じた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る。

2013年度中に生じた債務に係る数理計算上の損益は253百万ユーロであり、主に財務上の仮定の変更（特にインフレ率および昇給率の仮定値の低下）によるプラスの影響に関連している。

31.2.3 性質別の従業員給付引当金

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

2013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
2013年12月31日現在の雇用後給付引当金	25,756	(8,458)	17,298
内訳：			
年金	19,414	(7,810)	11,604
現物給付（電力／ガス）	4,551	-	4,551
退職慰労金	853	(635)	218
その他	938	(13)	925
2013年12月31日現在のその他の長期従業員給付引当金	1,313	-	1,313
内訳：			
業務上の事故および疾病ならびに傷病による年金	1,125	-	1,125
長期勤続報奨	155	-	155
その他	33	-	33
2013年12月31日現在の従業員給付引当金	27,069	(8,458)	18,611

31.2.4 債務の受給者別の内訳

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
現職従業員	20,452	16,530
退職者	13,340	10,539
債務	33,792	27,069

31.2.5 制度資産

2014年12月31日現在のフランスに係るこれらの資産は10,421百万ユーロ（2013年12月31日現在8,458百万ユーロ）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)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
制度資産	10,421	8,458
特別年金給付向け資産	9,683	7,810
(%)		
上場資本性金融商品（株式）	29%	31%
上場負債商品（債券）	71%	69%
退職慰労金向け資産	724	635
(%)		
上場資本性金融商品（株式）	31%	32%
上場負債商品（債券）	69%	68%
その他の制度資産	14	13

2014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2013年12月31日現在の配分と比べて安定している。

2014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2013年12月31日現在の配分と比べて安定している。

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	引当金によりカバーされ ている額（現在価値）
1年未満	1,433	1,419
1－5年	6,130	5,720
5－10年	6,586	5,542
10年超	42,740	21,111
従業員給付に関連したキャッシュ・フロー	56,889	33,792

2014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18.1年であった。

31.2.7 数理計算上の仮定

(%)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
割引率/資産の運用収益率	2.20%	3.50%
インフレ率	1.70%	1.90%
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、2014年12月31日現在の割引率を2.20%に改定した。

2014年1月1日から、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2014年12月31日現在のインフレ率は、平均1.70%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：%)	2014年12月31日現在
割引率の25ベシス・ポイント増減の影響	-4.4%/+4.8%
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	+4.8%/-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 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
2013年12月31日現在残高	6,703	(6,313)	390
2014年度純費用	549	(294)	255
数理計算上の損益	716	(808)	(92)
雇用主による拠出	-	(313)	(313)
従業員による拠出	4	(4)	-
給付支払額	(223)	223	-
換算調整	504	(481)	23
2014年12月31日現在残高	8,253	(7,990)	263

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)	2014年度	2013年度
当期勤務費用	(227)	(196)
過去勤務費用	(6)	(2)
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	(233)	(198)
利息費用（割引の影響）	(316)	(269)
制度資産の運用収益	294	261
金融損益に含まれた純利息費用	(22)	(8)
損益計算書に計上された従業員給付費用	(255)	(206)
数理計算上の損益－雇用後給付	(716)	(371)
制度資産に係る数理計算上の損益	808	198
数理計算上の損益	92	(173)
換算調整	(23)	10
自己資本に直入された従業員給付に係る損益	69	(163)

31.3.3 債務の受給者別の内訳

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
現職従業員	5,013	3,980
退職者	3,240	2,723
債務	8,253	6,703

31.3.4 制度資産

英国における年金債務は、2014年12月31日現在における現在価値が7,990百万ユーロ（2013年12月31日現在6,313百万ユーロ）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)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
BEGG年金基金	6,560	5,177
EEGSG年金基金	892	732
EEPS年金基金	538	404
制度資産	7,990	6,313
(%)		
上場資本性金融商品（株式）	35%	36%
上場負債商品（債券）	47%	48%
不動産	6%	7%
現金および現金同等物	1%	2%
その他	11%	7%

2014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2013年12月31日現在の配分と比べて安定している。

2014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65%はAAAおよびAA格付の債券
- ・ 合計の約35%はA、BBBおよびその他の格付の債券

債券の約60%はユーロ圏諸国、英国および米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2013年12月31日現在の配分と比べて安定している。

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	引当金によりカバーされ ている額（現在価値）
1年未満	270	270
1－5年	1,356	1,224
5－10年	2,393	1,832
10年超	12,818	4,927
従業員給付に関連したキャッシュ・フロー	16,837	8,253

2015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。

2014年12月31日現在、英国の基金の加重平均期間は19.9年である。

31.3.6 数理計算上の仮定

(単位：％)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
割引率/資産の運用収益率	3.60%	4.50%
インフレ率	3.10%	3.50%
昇給率	3.10%	3.50%

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：％)	2014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%/+4.9%
昇給率の25ベース・ポイント増減の影響	+1.2%/-1.1%
インフレ率の25ベース・ポイント増減の影響	+4.6%/-4.5%

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)	2013年 12月31日 現在	増 加	減 少		範囲の 変更	その他の 変動	2014年 12月31日 現在
			使用	戻入			
投資関連リスク引当金	414	117	(172)	-	2	(1)	360
税金負債引当金	506	72	(9)	-	14	1	584
訴訟引当金	518	121	(12)	(11)	12	(95)	533
不利契約引当金	144	9	(49)	-	55	-	159
環境計画関連引当金 ⁽¹⁾	873	918	(884)	(6)	16	35	952
その他の引当金	1,146	551	(362)	(65)	125	95	1,490
合計	3,601	1,788	(1,488)	(82)	224	35	4,078

(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)	2014年 12月31日現在	2013年 12月31日現在
資産の現物評価額	44,183	43,050
事業者による供与資金の未償却分	(21,599)	(21,013)
既存資産に対する権利—純額	22,584	22,037
委譲者による供与資金の償却	11,586	11,006
更新引当金	10,176	10,411
取替予定資産に対する権利	21,762	21,417
フランスの公共配電特別委譲負債	44,346	43,454

注記34. 営業債務

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
営業債務（EDF Tradingを除く）	11,151	10,331
営業債務（EDF Trading）	3,713	3,826
営業債務	14,864	14,157

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)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
前受金および未成業務受入金	7,283	6,986
有形固定資産関連負債	3,647	3,234
税金負債	5,910	5,356
社会保障費	3,671	3,345
長期契約に係る繰延収益	3,762	3,751
その他の繰延収益	763	1,016
その他	3,069	2,469
その他の負債	28,105	26,157
非流動部分	4,956	5,001
流動部分	23,149	21,156

35.1 前受金および未成業務受入金

2014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6,340百万ユーロを含んでいる（2013年12月31日現在6,129百万ユーロ）。2014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数の増加によるものである。

35.2 税金負債

2014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1,122百万ユーロが含まれている（2013年12月31日現在984百万ユーロ）。

35.3 長期契約に係る繰延収益

2014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1,989百万ユーロ（2013年12月31日現在2,112百万ユーロ）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。2014年10月24日に2当事者により署名された契約の条項（注記3.6を参照）では、この前渡金に関し追加の支払または払戻しを規定していない。

[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)	2014年12月31日現在			2013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	4,194	-	4,194	3,030	-	3,030
売却可能金融資産	13,474	15,953	29,427	13,008	14,926	27,934
ヘッジ・デリバティブの正の公正価値	1,519	3,349	4,868	634	1,045	1,679
貸付金および金融債権	1,565	14,183	15,748	1,175	13,640	14,815
流動および非流動金融資産 ⁽¹⁾	20,752	33,485	54,237	17,847	29,611	47,458

(1) 2014年12月31日現在、(373)百万ユーロの減損を含む（2013年12月31日現在(290)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)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
売買目的デリバティブの正の公正価値	4,194	3,023
売買目的保有金融資産の公正価値	-	7
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	4,194	3,030

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)	2014年12月31日現在			2013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	8,301	7,064	15,365	8,170	5,941	14,111
流動性の高い資産	1,774	11,216	12,990	3,182	9,384	12,566
その他の有価証券	987	85	1,072	1,024	233	1,257
売却可能金融資産	11,062	18,365	29,427	12,376	15,558	27,934

(1) 株式および投資ファンド。

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)	2014年度		2013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	1,439	976	1,197	579
流動性の高い資産	223	68	30	31
その他の有価証券	(83)	-	(227)	(266)
売却可能金融資産 ⁽³⁾	1,579	1,044	1,000	344

(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。

2014年度および2013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。

2014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2014年12月31日現在1,595百万ユーロ（2013年12月31日現在2,809百万ユーロ）である。

36.2.2.3 その他の有価証券

2014年12月31日現在のその他の有価証券は、主にEDFのAREVA持分78百万ユーロである。

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)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
貸付金および金融債権－NLF向け債権	8,617	7,958
貸付金および金融債権－CSPE	5,144	5,051
貸付金および金融債権－その他	1,987	1,806
貸付金および金融債権	15,748	14,815

貸付金および金融債権には、以下が含まれている。

- ・ 2014年12月31日現在総額8,617百万ユーロ（2013年12月31日現在7,958百万ユーロ）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）。
- ・ 2013年1月14日付の当局との合意を適用した2012年12月31日現在のCSPE不足額に相当する債権。
- ・ 2014年12月31日現在670百万ユーロのEDFのRTEへの貸付金（2013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 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

36.4.2 2013年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	2012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	2013年 12月31日 現在
売却可能金融資産	26,618	190	1,037	-	(4)	(43)	136	27,934
満期保有投資	-	1	-	-	-	-	(1)	-
貸付金および金融債権	13,962	(859)	-	404	316	(134)	1,126	14,815

貸付金および金融債権のその他の変動は、NLFおよび英国政府からの払戻債権に関する2013年度のEDF Energyの業務による原子力負債の見積り改訂の影響を反映した1,173百万ユーロを含む（注記29.2を参照）。

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)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
現金	3,037	2,593
現金同等物 ⁽¹⁾	1,649	2,473
金融当座勘定	15	30
現金および現金同等物	4,701	5,096

(1) 2014年12月31日現在、公正価値で計上されている項目は1,635百万ユーロである（2013年12月31日現在2,458百万ユーロ）。

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)	2014年12月31日現在			2013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	46,537	9,115	55,652	40,613	11,024	51,637
売買目的デリバティブの負の公正価値	-	2,855	2,855	-	2,583	2,583
ヘッジ・デリバティブの負の公正価値	737	2,214	2,951	800	1,040	1,840
金融負債	47,274	14,184	61,458	41,413	14,647	56,060

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
2013年12月31日現在残高	40,725	3,899	5,339	428	1,246	51,637
増加	4,983	343	1,671	-	68	7,065
減少	(5,720)	(476)	(1,374)	(68)	(41)	(7,679)
換算調整	762	113	108	-	1	984
連結範囲の変更	-	(127)	323	117	(9)	304
公正価値の変動	2,845	-	472	3	-	3,320
その他の変動	(11)	16	22	11	(17)	21
2014年12月31日現在残高	43,584	3,768	6,561	491	1,248	55,652

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)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
EDFおよびその他の関連子会社(1)	43,358	37,732
EDF Energy(2)	4,898	6,665
EDF Énergies Nouvelles	4,060	3,311
Edison(3)	2,349	2,833
その他	987	1,096
借入金およびその他の金融負債	55,652	51,637

(1) ERDF、PEI、EDF International、C3およびEDF Investissements Groupe。

(2) 持株会社を含む。

(3) EdisonからはTdEが除かれている。

2014年12月31日現在、これらの企業に債務不履行はなかった。

2014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	01/2009	01/2015	2,000	ユーロ	5.13%
ユーロMTN	EDF	10/2001	10/2016	1,100	ユーロ	5.50%
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	01/2010	01/2020	1,400	米ドル	4.60%
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(グリーンボンド)	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%
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%
ユーロMTN	EDF	09/2010	09/2050	1,000	英ポンド	5.13%
社債	EDF	01/2014	01/2017	1,000	米ドル	1.15%
社債	EDF	01/2014	01/2019	1,250	米ドル	2.15%
社債	EDF	01/2014	01/2044	1,000	米ドル	4.88%
社債	EDF	01/2014	01/2114	1,350	英ポンド	6.00%

(1) 資金受領日。

2014年1月13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。

- ・ 変動金利、期間3年、750百万米ドル
- ・ 表面年利率1.15%、期間3年、1,000百万米ドル
- ・ 表面年利率2.15%、期間5年、1,250百万米ドル
- ・ 表面年利率4.875%、期間30年、1,000百万米ドル
- ・ 表面年利率6%、期間100年、700百万米ドル

2014年1月17日に、EDFはまた、表面年利率6%、期間100年、1,350百万ポンドの社債を発行した。

これらの発行によって、当グループは、2014年度中の社債の償還に備え、債務の平均的な期間を延長するという資金調達方針の目標を達成するために良好な市場環境を利用し、長期の工業用資産の耐用年数に近づけることが可能になる。

38.2.2 借入金およびその他の金融負債の満期

・ 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

・ 2013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	5,732	1,231	2,878	39	1,144	11,024
1年から5年	6,024	1,251	1,910	137	13	9,335
5年超	28,969	1,417	551	252	89	31,278
2013年12月31日現在借入金 およびその他の金融負債	40,725	3,899	5,339	428	1,246	51,637

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)	2014年12月31日現在			2013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	30,110	7,647	37,757	31,629	(472)	31,157
米ドル	12,948	(10,073)	2,875	10,192	(4,786)	5,406
英ポンド	11,095	1,939	13,034	7,945	5,116	13,061
その他	1,499	487	1,986	1,871	142	2,013
借入金およびその他の 金融負債	55,652	-	55,652	51,637	-	51,637

(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)	2014年12月31日現在			2013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	48,795	(15,377)	33,418	46,966	(7,549)	39,417
変動金利	6,857	15,377	22,234	4,671	7,549	12,220
借入金およびその他の 金融負債	55,652	-	55,652	51,637	-	51,637

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。

38.2.5 与信枠

2014年12月31日現在、当グループは、多様な銀行との間に総額10,756百万ユーロ（2013年12月31日現在10,353百万ユーロ）の未使用の与信枠がある。

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在				2013年12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1年－5年	5年超	
確認与信枠	10,756	498	10,258	-	10,353

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。

2014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	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
借入金およびその他の金融負債	38.2.1	55,652	51,637
負債のヘッジに使用されたデリバティブ		(3,083)	128
現金および現金同等物	37	(4,701)	(5,096)
売却可能金融資産－流動性の高い資産	36.2.2	(12,990)	(12,566)
RTEへの貸付金	36.3	(670)	(670)
純負債額		34,208	33,433

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 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	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。

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データとなる）を使用して評価されている。

39.1.2 2013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⁾	3,030	3,030	26	2,832	172
売却可能金融資産	27,934	27,934	1,680	25,289	965
ヘッジ・デリバティブの正の公正価値	1,679	1,679	-	1,679	-
公正価値で計上される現金同等物	2,458	2,458	-	2,458	-
貸借対照表上、公正価値で評価される金融資産	35,101	35,101	1,706	32,258	1,137
貸付金および金融債権－NLF向け債権	7,958	7,958	-	7,958	-
貸付金および金融債権－CSPE	5,051	5,051	-	5,051	-
その他の貸付金および金融債権	1,806	1,918	-	1,918	-
償却原価で計上されている金融資産	14,815	14,927	-	14,927	-
ヘッジ・デリバティブの負の公正価値	1,840	1,840	6	1,834	-
売買目的デリバティブの負の公正価値	2,583	2,583	21	2,402	160
貸借対照表上、公正価値で評価される金融負債	4,423	4,423	27	4,236	160
借入金およびその他の金融負債	51,637	56,469	-	56,469	-
償却原価で計上されている金融負債	51,637	56,469	-	56,469	-

(1) 売買目的デリバティブの正の公正価値3,023百万ユーロを含む。

39.2 金融資産および負債の相殺

39.2.1 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)

39.2.2 2013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	4,702	1,121	6,468	(2,887)	3,581	(998)	(332)	2,251
デリバティブの公正価値 －負債	(4,423)	(1,213)	(6,097)	2,887	(3,210)	998	36	(2,176)

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9.5「営業および財務概況－市場リスクの管理とコントロール」（訳者注：原文の書類のセクションである。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9.5.2「営業および財務概況－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9.5.1.7「営業および財務概況－契約相手方/信用リスクの管理」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9.5.1「営業および財務概況－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9.5.1.3。
- ・ 調達資金および金融資産に係る金利リスク：セクション9.5.1.4。
- ・ 金融資産に係る株式リスク：セクション9.5.1.5および9.5.1.6。

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9.5.1.5および9.5.1.6「営業および財務概況－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、海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	2014年12月31日現在	2013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	4,868	1,679
ヘッジ・デリバティブの負の公正価値	38.1	(2,951)	(1,840)
ヘッジ・デリバティブの公正価値		1,917	(161)
金利ヘッジ・デリバティブ	41.4.1	2,339	395
為替ヘッジ・デリバティブ	41.4.2	959	(472)
コモディティ関連キャッシュ・フロー・ヘッジ	41.4.3	(1,374)	(124)
コモディティ関連公正価値ヘッジ	41.5	(7)	40

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契約に関する為替ヘッジ商品を含んでいる。

2014年度において、公正価値ヘッジの非有効部分は、(8)百万ユーロの損失（2013年度(3)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。

2014年度において、キャッシュ・フロー・ヘッジの非有効部分は、(2)百万ユーロの損失（2013年度1百万ユーロの利益）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。

(単位：百万ユーロ)	2014年度			2013年度		
	自己資本に 計上された 公正価値の 変動総額(1)	利益に振替ら れた公正価値 の変動総額 - リサイクル(2)	利益に振替ら れた公正価値 の変動総額 - 非有効部分	自己資本に 計上された 公正価値の 変動総額(1)	利益に振替ら れた公正価値 の変動総額 - リサイクル(2)	利益に振替ら れた公正価値 の変動総額 - 非有効部分
金利ヘッジ	(36)	-	(2)	84	-	-
為替レート・ヘッジ	1,004	628	40	(514)	(460)	1
在外純投資ヘッジ	(1,076)	-	-	551	(5)	5
コモディティ・ヘッジ	(1,946)	(698)	(29)	(468)	(692)	-
ヘッジ・デリバティブ(3)	(2,054)	(70)	9	(347)	(1,157)	6

(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)	2014年12月31日現在想定元本				2013年12月31日現在 想定元本	公正価値	
	1年未満	1年－5年	5年超	合計	合計	2014年 12月31日現在	2013年 12月31日現在
キャップ契約の購入	-	-	-	-	20	-	-
オプションの購入	-	-	-	-	25	-	-
金利取引	-	-	-	-	45	-	-
固定金利支払／変動金利受取	158	1,166	486	1,810	2,545	(172)	(162)
変動金利支払／固定金利受取	225	696	15,787	16,708	9,727	2,609	565
変動金利/変動金利	657	1,267	837	2,761	2,222	7	(2)
固定金利/固定金利	54	6,146	2,143	8,343	7,914	(105)	(6)
金利スワップ	1,094	9,275	19,253	29,622	22,408	2,339	395
金利ヘッジ・デリバティブ	1,094	9,275	19,253	29,622	22,453	2,339	395

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。

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。

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年－5年	5年超	合計	1年未満	1年－5年	5年超	合計	2014年 12月31日現在
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

2013年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	2013年12月31日現在受取想定元本				2013年12月31日現在付与想定元本				公正価値
	1年未満	1年－5年	5年超	合計	1年未満	1年－5年	5年超	合計	2013年 12月31日現在
為替予約取引	2,966	769	-	3,735	2,993	784	-	3,777	(45)
スワップ	13,687	5,441	5,604	24,732	13,961	5,352	5,884	25,197	(427)
為替ヘッジ・デリバティブ	16,653	6,210	5,604	28,467	16,954	6,136	5,884	28,974	(472)

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)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
電力ヘッジ契約	42	(178)
ガス・ヘッジ契約	(290)	(27)
石炭ヘッジ契約	(462)	(395)
石油製品ヘッジ契約	(1,243)	93
二酸化炭素排出権ヘッジ契約	7	39
税引前公正価値変動額	(1,946)	(468)

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)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
電力ヘッジ契約	(274)	(177)
ガス・ヘッジ契約	42	(79)
石炭ヘッジ契約	(423)	(420)
石油製品ヘッジ契約	33	24
二酸化炭素排出権ヘッジ契約	(76)	(40)
税引前公正価値変動額	(698)	(692)

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	2014年12月31日現在				2013年12月31日現在	
		想定元本純額			公正価値	想定元本 純額	公正価値
		1年未満	1年－5年	5年超		合計	
先渡／先物		(1)	(18)	-	(19)	193	(16)
電力	TWh	(1)	(18)	-	(19)	193	(16)
スワップ		(271)	(30)	-	(301)	42	6
先渡／先物		1,299	1,082	-	2,381	(402)	4
ガス	百万サーム	1,028	1,052	-	2,080	(360)	10
スワップ		33,514	15,637	-	49,151	(1,153)	123
石油製品	千バレル	33,514	15,637	-	49,151	(1,153)	123
スワップ		5	1	-	6	(104)	(179)
石炭	百万トン	5	1	-	6	(104)	(179)
スワップ		21,219	4,782	-	26,001	40	-
先渡／先物		3,628	3,974	-	7,602	10	(62)
二酸化炭素	千トン	24,847	8,756	-	33,603	50	(62)
コモディティ関連 キャッシュ・ フロー・ヘッジ						(1,374)	(124)

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	2014年12月31日現在		2013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	27	(7)	(42)	40
コモディティ関連公正価値ヘッジ			(7)		40

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	2014年12月31日現在	2013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	4,194	3,023
売買目的デリバティブの負の公正価値	38.1	(2,855)	(2,583)
売買目的デリバティブの公正価値		1,339	440
売買目的金利デリバティブ	42.1	(42)	(46)
売買目的通貨デリバティブ	42.2	(12)	18
非ヘッジ・コモディティ・デリバティブ	42.3	1,393	468

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)	2014年12月31日現在想定元本				2013年12月31日現在 想定元本	公正価値	
	1年未満	1年－5年	5年超	合計	合計	2014年 12月31日現在	2013年 12月31日現在
オプション購入	-	-	515	515	-	21	-
金利取引	-	-	515	515	-	21	-
固定金利支払／変動金利受取	10,185	980	515	11,680	3,478	(145)	(160)
変動金利支払／固定金利受取	4,800	828	241	5,869	1,555	84	126
変動金利／変動金利	225	-	-	225	725	(2)	(12)
金利スワップ	15,210	1,808	756	17,774	5,758	(63)	(46)
売買目的金利デリバティブ	15,210	1,808	1,271	18,289	5,758	(42)	(46)

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。

－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				公正価値合計
	1年未満	1年－5年	5年超	合計	1年未満	1年－5年	5年超	合計	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)

－2013年12月31日現在：

(単位：百万ユーロ)	2013年12月31日現在受取想定元本				2013年12月31日現在付与想定元本				公正価値合計
	1年未満	1年－5年	5年超	合計	1年未満	1年－5年	5年超	合計	2013年 12月31日現在
先渡取引	2,243	308	22	2,573	2,264	312	25	2,601	(25)
スワップ	7,956	184	-	8,140	7,913	186	-	8,099	43
売買目的通貨デリバティブ	10,199	492	22	10,713	10,177	498	25	10,700	18

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	2014年12月31日現在		2013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		(26)	(29)	(95)	430
オプション		93	11	91	(24)
先渡／先物		(65)	173	10	332
電力	TWh	2	155	6	738
スワップ		2,722	248	2,156	(90)
オプション		6,359	17	22,204	47
先渡／先物		(2,051)	487	(1,033)	(527)
ガス	百万サーム	7,030	752	23,327	(570)
スワップ		260	(79)	2,927	11
オプション		1,039	67	218	1
先渡／先物		10,879	16	(258)	-
石油製品	千バレル	12,178	4	2,887	12
スワップ		(15)	394	(27)	113
オプション		(21)	(1)	-	-
先渡／先物		87	(41)	101	(8)
運賃		(27)	108	42	87
石炭および運賃	百万トン	24	460	116	192
スワップ		(156)	11	(156)	23
オプション		-	-	168	-
先渡／先物		10,663	(4)	(9,288)	69
二酸化炭素	千トン	10,507	7	(9,276)	92
先渡／先物			11		-
その他のコモディティ			11		-
組込コモディティ・デリバティブ			4		4
非ヘッジ・コモディティ・デリバティブ			1,393		468

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)	2014年度	2013年度
棚卸資産の変動	(111)	(678)
CSPE債権の変動	(699)	(360)
営業債権の変動	(504)	(559)
営業債務の変動	147	366
その他の債権および債務の変動（CSPEを除く）	126	(480)
運転資本の変動	(1,041)	(1,711)

43.2 無形および有形資産への投資

(単位：百万ユーロ)	2014年度	2013年度
無形資産の取得	(1,006)	(946)
有形資産の取得	(13,067)	(12,659)
固定資産未払金の変動	352	563
無形および有形資産への投資	(13,721)	(13,042)

注記44. オフバランスシート・コミットメント

本注記は、2014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2014年12月31日現在で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	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
業務コミットメント（付与）	44.1.1	40,933	40,136
投資コミットメント（付与）	44.1.2	14,437	14,471
資金供与コミットメント（付与）	44.1.3	5,425	5,596
コミットメント（付与）合計		60,795	60,203

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）

2014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）	2014年12月31日現在	2013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)	29,147	28,978
業務契約履行コミットメント（付与）	8,207	7,482
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	3,579	3,676
業務コミットメント（付与）合計	40,933	40,136

(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。

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の期限は、以下のように到来する。

（単位：百万ユーロ）	2014年12月31日現在					2013年12月31日現在
	合計	期限				合計
		1年未満	1年－5年	5年－10年	10年超	
電力購入および関連サービス(1)	8,672	1,920	3,090	1,374	2,288	8,963
その他エネルギーおよびコモディティ購入(2)	1,362	679	513	170	-	1,188
核燃料購入	19,113	1,937	7,558	5,870	3,748	18,827
燃料およびエネルギー購入コミットメント	29,147	4,536	11,161	7,414	6,036	28,978

(1) 被支配事業体から共同支配企業へ付与されたコミットメント、2014年12月31日現在697百万ユーロ（2013年12月31日現在723百万ユーロ）を含む。

(2) ガス購入および関連サービスを除く（注記44.1.1.1.4を参照）。

変動は、主にEDFに関係しており、核燃料購入コミットメントの増加に起因しているが、電力購入契約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2014年度の合計は35TWh（2013年度は34TWh）で、これには、熱電併給に係るもの5TWh（2013年度は7TWh）、風力発電に係るもの16TWh（2013年度は15TWh）、太陽光発電に係るもの6TWh（2013年度は4TWh）および水力発電に係るもの3TWh（2013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。

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。2014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)	2014年12月31日現在				2013年12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1年－5年	5年超	
Edison	191	11	53	127	202
EDF	58	2	5	51	57

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。2014年12月31日現在、同日現在で引き出されていないガス量の価額に相当し、引渡が翌期に繰り延べられるテイク・オア・ペイ条項に基づくEdisonのオフバランスシート・コミットメントは116百万ユーロであった。

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。

ガス購入コミットメントはまた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。EDFとGazpromは2013年にガス供給契約の必須条件を定める契約を締結した。

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）

2014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)	2014年12月31日現在				2013年12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1年－5年	5年超	
業務保証（付与）	3,751	1,808	511	1,432	3,122
業務購入コミットメント(1)	4,294	2,428	1,543	323	4,210
その他の業務コミットメント	162	72	43	47	150
業務契約履行コミットメント(付与)(2)	8,207	4,308	2,097	1,802	7,482

(1) 燃料およびエネルギーは除外されている。

(2) 被支配事業体から共同支配企業へ付与されたコミットメント、2014年12月31日現在128百万ユーロ（2013年12月31日現在172百万ユーロ）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）	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
EDF	1,382	871
Eison	1,179	1,290
EDF Énergies Nouvelles	356	551
その他の企業	834	410
合計	3,751	3,122

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）	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
EDF	2,418	2,539
EDF Energy	738	668
ERDF	527	414
その他の企業	611	589
合計	4,294	4,210

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

2014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）	2014年12月31日現在				2013年12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1年－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	3,579	610	1,570	1,399	3,676

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、器具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）

2014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)	2014年12月31日現在				2013年12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1年－5年	5年超	
有形および無形資産購入関連コミットメント	13,628	6,419	6,700	509	13,269
金融資産購入関連コミットメント	248	144	76	28	1,004
投資に関連するその他のコミットメント	561	95	466	-	198
投資コミットメント（付与）合計 ⁽¹⁾	14,437	6,658	7,242	537	14,471

(1) 被支配事業体から共同支配企業へ付与されたコミットメント、2014年12月31日現在317百万ユーロ（2013年12月31日現在4百万ユーロ）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

2014年12月31日現在の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)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
EDF	9,391	8,856
EDF Énergies Nouvelles	1,506	1,361
ERDF	1,163	1,129
EDF Energy	642	454
PEI ⁽¹⁾	78	400
Dunkerque LNG ⁽²⁾	261	352
その他の企業	587	717
合計	13,628	13,269

(1) これらのコミットメントは主に化石燃料火力発電所建設に関係している。

(2) これらのコミットメントは主にダンケルク・メタンガス・ターミナル建設に関係している。

有形および無形固定資産購入関連のEDFのコミットメント水準の増加の大半は原子力発電所の「最後の手段」であるディーゼルエンジン発電機供給契約の締結によるものである。

EDF Énergies Nouvellesにおける増加は、基本的に、特に米国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

2014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。

2014年12月29日におけるSouth Streamへの投資のGazpromへの売却後、2013年12月31日現在で存在していたEDF Internationalのプロジェクト会社への資本拠出または株主前渡金支払コミットメントは失効した。

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。

2010年4月16日付の株主契約ではEDF Luminusの少数株主が保有する株式についての流動性コミットメントを定めている。これによって、一定の条件を満たし、かつ、EDFの請求による場合、IPOによってこの株式を処分するか、変動要素から構成される価格で当グループがこの株式を購入することが可能となった。契約は、この流動性コミットメントは2つの流動性供与枠（ひとつは2015年、もうひとつは2018年）に適用可能であると定めている。これによって、少数株主は、契約が定める手続きおよびスケジュールに従い、2014年に、この流動性条項履行のための準備段階を開始した。現在のところ、少数株主は、2015年度第1四半期に、IPOによる株式売却の申し込みを通知することができる。この通知を行わない場合も、少数株主には2018年のふたつめの流動性供与枠を有している。

これらの特性から、2014年12月31日現在、このコミットメントを評価することは可能でない。

EDF Investissements Groupeへの投資については、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、EDF Investissements Groupe(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旨の片務的な約定を有し、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の売却に関する片務的な約定はデリバティブとして扱われ、その正味価値が、売買目的デリバティブの正または負の公正価値に含まれている。2014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

2014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。

44.1.3 資金供与コミットメント（付与）

2014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)	2014年12月31日現在				2013年 12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1年－5年	5年超	
不動産担保権	4,316	90	1,272	2,954	4,512
借入金関連保証	860	359	332	169	743
その他資金供与コミットメント	249	219	25	5	341
資金供与コミットメント(付与)合計 ⁽¹⁾	5,425	668	1,629	3,128	5,596

(1) 被支配事業体から共同支配企業へ付与されたコミットメント、2014年12月31日現在900百万ユーロ（2013年12月31日現在642百万ユーロ）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に関連している。

担保権および保証として提供された資産は、主として、EDF Énergies Nouvellesのための、有形資産の担保権または抵当権、および有形固定資産を所有する連結子会社への投資を表す株式に係る。2014年12月31日現在のこれらのコミットメントの減少は、基本的に、米国の発電所の売却に起因している。

44.2 コミットメント（受取）

以下の表は2014年12月31日現在で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	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
業務コミットメント(受取)(1)	44.2.1	2,964	2,765
投資コミットメント（受取）	44.2.2	102	24
資金供与コミットメント（受取）	44.2.3	124	130
コミットメント（受取）合計(2)		3,190	2,919

(1) エネルギーおよび関連サービス供給関連コミットメントは除外されている（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）

2014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。

	2014年12月31日現在	2013年 12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	合計	期限			合計
		1年未満	1年－5年	5年超	
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	1,241	242	481	518	1,358
業務販売コミットメント	480	103	227	150	142
業務保証（受取）	1,164	914	154	96	1,195
その他の業務コミットメント（受取）	79	24	37	18	70
業務コミットメント（受取）	2,964	1,283	899	782	2,765

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1,241百万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。これらのコミットメントの増加は主にカナダおよびフランスにおける事業に関係している。

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、特にARENH制度に基づく引渡しに関し、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。2014年12月31日現在のコミットメント残高は、4.9TWhである。
- EDFは、現在も、2015年3月までに残量の約345GWhを供給する義務を負っている。これは、2011年に終了したVPP（仮想発電所）の容量競売で取得した権利に対応するものである。

44.2.1.5 ガスおよび関連サービス販売コミットメント

Totalグループは、Dunkerque LNGから、期間20年、累計315億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。2015年度後半の稼働開始時には、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)	2014年12月31日現在				2013年 12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1年－5年	5年超	
投資コミットメント（受取）	102	26	76	-	24

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3.3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2014年12月31日現在の評価額はゼロとされている。

2014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)	2014年12月31日現在				2013年 12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1年－5年	5年超	
資金供与コミットメント（受取）	124	82	41	1	130

2014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。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。

この仲裁手続きは、現在、進行中である。Neckarpriの請求申立書とEDFの答弁書が交換されており、これには、この申立てにより生じた不利益に対する損害賠償に関するEDFの反対請求も含まれているが、EDFは、この請求が根拠のない、法の乱用であると考えている。両者間でさらに結論書を交換したうえで、2015年度の終わりまでに判決が出ると予想されている。

45.2 一般電力網－欧州委員会の控訴の棄却

2009年12月15日に、欧州連合裁判所は、1997年度におけるEDFの増資時に一般電力網の更新のために設定された引当金の税務上の取り扱いを政府補助金として分類した2003年12月16日付の欧州委員会の決定を取り消し、フランス政府への改訂価額1,224百万ユーロ（EDFが2004年2月に支払った）の返還を要求した。そのため、政府は2009年12月30日にこの金額をEDFに払い戻し、その後、2010年2月に欧州委員会は欧州連合司法裁判所に控訴した。

2012年6月5日に、欧州連合司法裁判所は、欧州委員会の控訴を棄却し、2009年12月15日付の欧州連合裁判所の決定を支持した。

その後、2013年5月に、欧州委員会は手続き再開を決定した。その結果、フランス政府と欧州委員会の間で対立する意見の追加的なやりとりが始まっている。

45.3 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。2013年度に、EDFは、税務当局から、争点の一部を受け入れる旨の書状を受け取った。これにより、リスクは600百万ユーロまで減少している。当社はこの争いに勝つ可能性が高いと考えており、本件に関する引当金は設定していない。

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 Acquisition Limitedに対するEDFが供与した無利子の前渡金につき、更正案を提示した。EDFは、この更生につき異議を申し立てている。

EDF International

EDF Internationalの2008年度から2011年度の税務調査によって、2011年度後半および2013年度後半に修正勧告を受け取った。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額（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議を申し立てており、この争いに勝つ可能性が高いと考えている。2012年度後半にEDF Internationalは、フランスおよび米国が関与する和解に向けた手続きを開始しており、その手続きは、抛出時点のCEG株式の評価に関する米国とフランスとの間の租税条約に基づいている。

45.4 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。

45.5 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急増した。

2010年12月9日付の「一時停止令」が新たな契約の締結を3か月間差し止め、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申請については、その3か月間経過後に、再提出しなければならないことを定めた。

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。

2010年12月の一時停止令によって、多数の不服申し立てが行われたが、2011年11月16日に政府評議会によって棄却された。これにより、2011年11月から2012年度、2013年度および2014年度を通して、今度はERDFに対する新たな訴訟が増加した。不服申し立ては2014年度に132件増加したが、大半は上半期に行われたものである。

これらの不服申し立ては、主に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。こうした事業者は、より有利な電力購入条件の恩恵が受けられるように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ある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。

ERDFは同社が責任を問われる可能性はないと考えており、2011年度以降に下された同社に不利な第一審判決のすべてに対して上訴を申し立てている。

大審院の最初の判決は2015年に下されると予想されている。

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)

	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
売却目的保有資産	18	1,154
売却目的保有資産に関連する負債	-	-

2013年12月31日現在の売却目的保有資産および関連する負債は、当グループのDalkia Internationalへの投資から構成されており、同社は2014年7月25日に売却された。

注記47. EDFの専用資産

47.1 規制

フランスの2006年6月28日付法律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（使用済燃料および廃炉による回収燃料）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。

これらの法律および規則の当初の目的は2011年6月29日までに長期原子力債務の現在原価全額をカバーすることであった。2010年度に成立した「NOME」法は、一定の条件を満たす場合における、専用資産の構築期限の5年間の延長を導入した。

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。

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債権全額を専用資産に配分した。この金融資産は2018年度後半までに払い戻される無リスク資産と考えられている。

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（最初の重要な支払期限は2021年まで到来せず、現在操業中の発電所についての支払は2117年まで継続する）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の特別な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あ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。

2014年12月31日現在、EDF Investが管理する資産は3,264百万ユーロで評価されており、主に以下から構成されている。

- ・ 2014年12月31日現在2,555百万ユーロと評価されている当グループのRTEへの投資の50%（2013年12月31日現在2,567万ユーロ）。この価額は、連結貸借対照表の関連会社および共同支配企業に対する投資に表示された当グループによるRTEへの投資の正味連結価額の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に対する投資。
- ・ 2014年10月から連結貸借対照表の売却可能金融資産に表示されたPorterbrook Rail Finance Limited (Porterbrook) 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	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
株式		7,592	7,904
負債商品		6,419	5,147
現金ポートフォリオ		640	790
専用資産－株式および負債商品	売却可能金融資産	14,651	13,841
デリバティブ	デリバティブの公正価値	(23)	10
その他	売却可能金融資産	5	4
株式および債券の分散投資		14,633	13,855
CSPE債権	貸付金および金融債権	5,144	5,051
デリバティブ	デリバティブの公正価値	(8)	(2)
デリバティブ考慮後CSPE債権		5,136	5,049
RTE（当グループ保有投資の50%）	関連会社および共同支配企業に対する投資	2,555	2,567

その他の資産	売却可能金融資産	709	266
非上場資産 (EDF Invest)		3,264	2,833
専用資産合計		23,033	21,737

47.4 2014年度の専用資産の変動

2014年12月31日現在、法定期限（「NOME」法の定める）である2016年6月に先立ち、長期原子力引当金の100%填補の目標は引き続き達成されている。

2014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403百万ユーロ（2013年度326百万ユーロ）であった。2014年度の専用資産への配分額は、資産の実現可能価額が填補目的引当価額を超過しているため、ゼロであった（2013年度は正味2,591百万ユーロが配分された）。

金融ポートフォリオの配分戦略は、変動が大きいが全体として上昇傾向の市場の状況から、保守的アプローチを重視した。

- ・ 社債ポートフォリオについては、年度前半には引き続きユーロ圏諸国のウエートを下げていたが、その後、徐々に、コア諸国のベンチマーク・インデックスに合わせた配分に戻しており、ノン・コア諸国（主にイタリアおよびスペイン）への投資を増強している。
- ・ 株式ポートフォリオについては、年初は太平洋および新興諸国圏のウエートが低かったが、その後、地理的・政治的緊張の高まりに対応して、夏以降、特にユーロ圏の株式への配分全体を下けている。

2014年度にEDF Investは他の3者の長期インフラ投資家であるAlberta Investment Management Corporation、Allianz Capital PartnersおよびHastings Funds Managementとのコンソーシアムによって、Porterbrookの少数持分を取得した。Porterbrookは英国における主要鉄道車両リース会社3社のうちの1社である。この投資は、TIGFおよびRTE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は、欧州圏に投資する非排他的な不動産投資ファンドの創設を発表した。このファンドは不動産へのEDF Investのエクスポーチャーを引き上げて、直接投資戦略を補完するものである。この取り組みによって、2014年度後半にドイツにおける最初の不動産投資が行われた。

2014年度には合計で894百万ユーロの純売却益が金融損益に計上された（2013年度714百万ユーロ）。

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、2014年12月31日現在、税引前でプラスの2,299百万ユーロ（2013年12月31日現在1,839百万ユーロ）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2014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)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
放射性廃棄物長期管理引当金	7,676	7,542
原子力発電所廃炉引当金	13,866	13,024
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	476	454
長期原子力債務の現在原価	22,018	21,020

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。

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	グループ合計

(単位：百万ユーロ)	2014年 12月31日	2013年 12月31日	2014年 12月31日	2013年 12月31日	2014年 12月31日	2013年 12月31日	2014年 12月31日	2013年 12月31日
売上高	584	638	-	-	833	867	1,417	1,505
エネルギー購入	3,572	3,926	4	4	1,738	2,051	5,314	5,981
対外購入	50	(7)	4	4	1,173	1,197	1,227	1,194
金融資産	670	670	-	-	94	84	764	754
その他の資産	459	565	-	-	715	639	1,174	1,204
金融負債	-	-	-	-	-	-	-	-
その他の負債	1,139	1,242	-	1	1,134	1,509	2,273	2,752

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、2014年12月31日現在EDFの資本の84.49%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。

2001年7月27日にフランス政府とEDFグループとの間で締結された対外投資のモニタリングに関する合意に基づき、当グループによる一定の計画的投資、追加投資または処分に関して、フランス政府からの事前承認または政府の通知（事前または事後）についての手続が存在する。更に、この合意においては、対外的な業務拡大による成果を監視するための手続も導入された。

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、「NOME」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 GDF Suezとの関係

配送網運営業務が子会社に移管（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、GDF Suez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）されたため、共同運営者に関するEDFとGDF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。配送部門に関する共同の配送網運営者の業務は、輸送網の建設、その運営および保守ならびに計測を対象とする。

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。

サイクルの初期段階

EDFとAREVAは、2008年12月に2013年から2032年の期間を対象とするウラン濃縮サービス契約を締結し、2012年7月に2014年から2035年の期間を対象とする2本の濃縮天然ウラン燃料供給契約を締結した。

2014年12月にEDFとAREVA NPは、2015年からの濃縮ウラン集合体契約を締結した。

英国における2基のEPR（ヒンクリー・ポイント1および2）の建設計画の一部として、EDFとAREVAは、燃料供給（ウラン、フッ素化、濃縮化および生産により構成される）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。この基本合意書は、現在、締結されようとしている4本の契約（構成要素毎に1本）に適用される予定である。

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2020年の処理および再利用サービスの条件は、2014年6月にEDFとAREVAによって署名された一般条項に規定されており、2015年度前半に署名が予定される2013年から2020年の実施契約に組み入れられる予定である。

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。

注記36.2.2.3に記載しているように、当グループはまた、AREVA株式を保有している。

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（2014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2014年度の報酬総額は8.4百万ユーロ（2013年度10百万ユーロ）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。2014年度における変動の大半は、執行委員会委員が2013年度後半に退職したことに起因する。

上記に記載された給付以外には、主要な経営および統治責任者は、契約による取り決めによらない限り、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、Bert、Kogeneracja、Zielona Gora、EDF PolskaおよびEDF Luminusである。

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。2013年度に、当グループは、2012年度中に発生した排出に関して67百万トンを出した。

2014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6百万トン（2013年度は10百万トン）である。

2014年12月31日現在の排出量は51百万トンであった。2014年12月31日現在、割当超過排出による引当金は314百万ユーロ（2013年12月31日現在356百万ユーロ）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。

フランスの2005年7月13日付法律は、省エネ証書制度の導入などを行った。電力、ガス、暖気または冷気を最終消費者に販売する一定水準以上の売上高の会社は、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。

フランスでは、2011年1月1日に開始して2014年12月31日まで継続する第二期において、この制度は新たに義務を負うグループ（燃料販売業者）に拡大され、省エネ証書取得要件が厳格化された。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。

EDFの義務は、2010年度から2013年度における家計およびサービス産業向けのガスおよび電力販売をもとに、過去に遡及して計算される。この2期間の間に取得した証書の量は第二期の義務の達成に考慮される。

省エネ証書制度は、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ている。

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1.3.27.2を参照）。

2014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、638百万ユーロの引当金が計上された。

注記50. 後発事象

50.1 永久劣後債の持参人に対する支払

2015年1月に、EDFは、2013年1月および2014年1月に発行した永久劣後債の持参人に対して、総額387百万ユーロを支払った。IAS第32号に準拠して、現金支払額相当の金額は2015年度上半期にグループの自己資本から控除される。

注記51. 連結の範囲

51.1 2014年12月31日現在の完全連結会社

		所有割合 (%) 2014年 12月31日現在	所有割合 (%) 2013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 (PEI)		100.00	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) (1)		100.00	-	0
Transalpina di Energia SRL (TdE) (1)		-	100.00	0
WGRM Holding 4 SpA (1)		-	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	63.53	63.53	G
EDF Norte Fluminense SA	ブラジル	100.00	90.00	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	-	0
EDF Inc.	米国	100.00	100.00	0
Unistar Nuclear Energy LLC	米国	100.00	100.00	G
Budapesti Erömu Zrt (Bert)	ハンガリー	95.62	95.62	G
EDF Démasz ZRt.	ハンガリー	100.00	100.00	G,D,0
EDF Wybrzeze S.A. (2)	ポーランド	-	99.87	G
EDF Paliwa Sp. z.o.o. (Energokrak)	ポーランド	97.26	96.93	0
EDF Polska S.A. (2)	ポーランド	97.26	96.51	G
Zec Kogeneracja SA (Kogeneracja)	ポーランド	49.51	49.38	G,D
Elektrociepłownia Zielona Gora SA (Zielona Gora)	ポーランド	48.72	48.59	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

(1) 2014年度にTdE SRLおよびWagram Holding 4 SpAは合併されてTdE SpAが設立された。

(2) 2014年度にEDF Wybrzeze⁽⁹⁷⁾ SAはEDF Polska SAに合併された。

事業セグメント：G＝発電、D＝配電、T＝送電、0＝その他

		所有割合 (%) 2014年 12月31日現在	所有割合 (%) 2013年 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	65.00	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	34.00	0
Citelum	フランス	100.00	34.00	0
EDF Trading Ltd.	英国	100.00	100.00	0
EDF Production UK Ltd.	英国	-	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	95.51	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 2014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（％） 2014年 12月31日現在	所有割合（％） 2013年 12月31日現在	事業部門
その他事業				
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (Crystal)	ドイツ	50.00	50.00	0

事業セグメント：G＝発電、D＝配電、T＝送電、0＝その他

51.3 2014年12月31日現在の持分法適用子会社

	所有割合（％） 2014年 12月31日現在	所有割合（％） 2013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	
その他国外				
Energie Steiermark Holding AG (Estag)	オーストリア	25.00	25.00	G,0
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	-	G
Nam Theun 2 Power Company	ラオス	40.00	40.00	G
Alpiq	スイス	25.00	25.00	G,D,T,0
その他事業				
Dalkia Holding	フランス	-	34.00	0
Dalkia Investissement	フランス	-	67.00	0
Domofinance SA	フランス	45.00	45.00	0
South Stream Transport BV	オランダ	-	15.00	T

事業セグメント：G=発電、D=配電、T=送電、0=その他

51.4 2014年12月31日現在の議決権比率と当グループの所有割合が異なる会社

2014年12月31日現在、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 (%) 2014年12月31日現在	議決権 (%) 2014年12月31日現在
Edison SpA	97.40	99.48
Zec Kogeneracja SA (Kogeneracja)	49.51	50.00
Elektrociepłownia Zielona Gora SA (Zielona Gora)	48.72	98.40
EDF Paliwa Sp. z o.o.	97.26	100.00
Société Française d'Ingénierie Électronucléaire et d'Assistance (SOFINEL)	55.00	54.98
EDF Investissements Groupe SA	95.51	50.00

[次へ](#)

(2) 個別財務諸表

損益計算書

	注記	2014年度			2013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		41,717	56,572		43,423	58,886
棚卸資産および資産計上した生産物の増減			820	1,112		814	1,104
営業補助金	5		5,912	8,017		5,117	6,939
引当金および減価償却費の戻入額	6		2,752	3,732		3,073	4,167
その他の営業収益および費用振替額	7		715	970		847	1,149
I 営業収益合計			51,916	70,403		53,274	72,245
購入およびその他の対外費用	8		31,930	43,300		34,089	46,228
購入燃料使用分		3,173			4,298		
エネルギー購入		9,792			10,311		
サービスおよびその他購入品使用分		18,965			19,480		
法人所得税以外の税金	9		2,615	3,546		2,518	3,415
人件費	10		6,604	8,956		6,457	8,756
減価償却費、償却費および引当金繰入額			5,989	8,122		4,857	6,587
減価償却費および償却費	11	3,149			2,723		
引当金繰入額、減損および評価損	12	2,840			2,134		
その他の営業費用			905	1,227		944	1,280
II 営業費用合計			48,043	65,151		48,865	66,266
営業利益 (I - II)			3,873	5,252		4,409	5,979
III 共同事業取引			7	9		3	4
IV 金融損益	13		(3,096)	(4,198)		(890)	(1,207)
法人所得税および臨時損益計上前損益 (I - II + III + IV)			784	1,063		3,522	4,776
V 臨時損益	14		1,442	1,955		164	222
VI 法人所得税	15		577	782		748	1,014
損益 (I - II + III + IV + V - VI)			1,649	2,236		2,938	3,984

(1) 2014年度輸出製品売上高：4,682百万ユーロ、2014年度輸出サービス売上高：431百万ユーロ

貸借対照表

資 産	注記	2014年12月31日現在				2013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	1,387	610	777	1,054	713	967
EDF所有有形固定資産	16,17	74,870	49,799	25,071	33,999	24,323	32,984
委譲運営有形固定資産	16,17	13,385	7,959	5,426	7,358	5,326	7,223
建設中の有形資産および制作中の無形資産	16,17	14,535	100	14,435	19,575	12,703	17,227
投資および関連債権		56,627	171	56,456	76,560	59,541	80,744
投資有価証券		12,799	55	12,744	17,282	12,461	16,898
貸付金その他の金融資産		8,229	-	8,229	11,159	7,665	10,395
金融資産	18	77,655	226	77,429	105,001	79,667	108,036
Ⅰ 固定資産合計		181,832	58,694	123,138	166,987	122,732	166,437
棚卸資産および仕掛品	19	9,953	200	9,753	13,226	9,660	13,100
発注に係る前渡金	20	1,136	2	1,134	1,538	1,055	1,431
営業債権およびその他の債権	20	19,402	397	19,005	25,773	17,528	23,770
市場性のある有価証券	21	8,819	4	8,815	11,954	10,312	13,984
現金性金融商品	20	3,913	-	3,913	5,306	1,627	2,206
現金および現金同等物	22	6,583	-	6,583	8,927	5,066	6,870
前払費用	20	1,294	-	1,294	1,755	1,295	1,756
Ⅱ 流動資産合計		51,100	603	50,497	68,479	46,543	63,117
繰延費用 (Ⅲ)		286	-	286	388	258	350
社債償還プレミアム (Ⅳ)		640	132	508	689	456	618
未実現為替差損 (Ⅴ)	23	1,146	-	1,146	1,554	261	354
資産合計 (Ⅰ + Ⅱ + Ⅲ + Ⅳ + Ⅴ)		235,004	59,429	175,575	238,097	170,250	230,876

貸借対照表

自己資本および負債	注記	2014年12月31日現在		2013年12月31日現在	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
資本金		930	1,261	930	1,261
資本剰余金		7,205	9,771	7,205	9,771
再評価剰余金		669	907	670	909
剰余金					
法定準備金		93	126	92	125
その他の剰余金		3,000	4,068	3,000	4,068
繰越損益		5,598	7,591	4,988	6,764
当期利益または損失		1,649	2,236	2,938	3,984
中間配当		(1,059)	(1,436)	(1,059)	(1,436)
投資補助金		174	236	178	241
税務規制引当金		6,324	8,576	6,401	8,680
自己資本	24	24,583	33,337	25,343	34,368
追加的自己資本	25	10,688	14,494	6,120	8,299
特別委譲勘定	26	2,045	2,773	2,016	2,734
I 自己資本および委譲勘定合計		37,316	50,604	33,479	45,401
リスク引当金	27	1,933	2,621	536	727
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	34,060	46,189	32,658	44,288
非原子力施設廃止引当金	29	589	799	572	776
従業員給付引当金	30	10,795	14,639	10,691	14,498
その他の費用引当金	31	982	1,332	924	1,253
費用引当金		46,426	62,958	44,845	60,814
II 引当金合計		48,359	65,580	45,381	61,541
金融負債	33	47,053	63,809	45,280	61,404
前受金および中間払前受金	32	6,433	8,724	6,279	8,515
営業、投資およびその他の負債	32	28,821	39,084	33,375	45,260
現金性金融商品	32	3,337	4,525	1,973	2,676
繰延収益	32	4,065	5,513	4,273	5,795
III 負債合計	32	89,709	121,654	91,180	123,649
未実現為替差益 (IV)	34	191	259	210	285
自己資本および負債合計 (I + II + III + IV)		175,575	238,097	170,250	230,876

キャッシュ・フロー計算書

注記	2014年度		2013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）	2,226	3,019	3,686	4,999
償却費、減価償却費および引当金繰入額	5,897	7,997	3,107	4,213
資産譲渡（益）／損	(1,092)	(1,481)	213	289
金融収益および費用	102	138	(623)	(845)
運転資本の変動	(1,127)	(1,528)	(528)	(716)
営業によるキャッシュ・フロー（純額）	6,006	8,145	5,855	7,940
金融費用の純支払額（受取配当金を含む）	(187)	(254)	1,074	1,456
法人所得税の支払額	(2,219)	(3,009)	(1,727)	(2,342)
(A) 営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）	3,600	4,882	5,202	7,054
投資活動：				
有形固定資産および無形資産への投資	(5,832)	(7,909)	(5,656)	(7,670)
有形固定資産および無形資産の売却による収入	13	18	15	20
金融資産の変動	5,249	7,118	(203)	(275)
(B) 投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）	(570)	(773)	(5,844)	(7,925)
財務活動：				
借入債務および引受契約の発行	7,109	9,641	3,288	4,459
借入債務の返済および引受契約による支払	(7,247)	(9,828)	(6,296)	(8,538)
支払配当金	(2,327)	(3,156)	(2,145)	(2,909)
永久劣後債の発行	25 3,973	5,388	6,135	8,320
委譲運営資産に対する受取拠出金	7	9	12	16
投資補助金	5	7	1	1
(C) 財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）	1,520	2,061	995	1,349
(A) + (B) + (C) 現金および現金同等物の純増加／（減少）額	4,550	6,170	353	479
現金および現金同等物の期首残高*	22 (3,310)	(4,489)	(3,699)	(5,016)
為替変動の影響	(57)	(77)	5	7
現金および現金同等物に係る金融収益	43	58	31	42
現金および現金同等物の期末残高*	22 1,226	1,663	(3,310)	(4,489)

* 「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、島部エネルギー・システム(IES、コルシカおよびフランス海外県に所在)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、2014年6月5日に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。この規則は、年度財務諸表に関する1999年4月29日付のCRC(フランス会計規制委員会)規則99-03を置き換えたものである。

年金債務の測定および認識に関する規則についての2013年11月7日付のANC勧告2013-02は2014年1月1日以降に開始する会計年度に適用されている。この勧告の結果、EDFの財務諸表に適用された変更はない。

適用した会計処理および評価の方法は、2013年12月31日終了年度に係る財務諸表において使用したものと同一である。

1.2 経営者による判断および見積り

当財務諸表の作成に際しては、資産および負債の評価額、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

核サイクル終了引当金ならびに廃炉および炉心核燃料引当金の測定は、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。

主要な仮定および感応度分析については、注記28.5に記載されている。

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。

2014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、2014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

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に係るサービスは、EDFのエネルギー売上高に計上されている。

EDFは、以下の時点で売上高を計上する。

- 立証された契約関係が存在し、
- 引渡しが実行されており（または、サービスが完了しており）、
- 定量化可能な価格が設定されたか、決定可能であり、かつ
- 債権の回収可能性が高い。

引渡しは、所有に伴う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。

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は安全対策費用を資産計上するが、その費用とは、法律上および規制上の義務の結果発生するもので、遵守しないと行政による操業禁止の制裁措置を受けるものである。

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るとこの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および運転開始前の費用は、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

・火力発電所	: 25～45年
・原子力発電所	: 40年
・送電および配電設備（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委譲運営資産については、工業用の減価償却に加えて追加減価償却を行っている。

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3年間にわたる中期計画予測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められる。その他の株式に関連するこの種の費用は費用に計上される。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調整済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が評価減される。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加重平均単位原価法により評価される。ただし、温室効果ガス排出権については、FIFO（先入先出）法が使用される。

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日付決定に定義された「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。

- ・ 火力発電所の操業に必要な化石燃料。
- ・ 事業用資材および設備。例えば、保守プログラムに基づき供給される予備部品（資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（注記1.19.1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。

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。評価に際しては、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が負担することを考慮する。

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、主に島部エネルギー・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抛出品。
- 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。
- 2009年1月1日（2008年9月26日付施行令2008-1009の発効日）以後における、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追加減価償却額。この追加減価償却は、委譲運営者が資金供与した資産の委譲終了時の正味帳簿価額に対する持分を基礎に行われている。

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抛出品は、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が債務を決済するために必要な費用予想額について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、ならびに不採算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、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。

- 核燃料サイクル終了費用：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はすべての燃料に関して設定されている。この引当金は、照射の程度にかかわらず原子炉内のすべての燃料を対象とする。原子力発電所の廃炉から生じる放射性廃棄物の管理費用もまた引当対象である。
- 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。
 - 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。
- 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、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。
- 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(配電)について2005年1月1日以降に稼得した特別給付（同日より前に稼得した給付はCTA課税を財源としている）

退職した従業員の年金の運営および支払に対してEDFが支払うCNIEGの管理費用も含まれている。

年金に加え、元IEGの従業員（現在就業していない）に対し、以下に記載するその他の給付が付与されている。

- ・ 現物給付（エネルギー）：IEG国家法第28条により、上述の従業員および在職中の従業員は、優遇価格による電力またはガスの供給という現物給付受給権が与えられている。EDFおよびGDF Suez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、GDF Suezとの間のエネルギー交換契約に基づく受取額を含めて評価されている。
- ・ 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（3か月分の年金相当の法定補償）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よって、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いて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

2013年1月1日に京都議定書の第3フェーズが開始し、温室効果ガス排出権の割当方法の変更が導入された。これにより、フランスにおいて発電会社に対する排出権の無償割当が廃止された。

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2012-04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（「産出」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。
- ・ 逆の状況では、負債が（債務に）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

国のエネルギー政策の方針を定めるフランスの2005年7月13日付法律2005-781（電力、ガス、暖気または冷気を最終消費者に販売する法的事業体に係る省エネ証書の仕組みを導入する）およびフランスで一般に公正妥当と認められる会計原則（French GAAP）の下での該当する会計処理を定める2006年10月4日付のCNC緊急委員会意見書2006-Dを適用して、EDFの財務諸表は省エネ証書の運用を反映している。

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会計処理される。

- ・ 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規準を満たす場合には、有形資産。
- ・ 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。

省エネ証書制度の全体的な枠組みに基づいて以下のように扱われる。

- ・ 対策後に国から取得した証書は勘定上に認識されない。
- ・ 省エネ証書の購入は以下に含められる。
 - その購入が義務の履行のために行われた場合には、費用。
 - 証書が再販目的で購入された場合には、無形資産（活発な市場がないため）。

購入されたか、政府から受け取ったか受け取る予定の証書は、特定のコモディティのオフバランスシート勘定に記録される。

注記2．重要な事象および取引

財務諸表に対して確定的または潜在的に重要な影響を与える2014度の主な事象及び取引は、以下の通りである。

2.1 Dalkia

2014年3月25日に、EDFとVeolia Environnement（VE）は、2013年10月に開始した検討を完了し両社の合弁子会社であるDalkiaに係る契約を締結した旨を発表した。この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、VEはDalkia Internationalの事業を取得した。

欧州委員会の承認およびその他の条件の充足を受け、EDF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。

EDFはDalkia HoldingおよびDalkia Internationalの株式すべてをVEに総額1,776百万ユーロで売却した。売却益454百万ユーロが臨時損益に計上された。同時に、フランスにおいてDalkiaに対する独占的支配を獲得し、EDFは合計967百万ユーロでDalkiaの全株式を取得した。

2.2 Transalpina di Energia SpAおよびWagram 4

2014年度上半期におけるEDFグループのイタリア子会社の組織再編の一環として、EDFの完全所有子会社であるWagram 4はEdison株式を保有する完全所有子会社であるTdE SRLと合併した。TdEがWagram 4に吸収されたこの合併後の新会社の社名はTransalpina di Energia SpA (TdE SpA)である。2014年7月1日にEDFはTdE SpA株式をEDF Internationalに対して正味帳簿価額の4,273百万ユーロで売却した。

2.3 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数本の永久劣後トランシェ社債（「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

その特性（注記1.13を参照）により、これらの社債は資金受領日から3,973百万ユーロ（償還プレミアム控除後）で「追加的自己資本」に計上されている。

この社債は、開発中の工業用資産ポートフォリオに対応した金額の劣後商品を増やすことを目標として2013年1月から開始した資金調達計画による第2回目の発行である。

2.4 EDFとExeltiumの間の契約

2014年10月27日に、ExeltiumコンソーシアムとEDFは、想定を超える大幅な市場価格の下落を受けて、Exeltiumの電力供給契約を調整し、関係する電力集約型各社の競争力を回復するための契約に署名した。

この契約に基づき、電力供給に対して支払われる価格は当初は引き下げられ、後に電力の市場価格の変動に基づいて調整される。全体の構造はこのように、全体的な経済バランスを保ちながら契約の柔軟性を高めるものである。

契約上の他のパラメータ（販売量、オプトアウト・オプションおよび業界リスクの分担）は変更されていない。開始時に欧州委員会の承認を受けた当該契約の基本方針も、従前と同じである。すなわち、長期的な見通しをコンソーシアムに所属する各社に提供し、全期間にわたり競争力ある価格を確保する一方で、EDFには発電コストの一部の長期的な分担を認める。

注記3．財務諸表に影響を与える2014年度における規制関連事象

3.1 規制料金

3.1.1 国務院による規制販売料金の取消し

2014年4月11日付決定において、フランス国務院は、ANODE（フランスのエネルギー小売事業者協会）による取消しの申し立てを受け、規制電力販売料金の一部を、2012年7月23日から2013年7月31日までの期間について取り消した。国務院は、当該期間中の「黄色」および「青色」料金の引上げは、2012年7月20日付の閣僚決定により2%を上限としており、EDFの発電コストを賄うのに不十分であり、かつ料金を2015年12月31日までに市場価格で販売される電力の供給コストと見合うものにするという立法者の目標に照らしても過少なものであったと決定した。訂正後の2012年の販売料金は2014年7月31日に官報に公表された。

これらの訂正に基づき、追加で908百万ユーロの売上収益が、2014年度に計上された。当該遡及的料金調整に関連する様々な費用を計上後の、2014年度の営業利益に対する影響は731百万ユーロである。

3.1.2 フランスの規制電力販売料金

2013年7月26日の料金決定では、2014年8月1日以降における「青色」規制販売料金の平均5%の引上げを定めていた。2014年7月4日にフランス政府は、この引上げを取り消すべき旨を発表し、これに向けた決定が公表された。

政府はまた、2009年8月12日付政令2009-975を改訂することを決定した。改訂の目的は、規制販売料金の設定方法として、原子力エネルギーへの規制接続価格、電力供給補完コスト（発電容量保証、電力引渡し費用および販売費を含む）ならびに通常水準の利益の「積上げ」または合算による方法を、2015年12月31日の前に導入することである。新たな政令は2014年10月28日に公表された。これに基づき、公式決定により2014年11月1日付で新たな料金体系が設定された。料金の引上げは2013年に発表された5%より低率となり、平均して住宅顧客向け「青色」料金で2.5%、「緑色」料金で3.7%、「黄色」料金で2.5%であった。非住宅顧客向け「青色」料金は平均0.7%引き下げられた。

3.2 「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2014年度の電力供給は、71.3TWhの電力量に関係していた（うち36.8TWhは上半期）。当該制度の下で販売される年間電力量は、100TWhに、政府決定により設定された日程に従い2014年1月1日から、電力損失を補償するために電力網の管理者に販売された量を段階的に加算した量を超えてはならない。ARENH料金の適用を2015年度上半期に受けるための2014年11月の供給業者からの申込み（15.8TWh）は、2014年度上半期と比較して大幅に減少した。その主な理由は、卸売市場の価格が下落して、より魅力的なエネルギー供給源となったことである。

ARENH価格は2012年1月1日からMWh当たり42ユーロに設定され、その後は既存の原子力施設による発電の経済状況を反映する。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CREでの検討を経て、現在は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、この計算式を2015年7月1日から適用すると発表している。2014年10月15日にCREは、規制電力販売料金に係るCREの報告書において、同日現在で把握している情報に基づき、当該計算式の適用の結果、2015年度はMWh当たり約2ユーロの引上げとなる旨を記載している。

3.3 エネルギー移行法案

2014年10月14日に、フランス国民議会はその第一読会において、グリーン成長を目指したエネルギー移行に関する法案を可決した。この法案は中長期の目標を設定している。

主な目標は、温室効果ガスの排出を1990年の水準から2030年までに40%、2050年までに75%削減し、最終エネルギー消費を2050年までに半減させるために、中間目標として2030年までに20%削減させるというものである。

この法案はまた、フランスのエネルギーミックスの変更を目指し、原子力発電の割合を現在の75%から2025年までに50%に低減させ、化石燃料を基礎としたエネルギーの一次消費を2012年から2030年までの間に30%削減し、最終消費における再生可能エネルギーの割合を2030年までに32%に引き上げることを目標としている。

原子力発電に関しては、当該法案は、原子力発電の総容量を、現在操業中の原子力発電所の発電容量に相当する63.2GWまでに制限することを提言している。

この法案はまた、気候およびエネルギー政策につき新たな統治の仕組みを導入している。EDFは複数年エネルギー・プログラムに対応した戦略的事業計画の作成を求められることとなり、政府委員には当該戦略的計画に適合しない投資意思決定に反対する権限が与えられる。

この法案のその他の重要点には、再生可能エネルギー支援システムの改革およびCSPE（公共電力サービス拠出金）システムの統治の改革が含まれている。

立法化手続は現在継続中であり、2015年の前半には元老院によるこの法案の検討が行われる。

3.4 年金改革－2014年1月20日付法律

フランスの2014年1月20日付法律2014-40により、フランスの年金について定める規則が改訂された。この法律により導入された2つの主要な施策は、電力およびガス産業（IEG）に属する企業向けの特別年金制度を適用対象としている。年金の満額受給に適格となるために必要な拠出期間は、1973年生まれの従業員を起点として段階的に43年まで延長される。これはフランスの標準国民年金制度および公共部門の年金制度向けであり、2014年6月25日付政令2014-698によりIEG年金制度にも適用された。また、2014財政年度から、年金価額の年次レビューの日付が4月1日から10月1日に延期される。

この法律の法案は2013年12月18日に国会で可決されたため、その影響は、2013年12月31日からEDFの年金債務の評価に当たり勘案されている。

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)	2014年度	2013年度
エネルギー売上高(1)	39,616	41,234
商品およびサービス売上高	2,101	2,189
売上高	41,717	43,423

(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年度の売上高の変動は、主として、不利な天候による販売量減少に起因するもので、2013年8月の3.6%および2014年11月の2.3%の料率引き上げによって一部相殺された。2014年度のエネルギー売上高は料率の遡及調整の影響908百万ユーロを含んでいる（注記3.1を参照）。

注記5．営業補助金

(単位：百万ユーロ)	2014年度	2013年度
営業補助金	5,912	5,117

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、2014年度に5,888百万ユーロ（2013年度に5,103百万ユーロ）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および太陽光発電エネルギー購入量の増加（これによりフランス本土の購入義務に関して受け取る予定の補助金が増加する）ならびに本土の電力網に接続していない地域の燃料購入の増加によるものである。

注記６．引当金および減価償却の戻入額

(単位：百万ユーロ)	2014年度	2013年度
リスク引当金の戻入	100	227
年金および類似債務(1)	1,127	1,407
使用済燃料管理	648	637
放射性廃棄物長期管理	240	137
原子力発電所の廃炉	164	171
火力および水力発電所の廃炉	36	37
その他費用引当金	170	188
費用引当金の戻入	2,385	2,577
減価償却の戻入	267	269
引当金および減価償却の戻入額合計	2,752	3,073

(1) 2013年度のこの項目には、年金改革の影響393百万ユーロが含まれている（注記3.4を参照）。

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)	2014年度	2013年度
その他の営業収益	585	719
費用振替額	130	128
合計	715	847

注記８．購入およびその他の対外費用

(単位：百万ユーロ)	2014年度	2013年度
購入燃料使用分(1)	3,173	4,298
エネルギー購入(2)	9,792	10,311
サービスおよびその他購入品使用分(3)	18,965	19,480
購入およびその他の対外費用	31,930	34,089

- (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)	2014年度	2013年度
給与・賃金に対する税金	162	157
エネルギー関連の税金	1,231	1,124
地域経済拠出金	516	530
資産税	382	374
その他税金	324	333
法人所得税以外の税金	2,615	2,518

注記10．人件費

(単位：百万ユーロ)	2014年度	2013年度
給与・賃金	3,905	3,843
社会保障費	2,699	2,614
人件費	6,604	6,457

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。

	2014年度			2013年度	
	管理職	その他	合 計	合 計	
IEG従業員	29,340	36,360	65,700	64,374	
その他	257	4,196	4,453	4,269	
平均従業員数	29,597	40,556	70,153	68,643	

平均従業員数は、常勤従業員相当数に換算されている。

2014年度に従業員の範囲が拡大された（主に見習工を含めたことによる）。2013年度の公表値は年間平均従業員数であり、範囲拡大に対応した修正後である。

注記11．減価償却費および償却費

(単位：百万ユーロ)	2014年度	2013年度
無形資産償却費	153	123
有形固定資産減価償却費：		
－EDF所有	2,747	2,358
－委譲運営(1)	218	207
固定資産減価償却費および償却費合計	3,118	2,688
その他の減価償却費および償却費ならびに繰延収益	31	35
減価償却費および償却費合計	3,149	2,723

(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)	2014年度	2013年度

リスク引当金(1)	608	137
年金および類似債務	733	810
使用済核燃料管理	457	417
放射性廃棄物長期管理(2)	29	228
原子力発電所の廃炉および炉心核燃料(3)	423	-
火力および水力発電所の廃炉	-	1
その他費用引当金	166	222
費用引当金	1,808	1,678
減損	424	319
引当金および減損合計	2,840	2,134

- (1) 増加の大半は供給契約に関係している。
- (2) 2013年度は、地層処分計画に関する研究のためのANDRAの新たな資金調達の必要性を反映した208百万ユーロを含んでいる。
- (3) 永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉費用388百万ユーロの増加が2014年度に計上された（注記28.3を参照）。

注記13. 金融損益

(単位：百万ユーロ)	2014年度	2013年度
投資による収益(1)	1,295	2,116
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)	370	377
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)	(1,639)	(2,007)
引当金および減損戻入額ならびに費用振替額(4)	415	1,187
為替差損益	(129)	137
・差益	2,160	1,835
・差損	(2,289)	(1,698)
市場性のある有価証券売却益	51	(26)
・純利益	51	7
・純損失	-	(33)
金融取引に係る償却費、引当金繰入額および減損(5)	(3,459)	(2,674)
金融損益	(3,096)	(890)

- (1) 受取配当金の変動は主に、以下に関係している。
- ERDF（2014年度427百万ユーロ、2013年度535百万ユーロ）。
 - EDF International（2014年度202百万ユーロ、2013年度394百万ユーロ）。
 - C3（EDF Investissementsグループの持株会社）（2014年度129百万ユーロ、2013年度514百万ユーロ）。
 - EDEV（2014年度58百万ユーロ、2013年度146百万ユーロ）。
- (2) 2014年度のこの項目はCSPE金融債権の負担コストに関する87百万ユーロの収益を含んでいる（2013年度83百万ユーロ）。
- (3) 変動の大部分は通貨商品に係る未実現為替差損益および永久劣後債の金利費用の変動によるものである。
- (4) 2013年度に専用資産（176百万ユーロ）およびVeolia Environnementの全株式売却を受けた同株式（327百万ユーロ）に係る減損の戻入が計上された。
- (5) 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、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を反映している。

注記14. 臨時損益

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。

2013年12月31日現在、臨時項目により純利益164百万ユーロが生じたが、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、特にCSPE債権の専用資産への配分後に実施された売却による利益622百万ユーロ。
- Veolia Environnement株式の売却による損失266百万ユーロ。金融損益に含まれた減損の戻入327百万ユーロを控除後。
- 2013年度に原子力事業で稼働開始した新情報システムに関連する222百万ユーロの税務上の償却超過額。

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。2014年度の連結納税グループは、RTE Réseau de Transport d'Électricité、ERDF、EDF InternationalおよびEDF Énergies Nouvelles下位企業集団を含む83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ないと定められている。この原則を適用して、各子会社は、個々に課税されるとしたら支払わなければならないであろう税金に相当する、グループの法人所得税に対する負担金を連結会社に支払う。

EDFと納税グループに含まれる子会社との間の連結納税契約では、税務上の欠損金の利用に関する標準規則に従って、EDFは、損失計上子会社に課税所得が生じた場合には、計上した損失から生まれた節税分を、その会社に払い戻さなければならないと定めている。

連結納税グループの代表会社であるEDFは、2014年度に577百万ユーロの法人所得税費用を計上した。内訳は以下の通りである。

- 2014年度の課税所得217百万ユーロ。
- 臨時損益純額376百万ユーロ。
- 連結納税から生じた調整に係る(16)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2013年度分として2014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)

2014年12月31日 現在	2013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)	(12,403)	(10,316)	(2,087)
- 金融商品および未実現為替差益	(5,151)	(3,780)	(1,371)
- その他	(324)	(337)	13

標準税率を適用される繰延税金資産合計

(17,878)	(14,433)	(3,445)

2. 繰延税金負債が生じる期間差異

- 金融商品および未実現為替差損	4,657	2,883	1,774
- その他	1,014	727	287

標準税率を適用される繰延税金負債合計

5,671	3,610	2,061

- 未課税資産譲渡益、資産譲渡損控除後

79	79	-

軽減税率を適用される繰延税金負債合計

79	79	-

繰延税金の基礎

(12,128)	(10,744)	(1,384)

標準税率による将来の税金資産（純額）

(4,203)	(3,726)	(477)

軽減税率による将来の税金負債（純額）

3	1	2

(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)	2013年 12月31日 現在総額	増加	減少	2014年 12月31日 現在総額
ソフトウェア	942	210	16	1,136
その他	243	9	1	251
無形資産	1,185	219	17	1,387
土地	117	8	3	122
建物	9,374	358	61	9,671
原子力発電所	49,522	2,665	948	51,239
電力網以外の機械および設備	11,286	509	241	11,554
EDF所有電力網	886	34	1	919
その他	1,313	138	86	1,365
EDF所有有形固定資産	72,498	3,712	1,340	74,870
土地	39	-	-	39
建物	9,359	154	5	9,508
電力網以外の機械および設備	1,379	40	9	1,410
委譲電力網	2,292	138	12	2,418
その他	11	-	1	10
委譲運営有形固定資産(1)	13,080	332	27	13,385
有形固定資産(2)	9,220	5,163	3,912	10,471
無形資産	1,199	335	222	1,312
発注に係る前渡金および進捗払	2,355	397	-	2,752
建設中の資産	12,774	5,895	4,134	14,535
無形および有形固定資産合計	99,537	10,158	5,518	104,177

(1) 委譲運営資産は、島部エネルギー・システムおよび水力発電委譲に関係する。

(2) 2014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建設に関係している。

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)	2013年 12月31日 現在累計額	増加	減少	2014年 12月31日 現在累計額
ソフトウェア	395	126	15	506
その他	77	27	-	104
無形資産	472	153	15	610
建物および土地の改良	6,265	277	58	6,484
原子力発電所	33,427	2,073	883	34,617
電力網以外の機械および設備	7,338	396	236	7,498
EDF所有電力網	364	27	-	391
その他	781	110	82	809
EDF所有有形固定資産	48,175	2,883	1,259	49,799
建物および土地の改良	5,855	135	5	5,985
電力網以外の機械および設備	980	24	7	997
委譲電力網	909	66	8	967
その他	10	-	-	10
委譲運営有形固定資産	7,754	225	20	7,959
建設中の有形資産	71	31	2	100
減価償却費および償却費合計	56,472	3,292	1,296	58,468

注記18. 金融資産

18.1 金融資産の変動

(単位：百万ユーロ)	2013年 12月31日現在 総額	2014年 12月31日現在 総額
投資(1)	59,848	56,577
投資に関連する債権	50	50
投資有価証券(2)	12,150	12,591
その他の投資	349	208
CSPE債権(3)	5,053	5,140
子会社貸付金その他の金融資産(4)	2,615	3,089
金融資産合計、総額	80,065	77,655
投資および関連債権の減損(1)	(357)	(171)
投資有価証券の減損	(41)	(55)
減損合計	(398)	(226)
金融資産合計、純額	79,667	77,429

(1) 投資の変動は、基本的に、以下に対応する。

- Dalkia株式の967百万ユーロでの取得（注記2.1を参照）。
- Dalkia HoldingおよびDalkia Internationalの純額1,322百万ユーロでの売却（注記2.1を参照）。
- C3（EDF Investissementsグループの持株会社）の増資引受け1,300百万ユーロ。
- TdE SpAの減損の戻入220百万ユーロを伴う、EDF Internationalへの売却（注記2.2を参照）。

(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、2014年度に正味売却益が発生した（注記14を参照）。2014年度の専用資産への配分額は、資産の実現可能価額が填補対象の引当価額を超過しているため、ゼロであった（注記38.2.4を参照）。

(3) この債権は、2012年12月31日現在のCSPE(Contribution au Service Public de l'Électricité)不足額およびEDFが負担した関連する金融費用から構成されている。CSPEは、フランス政府が定めた拠出金であり、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、電力の最終消費者から直接集金される。この拠出金は再生可能エネルギーの増

大、社会料率および料率平準化の財源とすることを目的としている。2013年1月14日に発表されたフランスの当局との間で達した合意に基づき、EDFは、2012年12月31日現在のCSPE不足額（43億ユーロ）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（6億ユーロ）から成る債権の払戻しを受ける予定である。この合意の締結を受けて、2012年12月31日にEDFはCSPE債権を「その他の債権」から「貸付金および金融債権」に振り替えた。この債権には全期間にわたり市場レート（1.72%）での金利が付される。

- (4) 2014年12月31日現在の子会社に対する貸付金は合計3,002百万ユーロであり、EDF Énergies Nouvellesに対する1,175百万ユーロ、RTEに対する670百万ユーロ、Dalkiaに対する661百万ユーロおよびEDF Internationalに対する450百万ユーロを含む。

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	2014年 12月31日現在 減損計上額	資本 保有率 (%)	2013年 12月31日現在 自己資本	2013年度 純利益	2014年度 受取 配当金	2013年度 売上高
I 子会社							
*持株会社							
EDEV	6,891	-	100	6,354	62	58	1,199
EDF International	25,930	-	100	23,959	213	202	-
EDF Production Électrique Insulaire SAS	711	-	100	664	10	-	174
EDF Holding SAS	1,950	-	100	2,260	231	219	-
Société C3	11,196	-	100	10,071	136	129	-
EDF Immo	1,361	-	100	1,383	46	-	-
その他の会社	394	2	100	-	-	-	-
*工業および商業会社							
フランス							
Centrale Électrique Rhénane de Gamsheim	3	-	50	10	nm	-	7
Dalkia Investissement	200	62	100	263	38	-	nm
Dalkia	967	-	100	1,317	3	-	-
RTE Réseau de Transport d'Électricité (1)	4,030	-	100	5,861	417	250	4,652
Électricité Réseau Distribution France (ERDF)	2,700	-	100	4,324	781	427	13,811
その他の国々							
Eosson	14	14	50	114	nm	-	31
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)	3	-	50	117	3	-	17
Forces Motrices du Chatelôt	nm	-	50	7	nm	nm	4
*その他の企業(EIG EIFER)	94	93	-	-	-	-	-
合計 I	56,444	171				1,285	

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)

I 子会社

合計 I 繰越

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

合計 II.1

II.2 EDFが10%未満の持分を
保有する会社

その他の会社

その他の国々

Force Motrice de Mauvoisin

合計 II.2

合計 II

投資合計、総額

投資合計、純額

	所有持分の 帳簿価額総額	2014年 12月31日現在 減損計上額	資本保有率 (%)	2013年 12月31日現在 自己資本	2013年度 純利益	2014年度 受取配当金
合計 I 繰越	56,444	171				1,285
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	243	nm	-
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						
Force Motrice de Mauvoisin	1	-	10	97	4	nm
合計 II.2	2	-				-
合計 II	133	-				-
投資合計、総額	56,577	171				1,285
投資合計、純額	56,406					

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	12,150	12,118	14,005	12,591	12,536	14,769

2014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（12,468百万ユーロ）および123百万ユーロのAREVA株式（減損45百万ユーロ計上済み）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)	2013年12月31日現在 総額	増加	減少	2014年12月31日現在 総額
自己株式	44	443	(449)	38

2014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38百万ユーロの1,631,587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			2014年	2013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	2	-	48	50	50
CSPE債権	638	4,502	-	5,140	5,053
貸付金その他の金融資産	792	717	1,580	3,089	2,615
貸付金および投資に関連する債権	1,432	5,219	1,628	8,279	7,718

[次へ](#)

注記19. 棚卸資産および仕掛品

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在			2013年12月31日現在		
	総額	引当金	純額	総額	引当金	純額
核燃料	8,457	(14)	8,443	8,327	(14)	8,313
その他の原材料	334	-	334	487	-	487
その他の貯蔵品	1,144	(186)	958	1,038	(197)	841
仕掛品その他の棚卸資産	18	-	18	19	-	19
棚卸資産合計	9,953	(200)	9,753	9,871	(211)	9,660

注記20. その他の流動資産

(単位：百万ユーロ)	流動性			2014年 12月31日現在 総額	2013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	590	187	359	1,136	1,056
－営業債権：					
請求額	2,039	-	-	2,039	2,519
未請求受取債権(1)	12,060	243	-	12,303	11,102
－その他の受取債権(2)	4,923	56	81	5,060	4,170
営業受取債権	19,022	299	81	19,402	17,791
現金性金融商品(3)	1,618	1,041	1,254	3,913	1,627
前払費用	481	169	644	1,294	1,295
流動資産合計	21,711	1,696	2,338	25,745	21,769

- (1) 主に、供給済であるが未請求のエネルギー債権。2014年度に認識された遡及的料金調整を含む（注記3.1を参照）。
- (2) 法人所得税以外の税金に関する政府債権2,460百万ユーロおよび公共電力サービス拠出金（CSPE）2,056百万ユーロ（2013年度1,357百万ユーロ）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)	2014年12月 31日現在	2013年12月 31日現在	増減
自己株式	3	3	-
投資ファンド	1,637	2,844	(1,207)
満期3か月以内の譲渡性負債商品（ユーロ建または他の通貨建）	-	10	(10)
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）	1,914	2,599	(685)
債券	5,211	4,847	364
未収利息およびその他の市場性のある有価証券	54	13	41
総額合計	8,819	10,316	(1,497)
引当金	(4)	(4)	-
純額合計	8,815	10,312	(1,497)

2013年12月31日現在の市場性のある有価証券の価額が2014年12月31日現在の価額を上回っているのは、2013年度におけるCSPE債権の配分後の合計24億ユーロであった専用資産が処分されたためである。

注記22. キャッシュ・フロー計算書上の現金および現金同等物の変動

(単位：百万ユーロ)

	2014年12月 31日現在	2013年12月 31日現在	増減
市場性のある有価証券	8,819	10,316	(1,497)
現金および現金同等物	6,583	5,066	1,517
貸借対照表資産小計	15,402	15,382	20
ユーロ建投資ファンド	(1,637)	(2,844)	1,207
満期3か月超の譲渡性負債商品（ユーロ建）	(1,914)	(1,595)	(319)
満期3か月超の譲渡性負債商品（ユーロ建以外）	-	(1,004)	1,004
債券	(5,211)	(4,847)	(364)
自己株式	(3)	(3)	-
未収利息およびその他の市場性のある有価証券	(54)	(13)	(41)
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	(8,819)	(10,306)	1,487
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）	12	4	8
貸借対照表の「その他の営業負債」に含まれる子会社からの借入金（キャッシュ・プーリング契約に基づく）	(5,369)	(8,390)	3,021
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*	1,226	(3,310)	4,536
為替変動の影響の消去			(57)
現金および現金同等物に係る純金融収益の消去			43
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*			4,550

* キャッシュ・フロー計算書を参照。

注記23. 未実現為替差損

2014年12月31日現在の未実現為替差損は1,146百万ユーロであり、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
2012年12月31日現在	924	10,802	2,660	3,566	190	6,323	24,465
2012年度の純利益の配分	-	-	2,309	(2,309)	-	-	-
配当金の分配	-	-	1	(1,257)	-	-	(1,256)
2013年7月29日の増資	6	165	-	-	-	-	171
2013年度の純利益	-	-	-	2,938	-	-	2,938
中間配当	-	-	(1,059)	-	-	-	(1,059)
その他の変動	-	-	18	-	(12)	78	84
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

24.1 資本金

2014年12月31日現在のEDFの資本金は930,004,234ユーロであり、全額引受済払込済の額面0.50ユーロの株式1,860,008,468株から成り、84.5%がフランス政府に、13.7%が民間（機関投資家および個人投資家）に、1.7%が在職中および退職後のグループの従業員に、ならびに0.1%が自己株式としてEDFによって保有されている。

2013年度に2012年度配当の一部を株式の形態で支払ったことにより、11,141,806株の新株発行に対応して資本金が6百万ユーロ増加した。

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

2014年5月15日の株主総会において、2013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。

2011年5月24日の株主総会で提案された当社定款の変更を適用して、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2013年12月17日に支払われたため、2013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、2014年6月6日に支払われた。

2014年12月10日にEDFの取締役会は、2014年度について、社外流通株式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、2014年12月17日に現金で支払われた。

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。

2014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10,688百万ユーロである。

注記26. 特別委譲勘定

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
資産の現物評価額	103	103
再評価差額	945	971
追加減価償却額	108	88
水力発電資産に対する権利	1,156	1,162
資産の現物評価額	1,517	1,441
運営者による供与資金の未償却分	(915)	(860)
委譲者による供与資金の償却	279	264
建設中の委譲運営発電所資産に係る受取拠出金	8	9
公共配電委譲資産に対する権利(1)	889	854
特別委譲勘定合計	2,045	2,016

(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）に関係している。

注記27. リスク引当金

(単位：百万ユーロ)	2013年12月 31日現在	増加		減少		2014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	262	-	922	-	-	(37)
契約損失引当金	97	444	4	(56)	-	-
その他リスク引当金	177	164	-	(37)	(7)	-
リスク引当金	536	608	926	(93)	(7)	(37)
						1,933

(1) 主に供給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)	2013年 12月31日現在	増加		減少	その他の 変動(2)	2014年 12月31日現在
		営業	財務(1)	使用		
使用済燃料管理引当金	9,779	457	462	(648)	55	10,105
放射性廃棄物長期管理引当金	7,542	29	346	(240)	(1)	7,676
核サイクル終了引当金	17,321	486	808	(888)	54	17,781
原子力発電所廃炉引当金	13,024	423	625	(164)	(42)	13,866
炉心核燃料引当金	2,313	-	111	-	(11)	2,413
廃炉および炉心核燃料引当金	15,337	423	736	(164)	(53)	16,279
原子力発電関連引当金	32,658	909	1,544	(1,052)	1	34,060

- (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1.15.1を参照）として認識されている。

28.1 使用済燃料管理引当金

燃料サイクルに関して、EDFがフランス政府の合意の下に現在採用している戦略は、使用済燃料を処理し、分離されたプルトニウムをMOX（プルトニウムとウランウムの混合酸化物）燃料の形で再利用することである。

処理量（年間約1,000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のサービスを対象としている。

- ・ EDFの発電所からの使用済燃料の除去、受入および一時貯蔵
- ・ 処理（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。

28.2 放射性廃棄物長期管理引当金

この項目には、以下のための将来の費用が含まれる。

- ・ 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、閉鎖および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)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
超低レベルおよび低中レベル廃棄物	997	967
長寿命低レベル廃棄物	521	499
長寿命中高レベル廃棄物	6,158	6,076
放射性廃棄物長期管理引当金	7,676	7,542

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、2015年末までに当局に結果を提示する予定である。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。

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れらの廃棄物に関して、可逆的深部地層処分を要求している。

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る。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、この作業部会からの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（CIGEO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を含む）および操業条件（作業員数を大幅に削減す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年の法律に準拠して、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、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2か月以内にその見解を公表する予定であり、当該見解は環境・持続可能開発・エネルギー担当大臣に提出される報告書に含められ、これを受けて同大臣はフランスの原子力安全庁（Autorité de Sûreté NucléaireまたはASN）の助言を得て、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。

使用される費用水準に関する不確実性および対応する引当金への影響に鑑み、2014年12月31日現在でEDFが計上した引当金は、引き続き、2005年に作業部会が決定したベンチマーク費用に基づいている。

DGEC、ANDRAおよび産出業者の間で進行中の議論は、すべての産出業者からのすべての最終廃棄物の予測一覧に基づく、2011年の経済状況下での貯蔵費用に関連している。

引当金の測定は、総貯蔵費用の影響を受けるが、これに加えて支払スケジュール、産出業者（EDF、AREVA、CEA）間の費用配分、ならびにプロジェクトの機会、リスク、未知の事項および不確実性に関する主要な仮定の影響も受ける。現在の引当金に適用したと同一の仮定を用いて、2011年の経済状況下で請負業者の総見積価格が10億ユーロ高かったとした場合、2014年12月31日現在の引当金に対して約200百万ユーロ（現在価値）の影響があったと見積られる。

エネルギー担当大臣により設定された価額がEDFの見積りと異なる場合には、EDFは、財務諸表上でその影響額を反映することとなる。

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、閉鎖後、放射性崩壊の待機期間なしに直ちに廃炉するというものであり、これは最終的な閉鎖から解体までの期間を可能な限り短くするよう求めるフランスの規制に準拠している。レベル1の作業は最初に行わねばならないが、レベル2とレベル3の一部の作業は、同時並行的に行うことができる。

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の都度、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と貯蔵は対象外である。

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)	2013年 12月31日現在	増加		減少	その他の 変動(2)	2014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	10,907	35	522		(42)	11,422
永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金	2,117	388	103	(164)		2,444
原子力発電所廃炉引当金合計	13,024	423	625	(164)	(42)	13,866

(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。

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、ピュージェイ、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、ショーAのPWR原子炉、クレイ・マルヴィルの高速中性子炉など、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。

EDFは第1世代の発電所を、結果として生じる廃棄物に係る解決策の将来の利用可能性に沿って、2040年までに完全に解体することを選択している。

- ・ 長寿命中レベル廃棄物については、深層での貯蔵が可能になるまで、2017年に開業予定である放射性廃棄物の収納および一時貯蔵施設（ICEDA）。
- ・ 長寿命低レベル廃棄物については、2025年までに開業予定である黒鉛廃棄物の貯蔵施設。

引当金の額は、2018年末までに公布される予定のブレンニリスの完全解体に関する政令によっても影響を受ける。

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。

これらの見積価格の全面改訂は2015年に予定されているが、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388百万ユーロの見積変更があった。この変更により損益計算書の「その他の対外費用」に費用が認識された。

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、処分および廃棄物貯蔵業務のコスト。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、2014年12月31日現在、インフレ率を1.7%と仮定して、4.6%である（2013年12月31日現在インフレ率1.9%として4.8%）。

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、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2つの制限に従う必要がある。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48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、2014年12月31日現在、4.31%であった。

引当金に適用可能な割引率を統制する規制に関し、原子力事業者がフランス政府とともに2013年から取り組んできた作業が完了し、その結果は2015年度第1四半期中に規制に組み入れられる予定である。予想される新規則に基づく、割引率の上限は2014年12月31日現在で約4.8%となる見込みである。

新規則が公布されるまで、環境・持続可能開発・エネルギー担当大臣、財務・財政担当大臣、および経済・生産再建・デジタル関連担当大臣は、EDFグループに対し、現行規則に準拠した割引率の適用を2015年3月31日まで延期することを認めた。

従って、2014年12月31日現在で適用された割引率は4.6%であり、当社の通常の方法に基づいて決定されている。

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)	2014年12月31日現在		2013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	16,463	10,105	15,868	9,779
放射性廃棄物長期管理	26,159	7,676	25,578	7,542
核サイクル終了費用	42,622	17,781	41,446	17,321
稼働中の原子力発電所廃炉引当金	19,298	11,422	19,558	10,907
永久に閉鎖された原子力発電所廃炉引当金	3,310	2,444	2,890	2,117
炉心核燃料引当金	4,050	2,413	3,979	2,313
廃炉および炉心核燃料費用	26,658	16,279	26,427	15,337

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。

	現在価値による 引当金の金額	割引率に対する感応度					
		貸借対照表上の引当金			税引前純利益		
(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日 現在	+0.20%	-0.20%	-0.30%	+0.20%	-0.20%	-0.30%
核サイクル終了費用							
-使用済燃料管理	10,105	(171)	180	274	141	(149)	(227)
-放射性廃棄物長期管理	7,676	(381)	425	657	327	(368)	(568)
廃炉および炉心核燃料費用							
-原子力発電所の廃炉	13,866	(431)	449	681	52	(54)	(82)
-炉心核燃料	2,413	(64)	68	103	-	-	-
合計	34,060	(1,047)	1,122	1,715	520	(571)	(877)

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)	2013年 12月31日現在	増加		減少		2014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	9,794	562	804	(1,039)	(336)	9,785
長期給付引当金	897	171	30	(88)	-	1,010
従業員給付引当金	10,691	733	834	(1,127)	(336)	10,795

(1) 過去勤務費用382百万ユーロ、数理計算上の損失の償却340百万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1,061百万ユーロ、数理計算上の利益25百万ユーロおよび補足年金41百万ユーロを含む。

(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
2013年12月31日現在残高	24,020	(8,253)	15,767	(107)	(4,969)	10,691
2014年度純費用	1,174	(336)	838	(30)	357	1,165
未認識数理計算上の損益	5,538	(1,601)	3,937	42	(3,979)	-
制度への拠出	-	(337)	(337)	-	-	(337)
給付支払額	(1,063)	339	(724)	-	-	(724)
2014年12月31日現在残高	29,669	(10,188)	19,481	(95)	(8,591)	10,795

2014年度の債務に係る数理計算上の損益は(5,538)百万ユーロであり、仮定の変更（特に割引率の低下およびエネルギーの現物給付の測定上の仮定の変更）による損失(5,707)百万ユーロおよび実績修正による利益169百万ユーロを含んでいる。

雇用後および長期従業員給付費用

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
当期勤務費用	382	514
利息費用（割引の影響）	834	851
制度資産の期待運用収益	(336)	(314)
未認識数理計算上の損益の償却－雇用後給付	151	188
数理計算上の損益の変動－長期給付	164	71
過去勤務費用－権利確定済給付	-	(393)
過去勤務費用－権利未確定給付	(30)	11
雇用後給付および長期給付に関連する費用純額	1,165	928
うち：		
営業費用(1)	667	391
金融費用	498	537

(1) 2014年度のこの金額は、営業引当金の増加（733百万ユーロ）から数理計算上の損益の戻入（25百万ユーロ）を控除したもののおよび追加年金（41百万ユーロ）に対応している。

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)	2013年 12月31日現在	増加		減少		2014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	7,838	364	645	(828)	(320)	7,699
CNIEG費用	421	7	15	(14)	-	429
現物給付（エネルギー）	1,029	131	103	(81)	-	1,182
退職慰労金	(5)	36	20	(50)	(15)	(14)
その他の給付	511	24	21	(66)	(1)	489
合計	9,794	562	804	(1,039)	(336)	9,785

(単位：百万ユーロ)

2014年12月31日現在の雇用後給付引当金

	債務	制度資産	未認識過去 勤務費用	未認識数理 計算上の損益	貸借対照表 上の引当金
年金	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

(単位：百万ユーロ)

2013年12月31日現在の雇用後給付引当金

	債務	制度資産	未認識過去 勤務費用	未認識数理 計算上の損益	貸借対照表 上の引当金
年金	18,540	(7,810)	-	(2,892)	7,838
CNIEG費用	424	-	-	(3)	421
現物給付（エネルギー）	2,929	-	-	(1,900)	1,029
退職慰労金	575	(429)	(57)	(94)	(5)
その他の給付	655	(14)	(50)	(80)	511
合計	23,123	(8,253)	(107)	(4,969)	9,794

2013年度から2014年度の債務の増加は、主に割引率の変更（2013年12月31日現在3.5%、2014年12月31日現在2.2%）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)	2013年 12月31日現在	増加		減少	2014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	777	152	26	(76)	879
長期勤続報奨	95	15	3	(8)	105
その他	25	4	1	(4)	26
合計	897	171	30	(88)	1,010

30.3 制度資産

2014年12月31日現在、制度資産は10,188百万ユーロ（2013年12月31日現在8,253百万ユーロ）である。制度資産は主に特別年金制度の下で稼得した過去の特定給付（9,683百万ユーロ）および退職慰労金（491百万ユーロ）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)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
特別年金給付向け資産	9,683	7,810
(%)		
株式	29%	31%
債券および貨幣性商品	71%	69%
退職慰労金向け資産	491	429
(%)		
株式	31%	32%
債券および貨幣性商品	69%	68%
その他の給付向け資産	14	14
制度資産合計	10,188	8,253

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2014年12月31日現在2.2%（2013年12月31日現在3.5%）である。
- インフレ率は2014年12月31日現在1.7%（2013年12月31日現在1.9%）と見積られている。
- 平均雇用残存期間は18年である。
- 従業員離職率に重要性はない。
- 2014年1月1日現在の「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3.4%）である。

注記31. その他の費用引当金

(単位：百万ユーロ)	2013年		減少		その他	2014年
以下に対する引当金：	12月31日現在	増加	使用	戻入		12月31日現在
人件費	108	90	(85)	(4)	-	109
委譲運営施設の更新	254	13	-	(1)	(5)	261
その他の費用	562	150	(78)	(22)	-	612
その他の費用引当金	924	253	(163)	(27)	(5)	982

注記32. 負債

(単位：百万ユーロ)	期限			2014年 12月31日 現在総額	2013年 12月31日 現在総額
	1年未満	1－5年	5年超		
社債	1,477	8,085	31,431	40,993	39,341
金融機関からの借入債務	-	-	500	500	500
その他の借入債務	3,054	956	4	4,014	3,738
その他の金融負債：					
－消費財に係る前受金	2	14	19	35	42
－その他	1,509	1	1	1,511	1,659
金融負債（注記33を参照）	6,042	9,056	31,955	47,053	45,280
前受金および未成業務受入金(1)	6,433	-	-	6,433	6,279
営業債務および関連勘定	6,368	5	1	6,374	7,306
税金および社会保障費負債(2)	6,760	-	-	6,760	7,235
固定資産関連負債および関連勘定	2,133	-	-	2,133	2,067
その他の負債(3)	13,554	-	-	13,554	16,767
営業、投資およびその他の負債	28,815	5	1	28,821	33,375
現金性金融商品(4)	2,365	422	550	3,337	1,973
繰延収益(5)	756	1,204	2,105	4,065	4,273
負債合計	44,411	10,687	34,611	89,709	91,180

- (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6,340百万ユーロ（2013年12月31日現在6,129百万ユーロ）を含む。2014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数の増加によるものである。
- (2) 2014年度のこの項目は、供給済であるが未請求のエネルギーについてEDFが集金するCSPE収益1,122百万ユーロ（2013年12月31日現在984百万ユーロ）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2014年度113億ユーロ（2013年度148億ユーロ）である。
- (4) 基本的に外国為替商品に係る未実現損失。
- (5) 2014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計画に基づいてEDFに支払われたパートナー前渡金1,989百万ユーロ（2013年度2,112百万ユーロ）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。2014年10月27日に2者間で締結された契約の条項（注記2.4を参照）にはこの前渡金に関連する追加支払いまたは返還の定めはない。

注記33. 金融負債

(単位：百万ユーロ)	2013年 12月31日 現在	新規借入	返済	換算調整	その他	2014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	6,477	3,464	1,281	1,038	-	9,698
ユーロ建ユーロ中期ノート (EMTN)	24,107	-	3,640	-	-	20,467
外貨建ユーロ中期ノート (EMTN)	7,744	1,639	178	610	-	9,815
社債	39,341	5,103	5,099	1,648	-	40,993
ユーロ建長期借入金	500	-	-	-	-	500
金融機関からの借入債務	500	-	-	-	-	500
譲渡性負債商品 (ユーロ建) (1)	269	381	-	-	-	650
譲渡性負債商品 (ユーロ建以外) (1)	3,463	-	644	538	-	3,357
契約上の金融借入債務	6	2	1	-	-	7
その他の借入債務	3,738	383	645	538	-	4,014
借入債務合計	43,579	5,486	5,744	2,186	-	45,507
消費財に係る前受金	42	-	7	-	-	35
その他の前受金	74	-	-	-	3	77
銀行当座借越	355	-	-	-	(234)	121
繰延銀行借方勘定	34	-	-	-	5	39
未払利息	1,196	-	-	-	78	1,274
その他の金融負債合計	1,659	-	-	-	(148)	1,511
金融負債合計	45,280	5,486	5,751	2,186	(148)	47,053

(1) 返済額控除後の発行額。

2014年1月13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。

- ・ 変動金利、期間3年、750百万米ドル
- ・ 表面年利率1.15%、期間3年、1,000百万米ドル
- ・ 表面年利率2.15%、期間5年、1,250百万米ドル
- ・ 表面年利率4.875%、期間30年、1,000百万米ドル
- ・ 表面年利率6%、期間100年、700百万米ドル

2014年1月17日に、EDFはまた、表面年利率6%、期間100年、1,350百万ポンドの社債を発行した。

これらの発行によって、当グループは、2014年度中の社債の償還に備え、債務の平均的な期間を延長するという資金調達方針の目標を達成するために良好な市場環境を利用し、長期の工業用資産の耐用年数に近づけることが可能になる。

社債の償還合計5,099百万ユーロは期日が到来したユーロ建および米ドル建の社債に関係する。

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 (%)
I. ユーロ		22,637		50		17,240		39,877		88
CHF	730	607	2.7	1	(730)	(607)	-	-	-	-
GBP	7,385	9,481	41.5	21	(3,000)	(3,851)	4,385	5,630	100	12
HKD	1,216	129	0.7	0.2	(1,216)	(129)	-	-	-	-
JPY	54,100	373	1.6	1	(54,100)	(373)	-	-	-	-
NOK	1,000	111	0.5	0.2	(1,000)	(111)	-	-	-	-
USD	14,775	12,169	53.2	27	(14,775)	(12,169)	-	-	-	-
合計II ユーロ 以外		22,870	100	50		(17,240)		5,630	100	12
合計I+II		45,507		100		-		45,507		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	2014年12月 31日現在 (%)	2013年12月 31日現在 (%)		合計	2014年12月 31日現在 (%)	2013年12月 31日現在 (%)
長期借入債務およびEMTN	40,304			(17,573)	22,731		
短期借入債務	4,006			-	4,006		
固定金利での借入債務	44,310	97	99	(17,573)	26,737	59	79
長期借入債務およびEMTN	1,197			17,573	18,770		
短期借入債務	-			-	-		
変動金利での借入債務	1,197	3	1	17,573	18,770	41	21
合計	45,507	100	100	-	45,507	100	100

注記34. 未実現為替差益

2014年度の未実現為替差益は、未実現利益191百万ユーロを含み、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)	2014年12月31日現在		2013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	14,348	14,348	1,988	1,988
長期金利スワップ				
EUR	7,916	7,916	7,215	7,215
USD	1,112	1,112	979	979
GBP	4,276	4,276	2,070	2,070
JPY	96	96	325	325
小計	27,748	27,748	12,577	12,577
2－外国為替取引				
先渡取引				
EUR	16,736	18,774	18,532	21,640
CAD	1,354	1,354	1,026	1,026
USD	11,704	9,065	9,970	6,698
GBP	8,005	8,363	11,338	11,466
CHF	36	36	-	-
HUF	350	385	419	410
PLN	865	864	968	1,050
JPY	25	32	21	122
MXN	79	79	254	254
その他	117	117	308	311
長期通貨スワップ				
EUR	8,572	28,807	7,226	23,565
JPY	372	-	837	-
USD	12,149	3,336	6,566	1,273
GBP	17,107	5,370	14,913	5,721
CHF	607	-	619	-
HUF	5	5	14	14
CAD	47	47	131	131
ILS	126	126	132	132
PLN	337	337	-	53
NOK	111	-	120	-
HKD	129	-	114	-
小計	78,833	77,097	73,508	73,866
3－証券化スワップ	591	591	734	734
金融オフバランスシート・コミットメント合計	107,172	105,436	86,819	87,177
4－コモディティ・スワップ				
石炭（百万トン）	2	2	4	4
石油製品（千バレル）	5,475	5,475	5,776	5,776

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2014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)	2014年度	2013年度
ヘッジとして分類されていない商品		
実現損益	(55)	142
未実現損益	320	(100)
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)	78
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）	253	134
為替商品（通貨スワップ）	276	67

(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）。

オフバランスシートのデリバティブの帳簿価額は、経過利息、調整金の支払い、支払または受取プレミアムおよび換算調整を含み、EDFの勘定には既に計上されている。市場価額と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2014年12月31日現在のオフバランスシートのデリバティブ金融商品の公正価値は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	帳簿価額	公正価値
金利ヘッジ		
長期スワップ	116	2,012
短期スワップ	(3)	(5)
外国為替ヘッジ		
為替予約取引	185	197
長期通貨スワップ	1,660	1,228
コモディティ・ヘッジ		
石炭	-	(37)
石油製品	-	(165)
合計	1,958	3,230

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

2014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				2014年	2013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)	11,716	18,781	12,201	11,029	53,727	53,604
営業コミットメント	5,355	12,702	11,645	11,008	40,710	38,701
燃料およびエネルギー購入関連 コミットメント	2,793	10,377	9,929	10,684	33,783	31,644
その他の営業コミットメント	2,562	2,325	1,716	324	6,927	7,057
投資コミットメント	3,301	6,057	285	9	9,652	8,949
資金供与コミットメント	3,060	22	271	12	3,365	5,954
オフバランスシート・コミットメント(受取)	1,041	10,391	248	211	11,891	11,934
営業コミットメント	1,036	646	248	211	2,141	2,354
投資コミットメント	5	-	-	-	5	-
資金供与コミットメント	-	9,745	-	-	9,745	9,580

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、ガス、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。

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の期限は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	期 限				2014年	2013年
	1年未満	1年-5年	5年-10年	10年超	12月31日 現在	12月31日 現在
電力購入および関連費用	1,034	3,369	4,483	6,936	15,822	14,015
核燃料購入	1,759	7,008	5,446	3,748	17,961	17,629
燃料およびエネルギー購入 コミットメント	2,793	10,377	9,929	10,684	33,783	31,644

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2014年度の合計は35TWh（2013年度は34TWh）で、これには、熱電併給に係るもの5TWh（2013年度は7TWh）、風力発電に係るもの16TWh（2013年度は15TWh）、太陽光発電に係るもの6TWh（2013年度は4TWh）および水力発電に係るもの3TWh（2013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。

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。これらのコミットメントの増加の大半は原子力発電所の「最後の手段」であるディーゼル発電機供給契約の締結によるものである。

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Edisonに対する799百万ユーロおよびEDF Énergies Nouvellesに対する730百万ユーロである。

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。

- ARENH制度に基づく売上に関連して受けている保証。NOME法に基づきEDFが事業者に供給する電力は、要求によって強制可能な独立した保証によってカバーされている。この保証は、毎年販売すべき電力量に関するCREの通知に記載された月次の平均電力量の1.5倍であり、現行のARENH価格で評価される。
- 賃借人としてのオペレーティング・リース・コミットメント。
- 業務保証（受取）。

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。
- ・ EDFは、現在も、2015年3月までに残量の345GWhを供給する義務を負っている。これは、2011年に終了したVPP（仮想発電所）の容量競売で取得された権利の適用によるものである。

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。EDFとGazpromは2013年にガス供給契約の必須条件を定める契約を締結した。

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、2015年後半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

個人研修受給権(Droits Individuels à la FormationまたはDIF)

フランスの2004年5月4日付法律は、各従業員に年間最低20時間の研修受給権を認めており、それは6年間にわたり累積できるものである。2006年2月24日に締結された労働組合との企業協定では、適格研修の類型を列挙して、この権利行使のための条件を定めている。これらの研修費用は発生時に計上される。

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時間が含まれている。

一般電力網－欧州委員会の控訴の棄却

2009年12月15日に、欧州連合裁判所は、1997年度におけるEDFの増資時に一般電力網の更新のために設定された引当金の税務上の取り扱いを政府補助金として分類した2003年12月16日付の欧州委員会の決定を取り消し、フランス政府への割引価額1,224百万ユーロ（EDFが2004年2月に支払った）の返還を要求した。そのため、政府は2009年12月30日にこの金額をEDFに払い戻し、その後、2010年2月に欧州委員会は欧州連合司法裁判所に控訴した。

2012年6月5日に、欧州連合司法裁判所は、欧州委員会の控訴を棄却し、2009年12月15日付の欧州連合裁判所の決定を支持した。

その後、2013年5月に、欧州委員会は手続き再開を決定した。その結果、フランス政府と欧州委員会の間で対立する意見の追加的なやりとりが始まっている。

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）規則に関する問題であるため、RTE、ERDFおよびÉlectricité de Strasbourgにも関係する。EDF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た。この争いの結果が不利なものであれば、EDFの財務リスク（過去の法人所得税の支払い）は約150百万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。2013年度に、EDFは、税務当局から、争点の一部を受け入れる旨の書状を受け取った。これにより、リスクは600百万ユーロまで減少している。当社はこの争いに勝つ可能性が高いと考えており、本件に関する引当金は設定していない。

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 Ltdに対するEDFが供与した無利子の前渡金につき、更正案を提示した。EDFは、この更生につき異議を申し立てている。

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2006年6月28日付法律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（使用済燃料および廃炉による回収燃料）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。

これらの法律および規則の当初の目的は2011年6月29日までに長期原子力債務の現在原価全額をカバーすることであった。2010年度に成立したNOME法は、一定の条件を満たす場合に、専用資産の構築期限の5年間の延長を導入した。

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。

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、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2013年度に承認した。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債権全額を専用資産に配分した。この金融資産は2018年度後半までに払い戻される無リスク資産と考えられている。

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。

2014年12月31日現在、EDF Investが管理する資産は3,264百万ユーロで評価されており、主に以下から構成されている。

- ・ 2014年12月31日現在2,555百万ユーロで評価されているEDFのRTEへの投資の50%（2013年12月31日現在2,567百万ユーロ）。この価額は、EDFグループの連結貸借対照表に表示されたEDFによるRTEへの投資の正味連結価額の50%に相当する。
- ・ EDFのTIGFに対する投資。
- ・ 2014年10月から、Porterbrook Rail Finance Limited（Porterbrook）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。

2014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)	2014年12月31日現在		2013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	2,015	2,555	2,015	2,567
投資有価証券	12,458	14,691	11,994	13,842
その他の金融投資	553	657	273	265
専用資産 - 投資	15,026	17,903	14,282	16,674
CSPE債権	5,140	5,144	5,053	5,051
ヘッジ前専用資産合計	20,166	23,047	19,335	21,725
ヘッジ手段およびその他	(10)	(14)	1	12
ヘッジ後専用資産合計	20,156	23,033	19,336	21,737

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 2014年度の専用資産の変動

2014年12月31日現在、法定期限（NOME法の定める）である2016年6月に先立ち、長期原子力引当金の100%填補の目標は引き続き達成されている。

2014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403百万ユーロ（2013年度326百万ユーロ）であった。2014年度の専用資産への配分額は、資産の実現可能価額が填補目的引当価額を超過しているため、ゼロであった（2013年度は正味2,591百万ユーロが配分された）。

金融ポートフォリオの配分戦略は、変動が大きいが全体として上昇傾向の市場の状況から、保守的アプローチを重視した。

- ・ 社債ポートフォリオについては、年度前半には引き続きユーロ圏諸国のウエートを下げていたが、その後、徐々に、コア諸国のベンチマーク・インデックスに合わせた配分に戻しており、ノン・コア諸国（主にイタリアおよびスペイン）への投資を増強している。
- ・ 株式ポートフォリオについては、年初は太平洋および新興諸国圏のウエートが低かったが、その後、地理的・政治的緊張の高まりに対応して、夏以降、特にユーロ圏の株式への配分全体を下げている。

2014年度にEDF Investは他の3者の長期インフラ投資家であるAlberta Investment Management Corporation、Allianz Capital PartnersおよびHastings Funds Managementとのコンソーシアムによって、Porterbrookの少数持分を取得した。Porterbrookは英国における主要鉄道車両リース会社3社のうちの1社である。この投資は、TIGFおよびRTE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は、欧州圏に投資する非排他的な不動産投資ファンドを創設した。このファンドは不動産へのEDF Investのエクスポージャーを引き上げて、直接投資戦略を補完するものである。この取り組みによって、2014年度後半にドイツにおける最初の不動産投資が行われた。

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)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
放射性廃棄物長期管理引当金	7,676	7,542
原子力発電所の廃炉引当金	13,866	13,024
炉心核燃料引当金－放射性廃棄物長期管理の将来部分	476	454
長期原子力債務の現在原価	22,018	21,020

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						
C3						29
C31						12
EDF Energy		194		74		2
EDF Énergies Nouvelles	1,175					11
EDF International	450					2
EDF Trading		490		538		5
Edison Nouveau						3
ERDF		91		1,629		1
EDF Polska						3
Dalkia	661					7
Groupe PEI				59		-
RTE	670	160		146		37
ERDF流動勘定				90	(0)	
子会社とのグループ 現金管理契約			5,369		(7)	
連結納税契約(2)				1,282		
子会社の余剰資金の 投資契約			5,924		(28)	

(1) 50百万ユーロ超の債権および債務。

(2) EDF Internationalに関する866百万ユーロを含む。

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、2014年12月31日現在、EDFの資本の84.5%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。

2001年7月27日にフランス政府とEDFとの間で締結された対外投資のモニタリングに関する合意に基づき、EDFによる一定の計画的投資、追加投資または処分に関して、フランス政府からの事前承認または政府の通知（事前または事後）についての手続が存在する。更に、この合意は、外部成長取引の成果を監視するための手続も導入した。

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、NOME法に準拠したARENH価格および公共電力サービス拠出金（CSPE）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

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。

サイクルの初期段階

EDFとAREVAは、2008年12月に2013年から2032年の期間を対象とするウラン濃縮サービス契約を締結し、2012年7月に2014年から2035年の期間を対象とする2本の濃縮天然ウラン燃料供給契約を締結した。

2014年12月にEDFとAREVA NPは、2015年からの濃縮ウラン集合体契約を締結した。

英国における2基のEPR（ヒンクリー・ポイント1および2）の建設計画の一部として、EDFとAREVAは、燃料供給（ウラン、フッ素化、濃縮化および生産により構成される）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。この基本合意書は、現在、締結されようとしている4本の契約（構成要素毎に1本）に適用される予定である。

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2020年の処理および再利用サービスの条件は、2014年6月にEDFとAREVAによって署名された一般条項に規定されており、2015年度前半に署名が予定される2013年から2020年の実施契約に組み入れられる予定である。

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はまた、2014年12月31日現在123百万ユーロのAREVA株式を保有している。

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、排出権を課すことによって温室効果ガス排出レベルの削減を目指す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2013年度には、排出権の割当てを受けていない。

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。2013年度に、EDFは、2012年度中に発生した排出に関して17百万トンを出した。

2014年12月31日現在の排出量は8百万トンであった（2013年12月31日現在17百万トン）。

40.2 省エネ証書

フランスの2005年7月13日付法律は、省エネ証書制度の導入を行った。電力、ガス、暖気または冷気を最終消費者に販売する一定水準以上の売上高の会社は、規定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。所定の期間の満了時に、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。

2011年1月1日に開始して2014年12月31日まで継続する第二期においては、この制度は、新たに義務を負うグループ（燃料販売業者）に拡大され、省エネ証書取得要件が厳格化された。

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。

EDFの義務は、2010年度から2013年度における家計およびサービス産業向けのガスおよび電力販売をもとに、過去に遡及して計算される。この初めの2期間の間に取得した証書の量は第二期の義務の達成に考慮された。

省エネ証書制度は、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ている。

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）	2014年度	2013年度
会長兼最高経営責任者	415,818 ⁽²⁾	743,946 ⁽¹⁾
取締役	174,444	200,000

(1) この金額は、固定給、現物給付および2014年11月22日まで会長兼最高経営責任者であったHenri Proglioに対して2013年度に支払った2012年度の変動給の残額から構成されている。

(2) 2014年11月22日まで会長兼最高経営責任者であったHenri Proglioの報酬および現物給付。Jean-Bernard Lévyは、2014年11月27日付政令によってEDFの会長兼最高経営責任者に任命された日から報酬を受け取っていない。

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報酬について年間総額450,000ユーロの上限を定めた。

注記42. 後発事象

年度末以降に重要な後発事象は発生していない。

[次へ](#)

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

Comptes consolidés au 31 décembre 2014

Comptes de résultat consolidés

(en millions d'euros)	Notes	2014	2013 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	7	72 874	71 916
Achats de combustible et d'énergie	8	(36 704)	(38 116)
Autres consommations externes	9	(9 181)	(8 287)
Charges de personnel	10	(11 785)	(11 291)
Impôts et taxes	11	(3 593)	(3 481)
Autres produits et charges opérationnels	12	5 668	5 358
Excédent brut d'exploitation		17 279	16 099
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading		203	14
Dotations aux amortissements		(7 940)	(7 154)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(157)	(227)
(Pertes de valeur)/reprises	13	(1 189)	(617)
Autres produits et charges d'exploitation	14	(212)	219
Résultat d'exploitation		7 984	8 334
Coût de l'endettement financier brut	15.1	(2 243)	(2 262)
Effet de l'actualisation	15.2	(2 996)	(2 931)
Autres produits et charges financiers	15.3	2 688	2 251
Résultat financier	15	(2 551)	(2 942)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		5 433	5 392
Impôts sur les résultats	16	(1 839)	(1 896)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	23	179	262
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		3 773	3 758
Dont résultat net – part du Groupe		3 701	3 517
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		72	241
Résultat net part du Groupe par action en euros :	17		
Résultat par action		1,78	1,84
Résultat dilué par action		1,78	1,84

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2013 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective des normes IFRS 10 et IFRS 11 (voir note 2).

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

20

Comptes consolidés

États du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement
en capitaux propres

	2014			2013 ⁽¹⁾		
	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
Résultat net consolidé	3 701	72	3 773	3 517	241	3 758
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – variation brute ⁽²⁾	535	–	535	656	–	656
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – effets d'impôt	(160)	–	(160)	(228)	–	(228)
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	3	–	3	87	–	87
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente	378	–	378	515	–	515
Juste valeur des instruments de couverture – variation brute ⁽²⁾	(1 984)	(19)	(2 003)	810	4	814
Juste valeur des instruments de couverture – effets d'impôt	427	5	432	(197)	–	(197)
Juste valeur des instruments de couverture – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	(27)	–	(27)	43	–	43
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	(1 584)	(14)	(1 598)	656	4	660
Écarts de conversion des entités contrôlées	1 395	187	1 582	(548)	(78)	(626)
Écarts de conversion des entreprises associées et des coentreprises	482	–	482	(198)	–	(198)
Écarts de conversion	1 877	187	2 064	(746)	(78)	(824)
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres recyclables en résultat	671	173	844	425	(74)	351
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – variation brute	(4 629)	18	(4 611)	93	(17)	76
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – effets d'impôt	245	(4)	241	(58)	3	(55)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	(177)	–	(177)	18	–	18
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi	(4 561)	14	(4 547)	53	(14)	39
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres non recyclables en résultat	(4 561)	14	(4 547)	53	(14)	39
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(3 890)	187	(3 703)	478	(88)	390
RÉSULTAT NET ET GAINS ET PERTES COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	(189)	259	70	3 995	153	4 148

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2013 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective des normes IFRS 10 et IFRS 11 (voir note 2)

(2) 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 36.2.2 et 41.4

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

Bilans consolidés

ACTIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2014	31/12/2013 ⁽¹⁾
Goodwill	18	9 694	9 081
Autres actifs incorporels	19	8 884	7 860
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	20	50 257	48 796
Immobilisations en concessions des autres activités	21	7 851	7 450
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	22	69 392	64 561
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	23	10 989	11 479
Actifs financiers non courants	36	33 485	29 611
Autres débiteurs non courants	26	2 024	1 924
Impôts différés actifs	16.3	2 626	2 171
Actif non courant		195 202	182 933
Stocks	24	14 747	14 204
Clients et comptes rattachés	25	23 176	21 892
Actifs financiers courants	36	20 752	17 847
Actifs d'impôts courants		600	554
Autres débiteurs courants	26	8 793	7 239
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	4 701	5 096
Actif courant		72 769	66 832
Actifs détenus en vue de leur vente	46	18	1 154
TOTAL DE L'ACTIF		267 989	250 919

(1) Les données publiées au titre du 31 décembre 2013 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective des normes IFRS 10 et IFRS 11 et du changement de répartition entre courant et non courant des autres débiteurs et des autres créditeurs (voir note 2).

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

20

Comptes consolidés

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2014	31/12/2013 ⁽¹⁾
Capital	27	930	930
Réserves et résultats consolidés		34 261	33 277
Capitaux propres – part du Groupe		35 191	34 207
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	27.5	5 419	4 998
Total des capitaux propres	27	40 610	39 205
Provisions liées à la production nucléaire – Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers coûts	29	42 398	40 427
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	30	1 297	1 182
Provisions pour avantages du personnel	31	23 060	18 381
Autres provisions	32	1 841	1 480
Provisions non courantes	28	68 596	61 470
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	33	44 346	43 454
Passifs financiers non courants	38	47 274	41 413
Autres créanciers non courants	35	4 956	5 001
Impôts différés passifs	16.3	4 315	4 242
Passif non courant		169 487	155 580
Provisions courantes	28	5 254	4 834
Fournisseurs et comptes rattachés	34	14 864	14 157
Passifs financiers courants	38	14 184	14 647
Dettes d'impôts courants		441	1 340
Autres créanciers courants	35	23 149	21 156
Passif courant		57 892	56 134
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	46	–	–
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		267 989	250 919

(1) Les données publiées au titre du 31 décembre 2013 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective des normes IFRS 10 et IFRS 11 et du changement de répartition entre courant et non courant des autres débiteurs et des autres créanciers (voir note 2).

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

Tableaux de flux de trésorerie consolidés

(en millions d'euros)	Notes	2014	2013 ⁽¹⁾
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		5 433	5 392
Pertes de valeur/(reprises)		1 189	617
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		8 981	9 245
Produits et charges financiers		1 068	1 488
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		672	369
Plus ou moins-values de cession		(1 311)	(880)
Variation du besoin en fonds de roulement	43.1	(1 041)	(1 711)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		14 991	14 520
Frais financiers nets décaissés		(1 752)	(1 719)
Impôts sur le résultat payés		(2 614)	(1 936)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		10 625	10 865
Opérations d'investissement :			
Investissements/cessions de titres de participation sous déduction de la trésorerie (acquise/cédée)		1 308	749
Investissements incorporels et corporels	43.2	(13 721)	(13 042)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		314	229
Variations d'actifs financiers		(294)	357
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		(12 393)	(11 707)
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ⁽²⁾		355	162
Dividendes versés par EDF	27.3	(2 327)	(2 144)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(229)	(301)
Achats/ventes d'actions propres		2	4
Flux de trésorerie avec les actionnaires		(2 199)	(2 279)
Émissions d'emprunts		6 894	5 158
Remboursements d'emprunts		(7 470)	(8 263)
Émission de titres subordonnés à durée indéterminée	27.4	3 970	6 125
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	27.4	(388)	(103)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		177	171
Subventions d'investissement reçues		239	87
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		3 422	3 175
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		1 223	896
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(545)	54
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		5 096	5 035
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(545)	54
Incidence des variations de change		113	14
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		17	16
Incidence des reclassements		20	(23)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	37	4 701	5 096

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2013 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective des normes IFRS 10 et IFRS 11 (voir note 2)

(2) Apports par augmentations ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires dans des sociétés contrôlées

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

20

Comptes consolidés

Variations des capitaux propres consolidés

	Capital	Actions propres	Écarts de conversion	Écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers ⁽²⁾	Autres réserves consolidées et résultat	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
(en millions d'euros)								
Capitaux propres au 31/12/2012	924	(33)	1 593	(1 109)	24 882	26 257	4 854	31 111
Retraitements liés au changement de méthode comptable ⁽¹⁾	-	-	-	-	-	-	262	262
Capitaux propres au 31/12/2012 retraités ⁽¹⁾	924	(33)	1 593	(1 109)	24 882	26 257	5 116	31 373
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	-	(746)	1 171	53	478	(88)	390
Résultat net	-	-	-	-	3 517	3 517	241	3 758
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	-	(746)	1 171	3 570	3 995	153	4 148
Émission de titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	-	-	6 125	6 125	-	6 125
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	-	-	(103)	(103)	-	(103)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(2 315)	(2 315)	(297)	(2 612)
Achats/ventes d'actions propres	-	(14)	-	-	-	(14)	-	(14)
Augmentation de capital d'EDF ⁽⁴⁾	6	-	-	-	165	171	-	171
Autres variations	-	-	-	-	91	91	26	117
Capitaux propres au 31/12/2013 retraités ⁽¹⁾	930	(47)	847	62	32 415	34 207	4 998	39 205
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	930	(41)	2 724	(1 144)	32 722	35 191	5 419	40 610

(1) Les données publiées au 31 décembre 2012 et au 31 décembre 2013 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective des normes IFRS 10 et IFRS 11 (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 3.5).

(4) En 2013, l'augmentation de capital et la prime d'émission pour un montant total de 171 millions d'euros sont liées au paiement en actions d'une partie du solde du dividende de l'exercice 2012.

Annexe aux comptes consolidés

Électricité 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 2014 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration qui les a arrêtés en date du 11 février 2015. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale qui se tiendra le 19 mai 2015.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20****Comptes consolidés****➤ 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 2014 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2014. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les données comparatives 2013 présentées dans l'annexe aux comptes consolidés sont retraitées du changement de méthode comptable lié à l'application rétrospective des normes IFRS 10 et IFRS 11 (voir note 2).

**1.2 Évolutions du référentiel
comptable au 31 décembre 2014**

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2014 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2013, 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 2014****1.2.1.1 Changement de méthode comptable –
première application des normes IFRS 10,
IFRS 11 et IFRS 12**

Les normes IFRS 10 « États financiers consolidés », IFRS 11 « Partenariats » et IFRS 12 « Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités » ont été publiées en mai 2011. Ces normes ont été adoptées par l'Union européenne le 29 décembre 2012.

Elles ont été complétées par

- des amendements aux normes existantes IAS 27 (2011) « États financiers individuels » et IAS 28 (2011) « Participations dans des entreprises associées et des coentreprises » ;
- des amendements aux normes IFRS 10, IFRS 11 et IFRS 12 concernant leurs « Dispositions transitoires » ;
- des amendements aux normes IFRS 10, IFRS 12 et IAS 27 concernant l'exemption de consolidation applicable aux « Entités d'investissement ».

L'ensemble de ces normes et amendements est d'application obligatoire à compter du 1^{er} janvier 2014 et appliqué de façon rétrospective conformément à IAS 8. Les impacts qui en résultent sur les comptes consolidés du Groupe sont présentés en note 2.

IFRS 10 « États financiers consolidés »

La norme IFRS 10 remplace les dispositions relatives aux états financiers consolidés qui figuraient dans la norme IAS 27 « États financiers consolidés et individuels » et dans l'interprétation SIC 12 « Consolidation – entités *ad hoc* ».

La norme IFRS 10 introduit un nouveau modèle unique de contrôle fondé sur l'appréciation du contrôle lorsque le Groupe est exposé ou qu'il a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec une entité et qu'il a la capacité d'influer sur ces rendements du fait du pouvoir qu'il détient sur celle-ci.

IFRS 11 « Partenariats »

La norme IFRS 11 remplace la norme IAS 31 « Participations dans des coentreprises » et l'interprétation SIC 13 « Entités contrôlées conjointement – apports non monétaires par des coentrepreneurs ». Cette norme définit la manière dont doit être traité un partenariat à travers lequel au moins deux parties exercent un contrôle conjoint.

Selon IFRS 11, il existe deux types de partenariats : les coentreprises et les activités conjointes.

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.

Une activité conjointe est un partenariat dans lequel les parties (coparticipants) ont des droits directs sur les actifs et des obligations au titre des passifs de l'entité.

En application de la norme IFRS 11, les partenariats qualifiés de coentreprises doivent être comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence (la méthode de l'intégration proportionnelle n'étant plus autorisée). Chacun des coparticipants à une activité conjointe doit comptabiliser, ligne à ligne, les actifs et passifs ainsi que les produits et les charges relatifs à ses intérêts.

**IFRS 12 « Informations à fournir sur les intérêts détenus
dans d'autres entités »**

La norme IFRS 12 précise les informations à fournir au titre des intérêts détenus dans des filiales, des partenariats, des entreprises associées et/ou des entités structurées non consolidées.

1.2.1.2 Autres normes et interprétations

Les textes suivants, d'application obligatoire à compter du 1^{er} janvier 2014, n'ont pas eu d'impact sur les comptes consolidés du Groupe :

- l'amendement à la norme IAS 32 « Compensation des actifs financiers et des passifs financiers » ;
- les amendements à la norme IAS 39 « Novation de dérivés et maintien de la comptabilité de couverture » ;
- les amendements à la norme IAS 36 « Dépréciations des actifs – informations à fournir sur la valeur recouvrable des actifs non financiers ».

1.2.2 Textes adoptés par l'Union européenne dont l'application n'est pas obligatoire en 2014 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 en 2014 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 » ;
- l'interprétation IFRIC 21 « Droits ou taxes ».

Le Groupe estime que l'application future des amendements à IAS 19 n'aurait pas d'impact significatif sur ses comptes consolidés annuels.

L'interprétation IFRIC 21 a été publiée en mai 2013 par le Comité d'interprétation des IFRS (IFRS IC) pour clarifier le fait générateur de la provision relative à tous les droits ou taxes (levies) autres que les impôts sur les bénéfices. Ce texte, adopté par l'Union européenne le 13 juin 2014, sera appliqué par le groupe EDF dès le 1^{er} janvier 2015, avec application rétrospective aux comptes consolidés publiés en 2014.

Cette interprétation modifie les pratiques existantes pour les taxes annuelles dont l'exigibilité est déclenchée par le fait d'être en activité à une date spécifique, ou par l'atteinte d'un certain seuil d'activité. Des débats sont en cours sur la nature de la contrepartie des dettes fiscales, car l'interprétation renvoie à d'autres normes pour déterminer s'il s'agit d'une charge ou d'un actif. Une vue consiste à considérer que la taxe doit être comptabilisée en charge lorsqu'elle est reconnue au passif selon IFRIC 21, car il s'agirait d'un coût administratif. Selon une vue alternative, ces taxes constituent un coût de production au sens d'IAS 2, qu'il convient donc d'intégrer au coût des ventes sur une période n'excédant pas un an, en cohérence avec le principe de rattachement des charges aux produits de la norme IAS 18 « Produit des activités ordinaires ».

Dans ce contexte, le Groupe a saisi l'IFRS IC à propos de cette diversité d'analyses sur la contrepartie du passif reconnu au titre d'IFRIC 21 pour certaines taxes sur actifs nécessaires à la production de services, et entrant dans le champ de l'interprétation (notamment les taxes liées à l'énergie et la taxe foncière en France). L'IFRS IC a décidé de ne pas trancher le débat, qui n'a pas d'effet sur les résultats annuels mais uniquement sur les résultats semestriels.

Sur la base des analyses menées à date, le Groupe estime que l'application future de l'interprétation IFRIC 21 n'aurait pas d'impact significatif sur ses comptes consolidés annuels. Dans les comptes consolidés semestriels, son application aurait en revanche pour conséquence la constatation d'un passif net significatif lié au changement de méthode de comptabilisation de certaines créances et dettes fiscales.

1.2.3 Autres textes 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 » ;
- les amendements à IAS 16 et à IAS 38 « Clarification sur les modes d'amortissements acceptables » ;
- les amendements à IFRS 11 « Acquisitions d'intérêts dans des entreprises communes » ;
- les amendements à IFRS 10 et à IAS 28 « Vente ou apport d'actifs entre un investisseur et une entreprise associée ou une coentreprise ».

Sous réserves d'approbation par l'Union européenne, la norme IFRS 15 sera d'application obligatoire aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2017. 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 du chiffre d'affaires (en termes d'évaluation et de rythme de comptabilisation).

Le chiffre d'affaires du Groupe est constitué essentiellement par des produits issus des contrats de vente d'énergie et de prestations de services associées (dans certains cas sous forme d'offres groupées).

La revue en cours par le Groupe consiste à :

- analyser les contrats de vente d'énergie et de prestations de services par grandes typologies de contrats au regard des obligations de prestations identifiées dans ces contrats, valorisées et comptabilisées conformément à la norme IFRS 15 ;
- analyser au cas par cas les autres contrats de vente significatifs n'entrant pas dans une typologie particulière, notamment au regard des critères d'identification des obligations de prestations et d'allocation du prix de transaction définis par la norme IFRS 15.

Sous réserves d'approbation par l'Union européenne, la norme IFRS 9 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 ».

L'impact potentiel des 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.

Pour le 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 désormais 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.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20****Comptes consolidés**

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 cœurs est sensible aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme ainsi qu'aux échéanciers de décaissements. Une réestimation 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 réestimations conduisaient à constater des écarts significatifs, elles pourraient justifier la révision des montants provisionnés.

Les principales hypothèses et analyses de sensibilité sont présentées en note 29.1.5.2.

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 2014 sont détaillées en note 31. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2014 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.

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.

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,

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

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

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20****Comptes consolidés**

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 part 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 potentiellement dilutives (options, bons de souscription 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.

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.

Après leur comptabilisation initiale, les goodwill sont inscrits à leur coût diminué des pertes de valeur constatées.

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 indéfinie 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 1.3.2.7) ;
- 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 1.3.2.1).

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 d'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.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20****Comptes consolidés**

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 d'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.

1.3.13.2.1 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 (concédant ou concessionnaire), pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concédant.

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. Les évolutions réglementaires liées à la suppression du droit de préférence lors du renouvellement de la concession ont conduit à une accélération du plan d'amortissement de certains biens.

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 RTE 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 concédant, les installations remises par ce dernier ou construites à sa demande.

Ces contrats fixent les conditions de rémunérations et de transfert des installations au concédant ou à un autre tiers successeur à l'expiration du contrat.

Les actifs sont comptabilisés en 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 (voir 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 ;

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

- 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 indéfinie.

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 dépréciations 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 futurs sont calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date d'évaluation :

- pour les premières années, les flux correspondent au Plan à Moyen Terme (PMT) approuvé par la Direction. Sur l'horizon du PMT, les prix de l'énergie 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 à long terme élaborées par la Direction pour chaque pays et pour chaque énergie.

Plusieurs variables sont susceptibles d'influencer significativement les calculs :

- les évolutions de la réglementation tarifaire et des prix de marché ;
- les évolutions des taux d'intérêt et des primes de risque de marché ;
- les niveaux de marché et la part de marché du Groupe ;
- la durée de vie des installations ainsi que le plan de renouvellement des concessions ;
- 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 ;

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

20

Comptes consolidés

- 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 consolidées.

1.3.16.1.1 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 négoce (*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 Passifs financiers

Les passifs financiers 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 du passif financier.

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

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. 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.

(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 de change et à l'effet de 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.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20****Comptes consolidés****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.

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 financeront 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 en-cours

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 en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main-d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement, fabrication...).

Selon les obligations réglementaires propres à chaque pays, les stocks de combustible (neufs ou partiellement consommés) peuvent également comprendre les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, trouvant leur contrepartie dans les passifs concernés (provisions ou dettes) ou les contributions libératoires versées au moment du chargement.

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 1.3.2.7) ;
- les en-cours 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 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

Les titres subordonnés à durée indéterminée en euros et en devises sont comptabilisés conformément à la norme IAS 32 et en prenant en compte leurs caractéristiques spécifiques. Ils sont comptabilisés en capitaux propres à leur coût historique lorsqu'il existe un droit inconditionnel d'éviter de verser de la trésorerie ou un autre actif financier sous forme de remboursement ou de rémunération de capital.

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 (provision 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.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20****Comptes consolidés**

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.

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 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 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 1.3.27).

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...) ainsi que des avantages à long terme (médailles du travail...).

**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 prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité disponibles dans chacun des pays ;
- le cas échéant, les réversions de pensions dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité ;

- le taux d'actualisation, fonction de la zone géographique et de la durée des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou le cas échéant, au taux des obligations d'État, d'une durée cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision résulte de l'évaluation des engagements minorée de la juste valeur des actifs destinés à leur couverture.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- dans le compte de résultat :
 - le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires ;
 - la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nets des produits des actifs de couverture, évalués à partir du taux d'actualisation des engagements ;
 - le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications ou 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, FÉI, Dunkerque LNG et certaines filiales du sous-groupe TIRU.

À la suite de la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2005, le fonctionnement du régime spécial de retraite, mais également des régimes d'accident du travail - maladies professionnelles et du régime d'invalidité et de décès, est assuré par la Caisse nationale des IEG (CNIIEG).

Créée par la loi du 9 août 2004, la CNIIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle de l'État, en particulier, et de manière conjointe, des ministres chargés du budget, de la Sécurité sociale et de l'énergie.

Compte tenu des modalités de financement mises en place par cette même loi, des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par les entreprises 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.

Comptes consolidés

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 du groupe EDF et de GDF Suez correspond à la valeur actuelle probable des kWh à fournir aux agents ou à leurs ayants droit pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire. À cet élément s'ajoute la soulie représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec GDF Suez ;
- 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) 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 12 derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels ;
- les autres avantages comprennent l'aide aux frais d'études, le compte épargne-jour retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché hors de sociétés relevant des IEG.

1.3.22.2. Filiales étrangères et filiales françaises ne relevant pas du régime des IEG

Les principaux engagements de retraite concernent les entités britanniques et sont pour l'essentiel représentatifs de régimes à prestations définies.

Pour ce qui concerne le Royaume-Uni, il existe deux 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.

Les nouveaux entrants d'EDF Energy participent au plan EEPS (*EDF Energy Pension Scheme*). Ce troisième plan (actuellement moins significatif) a été mis en place en mars 2004 et comprend un certain nombre de régimes de retraites repris des sociétés absorbées London Electricity et Seeboard. Tous les salariés ont le droit de s'affilier au régime EEPS.

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 affiliés au régime global ESPS est entièrement 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'incessibilité, 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 ;

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20****Comptes consolidés**

- droits sur les biens à renouveler : ils correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler. Ces passifs non financiers recourent :
 - 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.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sorte 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 pourvoir 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 1,7 % 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 4,4 % ;
- l'amortissement du financement du concédant est également actualisé au taux de 4,4 %.

Le tableau qui suit donne les impacts pour EDF et ERDF d'une telle simulation pour l'exercice 2014 :

- Impacts sur le compte de résultat

(en millions d'euros et avant impôt)		2014
Résultat d'exploitation		605
Résultat financier		(525)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		80

- Impacts bilan – capitaux propres

(en millions d'euros et avant impôt)		2014
À l'ouverture		2 015
À la clôture		2 095

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 créditeurs » 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 Environnement

1.3.27.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

L'entrée dans la troisième phase du protocole de Kyoto, depuis le 1^{er} janvier 2013, a modifié les modalités d'attribution des droits d'émission de gaz à effet de serre, entraînant dans certains pays (dont la France) la suppression de l'allocation gratuite de droits d'émission aux entreprises de production d'électricité.

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 « Négocé » 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 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.

1.3.27.2 Certificats d'énergie renouvelable

En application de la Directive européenne n° 2009/28/CE (modifiant et abrogeant notamment la Directive n° 2001/77/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, 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.

1.3.27.3 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'inciter 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.

1.3.27.4 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 ;
- charges de l'exercice pour les dépenses de fonctionnement des structures chargées 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.

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

20

Comptes consolidés

➤ Note 2 Comparabilité des exercices

2.1 Changement de méthodes
comptables

Les normes IFRS 10, IFRS 11 et IFRS 12 sont d'application obligatoire au 1^{er} janvier 2014 et appliquées de façon rétrospective conformément à IAS 8.

2.1.1 Application d'IFRS 10

La nouvelle définition du contrôle donnée par IFRS 10 ne modifie pas de manière significative le périmètre de consolidation du Groupe.

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'Electricité 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. Ces fonds sont par conséquent comptabilisés en actifs financiers disponibles à la vente, en application de la norme IAS 39.
- Le Groupe détient, via sa filiale Edison, une participation de 30 % dans la société Edens suite à une transaction avec F2i finalisée le 6 novembre 2014 (voir note 3.2.2). La gouvernance et les accords

contractuels relatifs à Edens mis en place dans le cadre de cette transaction confèrent à Edison le contrôle exclusif de cette entité malgré la détention d'une part minoritaire. En application d'IFRS 10, Edens est donc consolidée par intégration globale (via Edison) dans les comptes consolidés du Groupe.

2.1.2 Application d'IFRS 11

L'application d'IFRS 11 conduit à considérer les partenariats du groupe EDF comme des coentreprises et à les consolider par mise en équivalence, à l'exception de quelques entités non significatives qui sont considérées comme des activités conjointes (consolidation des actifs, passifs, charges et produits relatifs aux intérêts détenus).

Les principales entités concernées par un passage en mise en équivalence sont Dalka International (cédée le 25 juillet 2014), CENG, Estag, SSE (cédée le 27 novembre 2013) et certaines filiales d'EDF Énergies Nouvelles et d'Edison.

Pour déterminer le type de partenariat auquel une entreprise contrôlée conjointement appartient, le Groupe a analysé 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.

2.1.3 Application d'IFRS 12

L'application d'IFRS 12 se traduit par des informations complémentaires présentées en annexe aux comptes consolidés, notamment sur les participations dans les entreprises associées et les coentreprises (voir note 23), sur les participations ne donnant pas le contrôle (voir note 27.5), sur les entités structurées (RTE, Fonds Communs de Placement Réservés cotés et non cotés – voir note 2.1.3.1), et sur les restrictions pouvant limiter la capacité du Groupe à avoir accès ou à utiliser ses actifs et à régler ses passifs (voir note 2.1.3.2).

2.1.3.1 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.

Les informations financières résumées de ces FCPR sont les suivantes :

Nature des risques		Valeur des actifs au 31/12/2014
(en millions d'euros)		
Star Capitol America	Exposé aux actions américaines	323
MILAD Europe	Exposé aux actions européennes	74
CDIC AD Europe	Exposé aux actions européennes	77
CAPITAL AD Europe	Exposé aux actions européennes	73
AGF PIMCO AD Global Bonds	Exposé aux obligations internationales – risque de change couvert	56
Aberdeen AD Interbonds	Exposé aux obligations internationales – risque de change couvert	54
Casablanca	Exposé aux obligations internationales – risque de change couvert	151
Autres	Exposés aux actions internationales	37
FCPR cotés		845
FCPR non cotés		52
TOTAL		897

2.1.3.2 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 (TNPJVC) 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 particulièrement importantes.

Enfin, certains financements accordés à des entités du Groupe font l'objet de clauses de remboursement anticipé (voir note 38.2.6).

2.2 Changement de répartition entre courant et non courant des autres débiteurs et des autres créditeurs

Au 31 décembre 2013, un reclassement de 1 924 millions d'euros a été comptabilisé des « Autres débiteurs courants » vers les « Autres débiteurs non courants », sans impact sur le total de l'actif au bilan. Ce montant correspond principalement à la part à plus d'un an d'autres créances d'exploitation et de charges constatées d'avance.

Au 31 décembre 2013, un reclassement de 1 084 millions d'euros a été comptabilisé des « Autres créditeurs courants » vers les « Autres créditeurs non courants », sans impact sur le total des capitaux propres et du passif au bilan. Ce montant correspond principalement à la part à plus d'un an de subventions d'investissement présentées en « Autres créditeurs – autres dettes ».

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

20

2.3 Impact sur le compte de résultat de l'exercice 2013

(en millions d'euros)	2013 publié	Impacts IFRS 10 et IFRS 11	2013 retraité
Chiffre d'affaires	75 594	(3 678)	71 916
Achats de combustible et d'énergie	(39 683)	1 567	(38 116)
Autres consommations externes	(9 027)	740	(8 287)
Charges de personnel	(11 879)	588	(11 291)
Impôts et taxes	(3 533)	52	(3 481)
Autres produits et charges opérationnels	5 293	65	5 358
Excédent brut d'exploitation	16 765	(666)	16 099
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières premières hors activités de <i>trading</i>	14	–	14
Dotations aux amortissements	(7 516)	362	(7 154)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(2 28)	1	(227)
(Pertes de valeur)/reprises	(1 012)	395	(617)
Autres produits et charges d'exploitation	388	(169)	219
Résultat d'exploitation	8 411	(77)	8 334
Coût de l'endettement financier brut	(2 403)	141	(2 262)
Effet de l'actualisation	(2 982)	51	(2 931)
Autres produits et charges financiers	2 296	(45)	2 251
Résultat financier	(3 089)	147	(2 942)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	5 322	70	5 392
Impôts sur les résultats	(1 942)	46	(1 896)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	375	(113)	262
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	3 755	3	3 758
Dont résultat net – part du Groupe	3 517	–	3 517
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	238	3	241

2.4 Impact sur l'état du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres de l'exercice 2013

(en millions d'euros)	2013 publié	Impacts IFRS 10 et IFRS 11	2013 retraité
Résultat net consolidé	3 755	3	3 758
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente	515	–	515
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	662	(2)	660
Écarts de conversion	(829)	5	(824)
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres recyclables en résultat	348	3	351
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi	39	–	39
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres non recyclables en résultat	39	–	39
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	387	3	390
RÉSULTAT NET ET GAINS ET PERTES COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	4 142	6	4 148

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

2.5 Impact sur le bilan au 31 décembre 2013

ACTIF

(en millions d'euros)	31/12/2013 publié	Impacts IFRS 10 et IFRS 11	Impacts « Autres débiteurs » et « Autres créditeurs »	31/12/2013 retraité
Goodwill	9 206	(125)	–	9 081
Autres actifs incorporels	7 976	(116)	–	7 860
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	48 796	–	–	48 796
Immobilisations en concessions des autres activités	7 518	(68)	–	7 450
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	69 013	(4 452)	–	64 561
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	7 813	3 666	–	11 479
Actifs financiers non courants	30 324	(713)	–	29 611
Autres débiteurs non courants	–	–	1 924	1 924
Impôts différés actifs	2 839	(668)	–	2 171
Actif non courant	183 485	(2 476)	1 924	182 933
Stocks	14 550	(346)	–	14 204
Clients et comptes rattachés	22 137	(245)	–	21 892
Actifs financiers courants	17 770	77	–	17 847
Actifs d'impôts courants	560	(6)	–	554
Autres débiteurs courants	9 221	(58)	(1 924)	7 239
Trésorerie et équivalents de trésorerie	5 459	(363)	–	5 096
Actif courant	69 697	(941)	(1 924)	66 832
Actifs détenus en vue de leur vente	3 619	(2 465)	–	1 154
TOTAL DE L'ACTIF	256 801	(5 882)	–	250 919

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

20

Comptes consolidés

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)	31/12/2013 publié	Impacts IFRS 10 et IFRS 11	Impacts « Autres débiteurs » et « Autres créditeurs »	31/12/2013 retraité
Capital	930	–	–	930
Réserves et résultats consolidés	33 277	–	–	33 277
Capitaux propres – part du Groupe	34 207	–	–	34 207
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	4 663	335	–	4 998
Total des capitaux propres	38 870	335	–	39 205
Provisions liées à la production nucléaire – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	40 965	(558)	–	40 427
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	1 193	(11)	–	1 182
Provisions pour avantages du personnel	18 542	(161)	–	18 381
Autres provisions	1 755	(275)	–	1 480
Provisions non courantes	62 475	(1 005)	–	61 470
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	43 454	–	–	43 454
Passifs financiers non courants	42 877	(1 464)	–	41 413
Autres créditeurs non courants	3 955	(38)	1 084	5 001
Impôts différés passifs	5 004	(762)	–	4 242
Passif non courant	157 765	(3 269)	1 084	155 580
Provisions courantes	4 848	(14)	–	4 834
Fournisseurs et comptes rattachés	14 312	(155)	–	14 157
Passifs financiers courants	14 912	(265)	–	14 647
Dettes d'impôts courants	1 348	(8)	–	1 340
Autres créditeurs courants	22 457	(217)	(1 084)	21 156
Passif courant	57 877	(659)	(1 084)	56 134
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	2 289	(2 289)	–	–
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	256 801	(5 882)	–	250 919

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

2.6 Impact sur le bilan au 31 décembre 2012

ACTIF

(en millions d'euros)	31/12/2012 publié ⁽¹⁾	Impacts IFRS 10 et IFRS 11	Impacts « Autres débiteurs » et « Autres créditeurs »	31/12/2012 retraité
Goodwill	10 412	(1 012)	–	9 400
Autres actifs incorporels	7 625	(292)	–	7 333
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	47 222	–	–	47 222
Immobilisations en concessions des autres activités	7 182	(40)	–	7 142
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	67 838	(6 420)	–	61 418
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	7 587	5 384	–	12 971
Actifs financiers non courants	30 471	(937)	–	29 534
Autres débiteurs non courants	–	–	1 551	1 551
Impôts différés actifs	3 421	(782)	–	2 639
Actif non courant	181 758	(4 099)	1 551	179 210
Stocks	14 213	(542)	–	13 671
Clients et comptes rattachés	22 497	(1 045)	–	21 452
Actifs financiers courants	16 433	196	–	16 629
Actifs d'impôts courants	582	(29)	–	553
Autres débiteurs courants	8 486	(221)	(1 551)	6 714
Trésorerie et équivalents de trésorerie	5 874	(839)	–	5 035
Actif courant	68 085	(2 480)	(1 551)	64 054
Actifs détenus en vue de leur vente	241	–	–	241
TOTAL DE L'ACTIF	250 084	(6 579)	–	243 505

(1) Données publiées en 2013, correspondant aux données publiées en 2012 retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective d'IAS 19 révisée.

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

20

Comptes consolidés

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)	31/12/2012 publié ⁽¹⁾	Impacts IFRS 10 et IFRS 11	Impacts « Autres débiteurs » et « Autres créditeurs »	31/12/2012 retraité
Capital	924	–	–	924
Réserves et résultats consolidés	25 333	–	–	25 333
Capitaux propres – part du Groupe	26 257	–	–	26 257
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	4 854	262	–	5 116
Total des capitaux propres	31 111	262	–	31 373
Provisions liées à la production nucléaire – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	39 185	(546)	–	38 639
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	1 090	(12)	–	1 078
Provisions pour avantages du personnel	19 119	(283)	–	18 836
Autres provisions	1 873	(521)	–	1 352
Provisions non courantes	61 267	(1 362)	–	59 905
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	42 551	–	–	42 551
Passifs financiers non courants	46 980	(1 767)	–	45 213
Autres créditeurs non courants	4 218	(55)	1 134	5 297
Impôts différés passifs	5 601	(892)	–	4 709
Passif non courant	160 617	(4 076)	1 134	157 675
Provisions courantes	3 882	(55)	–	3 827
Fournisseurs et comptes rattachés	14 643	(757)	–	13 886
Passifs financiers courants	17 521	(1 299)	–	16 222
Dettes d'impôts courants	1 224	(21)	–	1 203
Autres créditeurs courants	21 037	(633)	(1 134)	19 270
Passif courant	58 307	(2 765)	(1 134)	54 408
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	49	–	–	49
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	250 084	(6 579)	–	243 505

(1) Données publiées en 2013, correspondant aux données publiées en 2012 retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective d'IAS 19 révisée.

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

2.7 Impact sur le tableau de flux de trésorerie de l'exercice 2013

(en millions d'euros)	2013 publié	Impacts IFRS 10 et IFRS 11	2013 retraité
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	5 322	70	5 392
Pertes de valeur/(reprises)	1 012	(395)	617
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	9 445	(200)	9 245
Produits et charges financiers	1 587	(99)	1 488
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	266	103	369
Plus ou moins-values de cession	(882)	2	(880)
Variation du besoin en fonds de roulement	(1 783)	72	(1 711)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	14 967	(447)	14 520
Frais financiers nets décaissés	(1 799)	80	(1 719)
Impôts sur le résultat payés	(1 979)	43	(1 936)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	11 189	(324)	10 865
Opérations d'investissement :			
Investissements/cessions de titres de participation sous déduction de la trésorerie (acquise/cédée)	648	101	749
Investissements incorporels et corporels	(13 327)	285	(13 042)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	240	(11)	229
Variations d'actifs financiers	164	193	357
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(12 275)	568	(11 707)
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle	95	67	162
Dividendes versés par EDF	(2 144)	—	(2 144)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle	(318)	17	(301)
Achats/ventes d'actions propres	4	—	4
Flux de trésorerie avec les actionnaires	(2 363)	84	(2 279)
Émissions d'emprunts	5 746	(588)	5 158
Remboursements d'emprunts	(8 654)	391	(8 263)
Émission de titres subordonnés à durée indéterminée	6 125	—	6 125
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	(103)	—	(103)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession	171	—	171
Subventions d'investissement reçues	89	(2)	87
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement	3 374	(199)	3 175
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	1 011	(115)	896
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(75)	129	54
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	5 874	(839)	5 035
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(75)	129	54
Incidence des variations de change	4	10	14
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	23	(7)	16
Incidence des reclassements	(367)	344	(23)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	5 459	(363)	5 096

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

20

Comptes consolidés

➤ **Note 3 Opérations et événements majeurs****3.1 Dalkia****3.1.1 Historique des opérations**

EDF et Veolia Environnement (VE) ont annoncé le 25 mars 2014 la finalisation des discussions initiées en octobre 2013 et la signature d'un accord au sujet de leur filiale commune Dalkia. Aux termes de cet accord, 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 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. Ce versement prévu initialement pour 550 millions d'euros a été ajusté sur le périmètre définitif de la transaction, sans impact financier significatif par rapport au schéma initialement envisagé.

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.

Cette opération permettra au Groupe de développer sa présence dans le domaine des services énergétiques.

3.1.2 Caractéristiques des activités de Dalkia en France

Dalkia, leader en France sur le marché des services d'efficacité énergétique pour les collectivités et industriels, développe des offres dans trois domaines d'activité : réseaux de chaleur et de froid, utilités 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).

3.1.3 Traitement comptable dans les comptes consolidés d'EDF

La cession de la participation du groupe EDF dans Dalkia International est intervenue le 25 juillet 2014, date à laquelle toutes les conditions suspensives ont été levées et les offres entièrement déclarées inconditionnelles. Sur l'opération, une plus-value de cession a été comptabilisée en « Autres produits et charges d'exploitation ».

La prise de contrôle exclusif des activités de Dalkia en France et de Citelum (désignées sous la terminologie « Dalkia ») étant intervenue concomitamment, leur consolidation par intégration globale est mise en œuvre dans les comptes consolidés du groupe EDF à compter du 25 juillet 2014. Conformément à la norme IFRS 3, les actifs et passifs identifiables de Dalkia ont été comptabilisés à leur juste valeur à cette date. Ces valorisations ont été déterminées provisoirement, le Groupe disposant de 12 mois pour finaliser l'affectation du prix d'acquisition.

L'acquisition de Dalkia se traduit dans les comptes consolidés du Groupe par les éléments suivants :

- un résultat de cession, 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 provisoire de 392 millions d'euros.

3.1.4 Dalkia – Détermination du résultat de cession

Le résultat de cession relatif aux opérations autour de la participation du Groupe dans Dalkia se compose de deux éléments :

- un résultat de cession de Dalkia International correspondant à la différence entre le prix de cession et la valeur nette consolidée des actifs cédés ;
- un résultat de cession correspondant à la différence entre la valeur nette consolidée et la juste valeur de la participation du Groupe dans Dalkia à la date de prise de contrôle, en application d'IFRS 3.

La juste valeur correspond au prix versé par le groupe EDF à VE pour la prise de contrôle de Dalkia.

Ce résultat de cession est comptabilisé sur l'exercice 2014 au niveau des « Autres produits et charges d'exploitation ». Il a été déterminé comme suit :

(en millions d'euros)

(A) Prix de cession de Dalkia International	1 407
(B) Juste valeur de Dalkia	382
(C) Valeur nette comptable des actifs cédés (Dalkia International)	1 200
Valeur nette comptable des participations antérieurement détenues (Dalkia)	412
Effet de recyclage des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	40
(A + B - C - D + E) RÉSULTAT DE CESSION	217

3.1.5 Éléments du bilan d'ouverture de Dalkia dans les comptes consolidés du groupe EDF et détermination de l'écart d'acquisition**3.1.5.1 Détermination du bilan d'ouverture provisoire**

La juste valeur des actifs et passifs identifiables de Dalkia correspond à la meilleure estimation du Groupe à date. Elle a été déterminée sur la base des données prévisionnelles disponibles de Dalkia et au moyen de méthodes de valorisation communément utilisées.

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

Après prise en compte des justes valeurs des actifs acquis et passifs repris, le bilan d'ouverture provisoire de Dalkia au 25 juillet 2014 (en base 100 %) s'établit comme suit :

ACTIF

(en millions d'euros)	Valeurs historiques	Ajustements de juste valeur	Valeurs d'ouverture provisoires
Goodwill	112	(112)	-
Autres actifs incorporels	558	206	764
Immobilisations corporelles	630	-	630
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	50	-	50
Actifs financiers	255	(11)	244
Impôts différés actifs	129	20	149
Stocks	221	51	272
Clients et comptes rattachés	755	-	755
Actifs d'impôts courants	25	-	25
Autres débiteurs	470	-	470
Trésorerie et équivalents de trésorerie	214	-	214
TOTAL DE L'ACTIF	3 419	154	3 573

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)	Valeurs historiques	Ajustements de juste valeur	Valeurs d'ouverture provisoires
Capital	220	-	220
Réserves et résultats consolidés	539	(23)	516
Capitaux propres – part du Groupe	759	(23)	736
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	7	-	7
Total des capitaux propres	766	(23)	743
Provisions	272	81	353
Passifs financiers	795	6	801
Impôts différés passifs	124	90	214
Fournisseurs et comptes rattachés	578	-	578
Dettes d'impôts courants	24	-	24
Autres créditeurs	860	-	860
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	3 419	154	3 573

Les principaux ajustements résultant de la mise à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris correspondent aux éléments suivants :

- Annulation des goodwill historiques pour (112) millions d'euros
- Ajustements de juste valeur des actifs incorporels pour 206 millions d'euros, dont :
 - création d'un actif incorporel représentatif de la marque « Dalkia » pour 130 millions d'euros.
La marque a été valorisée en utilisant la méthode du taux de redevance de chiffre d'affaires. Étant donné la notoriété de la marque Dalkia en France et la volonté du Groupe d'en maintenir un usage à long terme, sa durée de vie a été considérée comme étant indéfinie ;
 - revalorisation des contrats clients associés aux concessions de production et de distribution de chaleur pour 68 millions d'euros.
La juste valeur des contrats clients de Dalkia a été déterminée en utilisant la méthode des flux de trésorerie futurs actualisés déterminés à partir des données historiques et prévisionnelles. Les travaux de

revalorisation ont porté sur une sélection de contrats significatifs représentant environ 60 % de la marge d'activité totale et de la valeur nette consolidée des actifs associés. En raison notamment de procédures d'appels d'offres systématiques dans un environnement concurrentiel fort et d'un horizon de temps lointain (les contrats valorisés ont une durée de vie résiduelle de 12 à 13 ans), aucune hypothèse de renouvellement des contrats clients n'a été prise en compte pour la détermination de leur juste valeur.

- Impôts différés nets pour (70) millions d'euros.

La revalorisation des impôts différés correspond uniquement aux effets d'impôt associés aux ajustements de juste valeur opérés dans le cadre de la détermination du bilan d'ouverture.

- Autres ajustements de juste valeur.

Les autres ajustements de juste valeur concernent principalement la réévaluation de stocks de travaux en cours de Dalkia et les ajustements de juste valeur des actifs et passifs de Citelum.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20****Comptes consolidés**

Les principales hypothèses auxquelles les éléments d'actif et de passif du bilan d'ouverture sont sensibles sont les suivantes :

- taux de redevance utilisés pour la valorisation de la marque « Dalkia » ,
- conditions financières des contrats de concession de production et de distribution de chaleur ,
- taux d'actualisation retenu

Conformément aux dispositions d'IFRS 3, les valeurs des actifs acquis et passifs repris ont été déterminées provisoirement, le Groupe disposant de 12 mois à compter de la date de la transaction pour finaliser l'affectation du prix d'acquisition.

3.1.5.2 Détermination du goodwill provisoire

L'écart d'acquisition provisoire enregistré sur l'opération se détermine comme suit :

(en millions d'euros)

Juste valeur des titres antérieurement détenus	382
Prix d'acquisition de la participation	746
Contrepartie transférée au 25 juillet 2014 (A)	1 128
Juste valeur de l'actif net de Dalkia acquis	736
Juste valeur des actifs acquis et passifs repris (B)	736
GOODWILL PROVISoire (A) - (B)	392

3.1.6 Impact de l'opération sur le résultat net et l'endettement financier net du Groupe

La contribution de Dalkia et Citelum à l'excédent brut d'exploitation du Groupe de la date d'acquisition – soit le 25 juillet 2014 – au 31 décembre 2014 s'élève à 18 millions d'euros.

Les impacts de l'opération sur l'endettement financier net du Groupe au 31 décembre 2014 sont les suivants :

(en millions d'euros)

Prix d'acquisition de Dalkia	746
Prix de cession de Dalkia International	(1 407)
Encaissement net (soulte)	(661)
Remboursement des titres subordonnés à durée indéterminée souscrit par Dalkia International auprès d'EDF	(144)
Total encaissements	(805)
Intégration de l'endettement financier net de Dalkia	571
Effet de la variation de périmètre	571
AUGMENTATION/(DIMINUTION) DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET	(234)

3.1.7 Effets de la prise de contrôle de Dalkia sur les principaux indicateurs de résultat du Groupe sur l'exercice 2014

Si l'opération de prise de contrôle de Dalkia était intervenue au 1^{er} janvier 2014, les impacts sur les principaux indicateurs de résultat du Groupe auraient été les suivants :

(en millions d'euros)	2014 publié	2014 pro forma ⁽¹⁾	Variation
Chiffre d'affaires	72 874	74 318	1 444
Excédent brut d'exploitation	17 279	17 384	105
Résultat net – part du Groupe	3 701	3 737	36

(1) Données 2014 avec intégration globale de Dalkia à compter du 1^{er} janvier 2014 (à compter du 25 juillet 2014 pour les données publiées)

3.2 Edison**3.2.1 Renégociation des contrats gaz d'approvisionnement à long terme**

Le 29 août 2014, le tribunal de la Chambre de commerce de Stockholm a notifié à Edison et Promgas sa décision sur la révision du prix du 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).

Les arbitrages et accords intervenus sur l'exercice 2013 et relatifs aux contrats d'approvisionnement à long terme en gaz avec Rasgas (Qatar) et Sonatrach (Algérie) se sont traduits par un impact positif de 813 millions d'euros sur l'excédent brut d'exploitation de l'exercice 2013 du Groupe (y compris compensations relatives aux exercices antérieurs).

3.2.2 Accord entre Edison, EDF Énergies Nouvelles et F2i pour la création d'un nouvel ensemble dans l'énergie renouvelable

Le 6 novembre 2014, Edison, EDF Énergies Nouvelles et F2i ont finalisé leurs accords autour de la création du troisième opérateur italien dans le secteur des énergies renouvelables, contrôlant une capacité de 600 MW (principalement éolienne) suite au regroupement des unités exploitées par Edison Energie Speciali (Edens) et de certaines des unités qu'EDF Énergies Nouvelles Italia exploite.

Ce nouvel acteur du renouvelable s'appuiera sur la combinaison des compétences d'Edison en matière de gestion et optimisation de production d'électricité, et d'EDF Énergies Nouvelles dans le domaine de l'exploitation et de la maintenance. La capacité et les compétences financières de ce nouvel ensemble seront renforcées par la présence d'un partenaire stratégique tel que F2i, un investisseur institutionnel de long terme doté d'une longue expérience dans le secteur de l'énergie.

Les actionnaires de la société créée sont F2i, à hauteur de 70 %, et une holding détenue par Edison et EDF Énergies Nouvelles, pour les 30 % restants.

La gouvernance définie et les accords contractuels associés permettent à Edison, en application des principes comptables en vigueur, de consolider la société en intégration globale.

3.3 Accord avec Exelon sur CENG

Après obtention de l'approbation de l'Autorité de Sécurité 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.

3.4 EDF Energy : construction de deux réacteurs EPR à Hinkley Point

Le 8 octobre 2014, la Commission européenne a approuvé les principaux termes des accords entre le groupe EDF et le gouvernement britannique pour la construction de la centrale de Hinkley Point C située dans le Somerset. Cette décision fait suite à un examen rigoureux et détaillé des accords mené pendant 12 mois par la Commission européenne dans le cadre des règles de l'Union européenne sur les aides d'État. L'obtention de l'autorisation de la Commission européenne marque une nouvelle étape importante pour le projet, faisant notamment suite à : la délivrance du permis de construire et des licences concernant le site nucléaire, l'approbation de la conception du réacteur EPR par le régulateur britannique et l'accord sur les termes commerciaux du projet en octobre 2013, que sont le prix d'exercice du *Contract for Difference* (CfD) sur une durée de 35 ans (à partir de la date de mise en service) et l'éligibilité au programme national de garantie de financement des infrastructures (Infrastructure UK).

Les prochaines étapes préalables à une décision finale d'investissement incluent notamment : la conclusion d'accords avec les partenaires stratégiques et financiers du projet ; l'approbation par la Commission européenne et le gouvernement britannique des dispositions relatives au contrat de transfert des déchets ; la mise en place de la garantie de financement dans le cadre du programme « Infrastructure UK » ; la finalisation du CfD et des contrats avec les principaux fournisseurs.

3.5 Émission 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 américains 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.

Les options de remboursement de cette émission sont à la main d'EDF à l'issue d'une période minimum qui diffère selon la devise (entre 8 et 15 ans) 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 devises. 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 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, cette émission est comptabilisée en capitaux propres à compter de la réception des fonds pour un montant net de 3 970 millions d'euros.

Cette émission constitue la deuxième phase du programme de financement lancé en janvier 2013 pour constituer à terme un montant de titres subordonnés cohérent au regard du portefeuille d'actifs industriels en développement.

3.6 Accord entre EDF et Exeltium

Le 27 octobre 2014, le consortium Exeltium et EDF ont conclu un accord pour aménager le contrat de fourniture d'électricité d'Exeltium et redonner ainsi de la compétitivité aux entreprises électro-intensives concernées, suite à la baisse forte et inattendue des prix de marché.

Ce protocole prévoit dans un premier temps une baisse du prix payé au fil des livraisons, puis dans un deuxième temps, une évolution de ce prix en fonction de celle du prix de marché de l'électricité. L'ensemble du mécanisme rend ainsi le contrat plus flexible tout en préservant son équilibre économique global.

Les autres paramètres contractuels (volumes livrés, options de sortie, partage du risque industriel) n'ont pas été modifiés. Le principe du contrat, validé dès l'origine par la Commission européenne, reste inchangé : offrir une visibilité de long terme aux entreprises réunies dans le consortium, avec un prix compétitif sur l'ensemble de la période, tout en permettant à EDF de partager une partie de ses coûts de production dans la durée.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20**

Comptes consolidés

**3.7 Opérations et événements
majeurs de l'exercice 2013****3.7.1 Cession de la participation
du Groupe dans SSE**

Le groupe EDF a reçu le 24 mai 2013 une offre irrévocable d'Energetický a průmyslový Holding, a. s. (EPH), entreprise tchèque leader dans le domaine de l'énergie en Europe centrale et de l'Est, pour l'acquisition de sa participation minoritaire de 49 % dans Stredoslovenska Energetika a. s. (SSE), le deuxième distributeur et fournisseur d'électricité en Slovaquie.

La finalisation de la transaction a eu lieu le 27 novembre 2013 après l'obtention de l'aval des autorités de la concurrence, sur la base d'une valorisation de la participation du Groupe dans SSE à environ 400 millions d'euros. Sur l'opération, une plus-value de cession avant impôt de 54 millions d'euros a été comptabilisée en « Autres produits et charges opérationnels ».

**3.7.2 Acquisition de la participation
de Centrica dans Nuclear New Build
Holdings**

Le 4 février 2013, Centrica a annoncé sa décision de mettre fin à son partenariat avec EDF pour la construction d'EPR au Royaume-Uni, en exerçant l'option de cession à EDF Energy des 20 % qu'elle détient dans Nuclear New Build Holdings (NNBH), société portant les projets de Nouveau Nucléaire au Royaume-Uni. EDF, qui détenait déjà 80 % de NNBH via EDF Energy, devient ainsi actionnaire à 100 % de cette société.

L'acquisition de la participation de Centrica se traduit en 2013 par un impact positif de 228 millions d'euros sur les capitaux propres – part du Groupe, résultant de la différence positive entre la quote-part d'actifs récupérée et le prix payé suite à l'exercice de cette option.

Centrica reste partenaire d'EDF à hauteur de 20 % pour les centrales nucléaires en exploitation au Royaume-Uni et conserve ses contrats commerciaux d'achat d'électricité auprès du groupe EDF.

➤ Note 4 Évolutions réglementaires en France**4.1 Tarifs réglementés****4.1.1 Annulation des tarifs réglementés
de vente par le Conseil d'État**

Par décision du 11 avril 2014, le Conseil d'État a annulé partiellement les tarifs réglementés de vente de l'électricité pour la période du 23 juillet 2012 au 31 juillet 2013 suite à un recours en annulation exercé par l'ANODE (Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Énergie). Il a en effet jugé que le niveau de la hausse des tarifs jaune et bleu pour la période, limitée à 2 % par l'arrêté ministériel du 20 juillet 2012, était insuffisant, d'une part, pour couvrir les coûts de production d'électricité d'EDF et, d'autre part, compte tenu de l'objectif d'assurer la convergence tarifaire voulue par le législateur avec les coûts de fourniture de l'électricité distribuée à un tarif de marché d'ici le 31 décembre 2015. La publication au *Journal officiel* du rectificatif tarifaire 2012 a eu lieu le 31 juillet 2014.

Sur la base de ce rectificatif, un complément de chiffre d'affaires de 921 millions d'euros (dont 908 millions d'euros relatifs à EDF) a été comptabilisé en 2014 dans le compte de résultat consolidé du Groupe. Après prise en compte de divers coûts afférents à ce rattrapage tarifaire, l'impact sur l'exoédent brut d'exploitation du Groupe sur l'exercice 2014 s'élève à 744 millions d'euros.

**4.1.2 Tarifs réglementés de ventes
d'électricité en France**

L'arrêté tarifaire du 26 juillet 2013 prévoyait une hausse hors taxes des tarifs réglementés de vente de 5 % en moyenne pour les tarifs bleus, à compter du 1^{er} août 2014. Le 4 juillet 2014, le Gouvernement a annoncé l'annulation de cette hausse et a publié un arrêté en ce sens.

Par la suite, le Gouvernement a décidé de modifier le décret n° 2009-975 du 12 août 2009 de manière à mettre en place, sans attendre le 31 décembre 2015, une méthode de construction des tarifs réglementés de vente de l'électricité par emplacement, en fonction de l'addition du prix d'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique, du coût du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que

d'une rémunération normale. Ce nouveau décret a été publié le 28 octobre 2014. Sur cette base, un arrêté a fixé les nouvelles grilles tarifaires à compter du 1^{er} novembre 2014. Les hausses tarifaires ont été effectivement inférieures aux 5 % annoncés en 2013. Elles ont été en moyenne de 2,5 % pour le Tarif Bleu résidentiel, 3,7 % pour le Tarif Vert, 2,5 % pour le Tarif Jaune. Le Tarif Bleu non résidentiel a baissé en moyenne de 0,7 %.

**4.2 Tarifs d'Utilisation
des Réseaux Publics d'Électricité
(TURPE 4)**

La délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) du 12 décembre 2013 fixant les tarifs de distribution à compter du 1^{er} janvier 2014 a été publiée au *Journal officiel* du 20 décembre 2013. Ces tarifs ont augmenté en moyenne de 3,6 % au 1^{er} janvier 2014 et ont baissé de 1,3 % au 1^{er} août 2014. Cette baisse correspond à l'apurement du compte de régulation des charges et produits (CRCP) pour 2 %, compensé à hauteur de 0,7 % par la prise en compte de l'inflation.

Par ailleurs, le Gouvernement a annoncé dans un courrier en date du 12 novembre 2013 adressé au Président de la CRE sa volonté de présenter prochainement un projet de loi pour sécuriser juridiquement le cadre de détermination du TURPE et permettre la mise en œuvre d'une méthode de régulation économique normative. Ce point fait l'objet d'un article dans le projet de loi relative à la transition énergétique voté en première lecture à l'Assemblée nationale le 14 octobre 2014.

S'agissant des tarifs de transport, le TURPE a également baissé de 1,3 % au 1^{er} août 2014, correspondant là aussi à l'apurement du CRCP pour 2 %, compensé à hauteur de 0,7 % par la prise en compte de l'inflation. En outre, le 27 mai 2014, la CRE a 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 est applicable du 1^{er} août 2014 au 31 juillet 2015. Elle représentera un montant total d'environ 60 millions d'euros. Cette perte de recettes pour RTE deviendra mécaniquement une créance tarifaire grâce au mécanisme du CRCP et sera compensée dans le cadre des évolutions tarifaires des 1^{er} août 2015 et 2016.

4.3 Lancement du déploiement des compteurs communicants (Linky)

Le déploiement des compteurs communicants s'inscrit dans le cadre des réglementations européenne et française relatives aux systèmes de comptages électriques. Il fait suite à une expérimentation menée par ERDF de 2009 à 2011 sur la base de 300 000 compteurs. Le bilan effectué par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) avait alors conduit celle-ci à recommander dans sa délibération du 7 juillet 2011 la généralisation du système de compteurs communicants. À l'initiative du ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, un groupe de travail réunissant l'ensemble des parties prenantes a été mis en place fin 2012. Ses travaux, menés en 2013, ont permis au Premier Ministre d'annoncer, le 9 juillet 2013, le déploiement par ERDF de trois millions de compteurs d'ici 2016.

Dans ce cadre, ERDF a lancé en octobre 2013 l'appel d'offres pour la fourniture de ces premiers équipements, qui a été attribué début août 2014 à six industriels. Ces entreprises livreront les premiers compteurs avant la fin de l'année 2015. ERDF a passé des appels d'offres pour la pose de millions de compteurs. Le déploiement des premiers compteurs dans les foyers devrait intervenir à partir de l'automne 2015.

Suite à la consultation publique ouverte le 30 avril 2014, la délibération de la CRE datée du 17 juillet 2014 relative au cadre de régulation tarifaire pour le projet Linky a été publiée au *Journal officiel* du 30 juillet 2014. Compte tenu de l'ampleur exceptionnelle de ce projet industriel (5 milliards d'euros investis entre 2014 et 2021 avec la pose de 35 millions de compteurs), un taux spécifique de rémunération des actifs a été établi sur une durée de 20 ans.

4.4 Loi NOME et ARENH

Les livraisons d'électricité dans le cadre de l'accès régulé au nucléaire historique (ARENH) allouées aux concurrents d'EDF ont représenté 71,3 TWh pour l'année 2014, dont 36,8 TWh pour le premier semestre. Le volume annuel d'ARENH ne peut excéder 100 TWh, augmenté progressivement depuis le 1^{er} janvier 2014 des quantités cédées aux gestionnaires de réseau en compensation de leurs pertes selon un échéancier fixé par arrêté. Les demandes d'ARENH effectuées par les différents fournisseurs en novembre 2014 pour le premier semestre 2015 (15,8 TWh) sont en forte baisse par rapport au premier semestre 2014, principalement du fait de la baisse des prix du marché de gros, qui devient une source d'approvisionnement plus attractive.

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 en cours d'examen par la Commission européenne, qui doit donner son accord sur la formule de prix. Le Gouvernement a annoncé que cette formule s'appliquerait à compter du 1^{er} juillet 2015. Le 15 octobre 2014, la CRE a estimé dans son rapport sur les tarifs réglementés de vente d'électricité et sur la base des informations dont elle disposait à cette date que l'application de cette formule conduirait à une hausse de l'ordre de 2 €/MWh en 2015.

4.5 Projet de loi sur la transition énergétique

Le 14 octobre 2014, l'Assemblée nationale a adopté en première lecture le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, dans lequel sont fixés des objectifs à moyen et long termes.

Les principaux objectifs concernent la réduction de 40 % des émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2030 par rapport au niveau de 1990 et leur division par quatre d'ici à 2050, ainsi que la division par deux de la consommation énergétique finale d'ici à 2050 avec un objectif intermédiaire de 20 % en 2030.

Le projet de loi prévoit également l'évolution du mix énergétique français avec la diminution du nucléaire dans la production d'électricité de 75 % à 50 % à l'horizon 2025, la réduction de la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à 2012 et la montée à 32 % de la part des énergies renouvelables dans la consommation finale à l'horizon 2030.

En ce qui concerne le nucléaire, le texte plafonne la capacité totale de production à 63,2 GW, ce qui correspond à la capacité de production du parc actuellement en exploitation.

Le projet de loi introduit par ailleurs une nouvelle gouvernance des politiques climatique et énergétique. Il prévoit notamment l'élaboration par EDF d'un plan stratégique d'entreprise, qui devrait être compatible avec la programmation pluriannuelle de l'énergie et donnerait au Commissaire du Gouvernement le pouvoir de s'opposer aux décisions d'investissements incompatibles avec ce plan stratégique.

Parmi les autres enjeux du texte figurent la réforme du mode de soutien aux énergies renouvelables ainsi que la réforme de la gouvernance de la CSPE.

Le processus législatif se poursuit avec l'examen du texte par le Sénat début 2015.

4.6 Réforme des retraites – loi du 20 janvier 2014

La loi n° 2014-40 du 20 janvier 2014 est venue modifier la réglementation des régimes de retraites en France. Les deux mesures principales qu'elle met en œuvre ont vocation à s'appliquer au régime spécial des IEG. Ainsi, la durée de cotisation nécessaire pour obtenir une retraite à taux plein sera progressivement allongée jusqu'à atteindre 43 ans à compter de la génération 1973. Cette mesure prévue par la loi pour le régime général et le régime de la fonction publique a été transposée au régime des IEG par le décret n° 2014-698 du 25 juin 2014. De même, la date de revalorisation annuelle des pensions est reportée à compter de l'exercice 2014 du 1^{er} avril au 1^{er} octobre.

Le projet de loi ayant été adopté définitivement par le Parlement le 18 décembre 2013, ses dispositions ont été prises en compte dans l'évaluation des engagements du Groupe dès le 31 décembre 2013.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR**

Comptes consolidés

20**➤ Note 5 Évolutions du périmètre de consolidation**

Outre l'acquisition par le Groupe des activités du groupe Dalkia et la cession des activités de Dalkia International décrite en note 3.1, les principales évolutions de périmètre sur l'exercice 2014 concernent les entités suivantes.

5.1 EDF Norte Fluminense**5.1.1 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 se traduit 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 acquise et le prix payé.

5.1.2 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), chargée 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 second semestre 2017.

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.

5.2 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.

5.3 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.

5.4 Fusion d'entités du Groupe

- En Pologne : la société EDF Wybrzeże SA a fusionné avec EDF Polska SA, entité détenue à 97,26 % par le groupe EDF.
- En Italie : les sociétés Transalpina di Energia SRL et Wagram Holding 4 SpA ont fusionné pour former Transalpina di Energia SpA (TdE SpA), entité détenue à 100 % par EDF et portant la participation du Groupe dans Edison. À l'issue de cette opération de fusion, la participation du Groupe dans Edison s'établit à 97,40 % (inchangée par rapport au 31 décembre 2013).

Ces opérations de fusions internes sont sans incidence sur les comptes consolidés du Groupe.

5.5 Évolutions du périmètre de consolidation sur l'exercice 2013

Les principales évolutions du périmètre de consolidation intervenues sur l'exercice 2013 sont présentées en note 3.7.

➤ 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 intersecteurs. Les transactions entre secteurs sont réalisées aux prix de marché.

Conformément aux dispositions de cette norme, la ventilation retenue par le groupe EDF correspond aux secteurs opérationnels tels qu'ils sont régulièrement examinés par le Comité exécutif. 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 2014

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Éliminations inter-secteurs	Total
Compte de résultat :							
Chiffre d'affaires externe	39 910	10 160	12 687	5 603	4 514	–	72 874
Chiffre d'affaires inter-secteur	931	–	3	193	1 374	(2 501)	–
CHIFFRE D'AFFAIRES	40 841	10 160	12 690	5 796	5 888	(2 501)	72 874
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	5 028	582	–	10 989
Autres actifs sectoriels ⁽¹⁾	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	–	–	–	–	–	–	62 164
TOTAL ACTIF	132 660	28 153	12 996	10 402	21 614	–	267 989
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.

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

20

Comptes consolidés

6.1.2 Au 31 décembre 2013

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Éliminations inter-secteurs	Total
Compte de résultat :							
Chiffre d'affaires externe	40 210	9 782	12 689	6 349	2 886	–	71 916
Chiffre d'affaires inter-secteur	762	–	2	223	1 005	(1 992)	–
CHIFFRE D'AFFAIRES	40 972	9 782	12 691	6 572	3 891	(1 992)	71 916
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	10 778	1 992	1 059	814	1 456	–	16 099
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	6 229	1 021	243	(178)	1 019	–	8 334
Bilan :							
Goodwill	–	8 140	–	337	604	–	9 081
Immobilisations incorporelles et corporelles	91 702	13 286	9 256	4 327	10 096	–	128 667
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	5 134	47	217	5 116	965	–	11 479
Autres actifs sectoriels ⁽¹⁾	29 443	4 560	3 869	1 130	6 257	–	45 259
Actifs détenus en vue de la vente	–	–	–	–	1 154	–	1 154
Autres actifs non affectés	–	–	–	–	–	–	55 279
TOTAL ACTIF	126 279	26 033	13 342	10 910	19 076	–	250 919
Autres informations :							
Dotations aux amortissements	(4 698)	(903)	(716)	(397)	(440)	–	(7 154)
Pertes de valeur	(71)	(7)	(88)	(371)	(80)	–	(617)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	–	2 783	439	867	909	–	4 998
Investissements corporels et incorporels	9 015	1 339	339	392	1 957	–	13 042

(1) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés et les autres débiteurs.

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

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
2014 :						
Chiffre d'affaires externe						
– dont France	26 030	14 317	–	460	(897)	39 910
– dont International et autres activités	29 428	588	245	2 703	–	32 964
CHIFFRE D'AFFAIRES	55 458	14 905	245	3 163	(897)	72 874
2013 :						
Chiffre d'affaires externe						
– dont France	25 789	14 699	–	310	(588)	40 210
– dont International et autres activités	29 715	806	219	966	–	31 706
CHIFFRE D'AFFAIRES	55 504	15 505	219	1 276	(588)	71 916

Le chiffre d'affaires « Autres » inclut un effet périmètre de 1 621 millions d'euros du fait de l'acquisition de Dalkia le 25 juillet 2014, correspondant à une activité de services énergétiques.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20**

Comptes consolidés

Compte de résultat**➤ Note 7 Chiffre d'affaires**

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2014	2013
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	70 449	69 653
Autres ventes de biens et de services	1 515	1 416
Trading	910	847
CHIFFRE D'AFFAIRES	72 874	71 916

Les ventes d'énergie et de services liés à l'énergie de l'exercice 2014 intègrent les effets du rattrapage tarifaire 2012 pour 921 millions d'euros (voir note 4.1.1) et l'effet de périmètre lié à l'intégration de Dalkia à compter du 25 juillet 2014 pour 1 456 millions d'euros.

Retraité de ces éléments, le chiffre d'affaires de l'exercice 2014 est en baisse, principalement du fait de moindres volumes vendus en raison d'un climat défavorable dans la plupart des pays européens dans lesquels le Groupe opère (et notamment en France).

➤ 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)	2014	2013
Achats consommés de combustible – production d'énergie	(12 307)	(12 639)
Achats d'énergie	(15 380)	(15 900)
Charges de transport et d'acheminement	(9 316)	(9 134)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	(122)	(125)
(Dotations) et reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	421	(318)
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	(36 704)	(38 116)

Les achats consommés de combustible comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (charbon, biomasse, fioul, propane, matières fissiles, 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)	2014	2013
Services extérieurs	(11 316)	(10 539)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)	(2 707)	(2 218)
Production stockée et immobilisée	4 673	4 260
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes	169	210
AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES	(9 181)	(8 287)

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

➤ Note 10 Charges de personnel

10.1 Charges de personnel

Les différentes composantes des charges de personnel sont les suivantes

(en millions d'euros)	2014	2013
Rémunérations	(7 426)	(7 027)
Charges de Sécurité sociale	(1 668)	(1 543)
Intéressement et participation	(257)	(230)
Autres contributions liées au personnel	(373)	(388)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(242)	(232)
Avantages à court terme	(9 966)	(9 420)
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(852)	(805)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(723)	(933)
Avantages postérieurs à l'emploi	(1 575)	(1 738)
Autres avantages à long terme	(237)	(122)
Indemnités de fin de contrat	(7)	(11)
Autres charges de personnel	(244)	(133)
CHARGES DE PERSONNEL	(11 785)	(11 291)

10.2 Effectifs moyens

	2014	2013
Statut IEG	103 088	101 732
Autres	44 936	38 142
EFFECTIFS MOYENS	148 024	139 874

Les effectifs moyens des entités contrôlées et en activités conjointes sont présentés en équivalents temps plein.

La hausse observée en 2014 est principalement liée à l'entrée de périmètre de Dalkia.

➤ Note 11 Impôts et taxes

Les impôts et taxes s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2014	2013
Impôts et taxes sur rémunérations	(243)	(236)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 494)	(1 476)
Autres impôts et taxes	(1 856)	(1 769)
IMPÔTS ET TAXES	(3 593)	(3 481)

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20**

Comptes consolidés

➤ Note 12 Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2014	2013
Subventions d'exploitation	12.1	6 116	5 310
Résultat de déconsolidation	12.2	254	301
Résultat de cession d'immobilisations	12.2	(153)	(100)
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants		(195)	(208)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation		(142)	(140)
Autres produits et charges	12.3	(212)	195
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS		5 668	5 358

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 5 888 millions d'euros en 2014 (5 103 millions d'euros en 2013). L'évolution s'explique principalement par la baisse des prix de marché de l'électricité et l'augmentation des volumes d'achats d'énergie photovoltaïque, qui a pour effet d'augmenter la subvention à recevoir relative aux obligations d'achat en métropole, et par la hausse des volumes d'achats d'énergie dans les zones non interconnectées.

12.2 Résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations

Les résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations intègrent en 2014 :

- 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 (DVA5) pour 225 millions d'euros (188 millions d'euros en 2013) ;
- des plus-values de cession relatives à des actifs immobiliers en France pour 17 millions d'euros (62 millions d'euros en 2013).

12.3 Autres produits et charges

Les autres produits et charges intègrent notamment en 2013 et 2014 les effets au titre des exercices antérieurs des renégociations favorables à Edison dans le cadre des litiges et arbitrages relatifs aux révisions de prix des contrats d'approvisionnement à long terme en gaz.

➤ 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	2014	2013
Pertes de valeur sur goodwill	18	(298)	(129)
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	19	(74)	(56)
Pertes de valeur sur actifs corporels et actifs destinés à être cédés	21-22-46	(832)	(432)
Autres éléments		15	-
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES		(1 189)	(617)

En 2013, les pertes de valeur enregistrées pour un montant total de (617) millions d'euros étaient principalement relatives à EDF Luminus pour (229) millions d'euros et EDF Polska pour (127) millions d'euros.

Les pertes de valeur enregistrées en 2014 s'élèvent à (1 189) millions d'euros, et se détaillent comme suit :

13.2 Tests de dépréciation des goodwill et des actifs et pertes de valeur

Les tableaux ci-après présentent les tests de dépréciation effectués sur les principaux goodwill, immobilisations incorporelles à durée de vie indéfinie et autres actifs du Groupe en 2014, avec les hypothèses clés retenues.

Tests de dépréciation sur la valeur des goodwill et des immobilisations incorporelles à durée de vie indéfinie :

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif	CMPC après impôt	Taux de croissance à l'infini	Pertes de valeur 2014 (en millions d'euros)
Royaume-Uni	Goodwill EDF Energy	6,7 %	-	-
Italie	Marque Edison	7,9 % - 9,5 %	2,0 %	-
Autre international	Goodwill EDF Luminus	6,5 %	1,9 %	(281)
Autres activités	Goodwill et marque Dalkia	7,0 %	1,7 %	-
Autres pertes de valeur sur goodwill				(17)
PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DURÉE DE VIE INDÉFINIE				(298)

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 2014 (en millions d'euros)
Royaume-Uni	CCGT et stockage gaz	Baisse des <i>spreads</i>	6,5 % - 6,7 %	(169)
Italie	Actifs d'Edison	Baisse des prix de l'électricité	6,9 % - 8,9 %	(167)
Autre international	Actifs d'EDF Luminus en Belgique	Baisse des prix de l'électricité	6,5 %	(305)
Autres activités	Stockage gaz en Allemagne	Baisse des <i>spreads</i> saisonniers	6,0 %	(46)
Autres activités	UGT d'EDF Énergies Nouvelles	Nouvelles réglementations	5,1 % - 9,7 %	(127)
Autres pertes de valeur sur actifs				(92)
PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS				(906)

Hypothèses générales

Les taux d'actualisation sur les pays de référence sont relativement stables entre 2013 et 2014, la baisse du taux sans risque ayant été compensée par une hausse de la prime de risque de marché.

Les scénarios de 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 traditionnels.

Dans ce contexte, des mécanismes de rémunération de capacité sont envisagés sur le plan réglementaire afin de maintenir sur le réseau des actifs de production assurant la pointe et de fournir un signal prix suffisant pour déclencher les investissements nécessaires à la sécurité du réseau. Ces mécanismes ont été considérés au cas par cas dans les tests, en fonction de l'avancement de la réglementation.

Royaume Uni – EDF Energy

Le goodwill d'EDF Energy s'élève à 8652 millions d'euros au 31 décembre 2014. Il résulte de l'acquisition entre 1998 et 2009 par le groupe EDF des différentes activités aujourd'hui en opération au Royaume-Uni.

La valeur recouvrable de l'ensemble EDF Energy est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie. La durée d'utilité des unités de production tient compte de l'allongement de la durée d'exploitation des réacteurs nucléaires existants et de la mise en service de deux EPR d'une durée de vie de 60 ans sur le site d'Hinkley Point.

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.

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 : si les prix de marché se situent en dessous du prix d'exercice du CfD, EDF Energy recevra un paiement complémentaire.

L'utilisation d'un CMPC majoré de 1 point n'entraînerait pas de dépréciation du goodwill.

Une perte de valeur de (169) millions d'euros a par ailleurs été comptabilisée sur certains actifs d'EDF Energy :

- (115) millions d'euros sur le CCGT West Burton mis en service en 2013 en raison de la dégradation durable des *spark spreads* ;
- (54) millions d'euros sur un actif de stockage gaz dont la mise en service des premières cavités est prévue en 2015. Deux facteurs principaux sous-tendent cette dépréciation : la réduction du nombre de cavités pouvant être développées, d'une part, et la forte baisse de la volatilité sur le marché du gaz, d'autre part.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20****Comptes consolidés****Italie – Edison**

S'agissant d'un actif incorporel à durée de vie indéfinie, 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, la baisse des prix de gros a conduit à la comptabilisation de (167) millions d'euros de pertes de valeur portant notamment sur les actifs de production hydrauliques et éoliens.

Des analyses de sensibilité ont été réalisées sur les activités d'exploration-production d'Edison en tenant compte de la baisse des prix du pétrole. Ces analyses ne conduisent pas à comptabiliser de dépréciation sur les actifs dans les comptes consolidés du Groupe.

Autre international**EDF Luminus**

La poursuite de la baisse des prix de l'électricité associée à un environnement toujours très difficile pour les énergéticiens en Belgique a conduit à la comptabilisation d'une perte de valeur d'un montant total de (586) millions d'euros, dont (281) millions d'euros relatifs au goodwill (intégralement déprécié au 31 décembre 2014).

La majoration de 0,5 point du CMPC aurait un impact négatif de (104) millions d'euros sur la valeur recouvrable.

EDF Luminus est copropriétaire avec Electrabel à hauteur de 10,2 % des centrales Doel 3 et Tihange 2, pour un montant de 190 millions d'euros dans le bilan au 31 décembre 2014. Ces deux centrales sont à l'arrêt depuis mars 2014 pour réaliser un programme de tests approfondis des cuves. L'Agence fédérale de contrôle nucléaire statuera sur l'autorisation de redémarrage au vu d'un dossier de justification à remettre par Electrabel. Electrabel estime que les centrales resteront indisponibles jusqu'au 1^{er} juillet 2015. Cette indisponibilité a été prise en compte dans le test de perte de valeur du goodwill.

Autres activités**Allemagne – stockage gaz**

Une perte de valeur de (46) millions d'euros a été constatée sur un stockage gaz en Allemagne détenu en cocontrôle avec EnBW. L'actif souffre en effet de la dégradation durable des *spreads* saisonniers.

EDF Énergies Nouvelles

Au 31 décembre 2014, (127) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisés au titre des différentes UGT d'EDF Énergies Nouvelles.

Ces dépréciations concernent essentiellement l'Italie (changements réglementaires sur le renouvelable), le Mexique (difficultés opérationnelles sur un parc) et les États-Unis (projets en développement).

➤ Note 14 Autres produits et charges d'exploitation

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 (voir note 3.1.4) ;
- une charge de (388) millions d'euros relative à la déconstruction des centrales nucléaires françaises définitivement à l'arrêt (centrales UNGG, Creys-Malville, Brennilis et Chooz A – voir note 29.1.3).

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2013 intègrent les éléments suivants :

- un produit de 472 millions d'euros relatif à l'effet favorable de la réforme des régimes de retraites en France (voir note 4.6) ;
- une provision pour risques de (174) millions d'euros relative à la participation d'EDF dans SLOE, centrale à cycle combinés gaz aux Pays-Bas ;
- des charges de restructuration pour (55) millions d'euros relatives aux activités du Groupe en Belgique et dans certains pays d'Europe centrale.

➤ 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)	2014	2013
Charges d'intérêts sur opérations de financement	(2 207)	(2 266)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	(10)	(1)
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	3	11
Résultat net de change sur endettement	(29)	(6)
COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	(2 243)	(2 262)

15.2 Effet de l'actualisation

L'effet de l'actualisation 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)	2014	2013
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(1 273)	(1 243)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers coeurs ⁽¹⁾	(1 633)	(1 580)
Autres provisions et avances	(90)	(108)
EFFET DE L'ACTUALISATION	(2 996)	(2 931)

(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)	2014	2013
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	17	16
Produits (charges) sur actifs financiers disponibles à la vente	1 258	1 057
Produits (charges) sur autres actifs financiers	376	373
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat	16	120
Autres charges financières	(191)	(252)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	124	(102)
Rendement des actifs de couverture	594	560
Intérêts d'emprunts capitalisés	494	479
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	2 688	2 251

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 2014, 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 894 millions d'euros (714 millions d'euros en 2013).

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20**

Comptes consolidés

➤ 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)	2014	2013
Impôts courants	(2 115)	(2 069)
Impôts différés	276	173
TOTAL	(1 839)	(1 896)

En 2014, la charge d'impôt courant provient du groupe d'intégration fiscale EDF en France pour (1 499) millions d'euros et des autres filiales pour (616) millions d'euros (respectivement (1 545) millions d'euros et (524) millions d'euros en 2013).

16.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)

(en millions d'euros)	2014	2013
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	5 433	5 392
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	38,00 %	38,00 %
Charge théorique d'impôt	(2 065)	(2 049)
Différences de taux d'imposition	87	341
Différences permanentes	34	(80)
Impôts sans base	94	(135)
Actifs d'impôts différés non reconnus	8	20
Autres	3	7
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	(1 839)	(1 896)
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	33,85 %	35,16 %

Le taux effectif d'impôt observé sur les exercices 2014 et 2013 est affecté à la hausse par les pertes de valeur. Retraité de ces éléments, le taux effectif d'impôt s'établit en 2014 et en 2013 respectivement à 32,2 % et à 34,0 %.

La différence entre le taux d'impôt théorique et ce taux effectif retraité s'explique essentiellement par les éléments suivants :

■ 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 111 millions d'euros,

■ pour 2013 :

- l'impact positif des différences de taux d'imposition des filiales étrangères pour 341 millions d'euros, dont 254 millions d'euros relatifs à la baisse de 3 points du taux d'imposition au Royaume-Uni,
- l'impact négatif des lois de finances 2012 et 2013 en France pour (135) millions d'euros – hors effet de l'augmentation du taux d'impôt à 38 % – correspondant principalement à la taxe sur dividendes et à la limitation de la déductibilité d'intérêts financiers.

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

16.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés

(en millions d'euros)	2014	2013
Impôts différés actifs	2 171	2 639
Impôts différés passifs	(4 242)	(4 709)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 1^{er} JANVIER	(2 071)	(2 070)
Variation en résultat net	276	174
Variation en capitaux propres	258	(192)
Écarts de conversion	(101)	61
Mouvements de périmètre	(67)	25
Autres mouvements	16	(69)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE	(1 689)	(2 071)
Dont impôts différés actifs	2 626	2 171
Dont impôts différés passifs	(4 315)	(4 242)

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2014 est liée à hauteur de 241 millions d'euros aux écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi ((103) millions d'euros sur l'exercice 2013)

16.4 Ventilation des impôts différés par nature

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Impôts différés :		
Immobilisations	(7 072)	(7 270)
Provisions pour avantages du personnel	7 723	5 963
Autres provisions et dépréciations	318	719
Instruments financiers	179	298
Déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés	839	694
Autres	261	(67)
Impôts différés actifs et passifs	2 248	337
Impôts différés actifs non reconnus	(3 937)	(2 408)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	(1 689)	(2 071)

Au 31 décembre 2014, les actifs d'impôts différés non reconnus représentent une économie d'impôt potentielle de 3 937 millions d'euros (2 408 millions d'euros au 31 décembre 2013). Cette économie d'impôt potentielle est liée au 31 décembre 2014 à hauteur de 3 097 millions d'euros au stock d'impôts différés actifs relatifs notamment aux avantages du personnel en France (1 747 millions d'euros au 31 décembre 2013).

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

20

Comptes consolidés

➤ **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)	2014	2013
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	3 701	3 517
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(388)	(103)
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action	3 313	3 414
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation sur l'exercice	1 858 467 505	1 852 523 933
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – dilué sur l'exercice	1 858 467 505	1 852 523 933
Résultats par action (en euros) :		
RÉSULTAT PAR ACTION	1,78	1,84
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION	1,78	1,84

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

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)	31/12/2014	31/12/2013
Valeur nette comptable à l'ouverture	9 081	9 400
Acquisitions	394	6
Cessions	-	-
Pertes de valeur (note 13)	(298)	(129)
Écarts de conversion	573	(179)
Autres mouvements	(56)	(17)
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE	9 694	9 081
Valeur brute à la clôture	10 624	9 716
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(930)	(635)

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.

En 2013, les variations observées sont liées principalement à :

- des pertes de valeur pour (129) millions d'euros, dont (102) millions d'euros relatifs à la dépréciation du goodwill d'EDF Luminus ;
- des écarts de conversion pour (179) millions d'euros, notamment du fait de la dépréciation 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)	31/12/2014	31/12/2013
EDF Énergie	8 652	8 140
Total Royaume-Uni	8 652	8 140
EDF Luminus (Belgique)	-	281
Autres	42	56
Total Autre international	42	337
Dalkia	392	-
EDF Énergies Nouvelles	179	176
Autres	429	428
Total Autres activités	1 000	604
TOTAL GROUPE	9 694	9 081

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

20

Comptes consolidés

➤ Note 19 Autres actifs incorporels

Les valeurs nettes des autres actifs incorporels se répartissent comme suit

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 dépréciations	(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 (voir note 3.1).

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.

Au 31 décembre 2013

(en millions d'euros)	31/12/2012	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2013
Logiciels	1 686	562	(120)	(13)	-	(11)	2 104
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	838	-	-	(1)	-	(24)	813
Droits d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts	516	1 052	(739)	-	-	(3)	826
Autres immobilisations incorporelles	4 429	215	(9)	(1)	(60)	17	4 591
Immobilisations incorporelles en cours	1 757	171	-	(2)	-	48	1 974
Valeurs brutes	9 226	2 000	(868)	(17)	(60)	27	10 308
Amortissements et dépréciations	(1 893)	(770)	136	9	35	35	(2 448)
VALEURS NETTES	7 333	1 230	(732)	(8)	(25)	62	7 860

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles intègre au 31 décembre 2013 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.

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (56) millions d'euros a été enregistrée en 2013.

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 543 millions d'euros en 2013.

EDF | Document de référence 2014 | 371

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

↗ 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)	31/12/2014	31/12/2013
Immobilisations	48 746	47 425
Immobilisations en cours	1 511	1 371
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	50 257	48 796

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 31/12/2013	2 256	78 371	3 488	84 115
Augmentations ⁽¹⁾	123	3 470	278	3 871
Diminutions	(16)	(622)	(170)	(808)
Autres mouvements	(2)	21	4	23
Valeurs brutes au 31/12/2014	2 361	81 240	3 600	87 201
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2013	(1 209)	(33 265)	(2 216)	(36 690)
Dotations nettes aux amortissements	(43)	(206)	(152)	(401)
Diminutions	14	499	163	676
Autres mouvements ⁽²⁾	(10)	(1 934)	(96)	(2 040)
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2014	(1 248)	(34 906)	(2 301)	(38 455)
Valeurs nettes au 31/12/2013	1 047	45 106	1 272	47 425
VALEURS NETTES AU 31/12/2014	1 113	46 334	1 299	48 746

(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 concessionnaires.

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

20

➤ 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)	31/12/2014	31/12/2013
Immobilisations	6 495	6 421
Immobilisations en cours	1 356	1 029
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	7 851	7 450

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 31/12/2013	1 492	10 231	601	848	13 172
Augmentations	22	389	17	47	475
Diminutions	(1)	(19)	(1)	(10)	(31)
Écarts de conversion	9	45	(32)	47	69
Mouvements de périmètre	1	—	—	—	1
Autres mouvements	(4)	41	1	(13)	25
Valeurs brutes au 31/12/2014	1 519	10 687	586	919	13 711
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2013	(819)	(4 982)	(302)	(648)	(6 751)
Dotations nettes aux amortissements	(32)	(335)	(17)	(55)	(439)
Pertes de valeur nettes de reprises	—	(20)	—	—	(20)
Diminutions	1	16	1	8	26
Écarts de conversion	(1)	(22)	16	(43)	(50)
Mouvements de périmètre	—	—	—	—	—
Autres mouvements	2	18	—	(2)	18
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2014	(849)	(5 325)	(302)	(740)	(7 216)
Valeurs nettes au 31/12/2013	673	5 249	299	200	6 421
VALEURS NETTES AU 31/12/2014	670	5 362	284	179	6 495

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)	31/12/2014	31/12/2013
Immobilisations	50 342	47 839
Immobilisations en cours	18 813	16 432
Immobilisations financées par location-financement	237	290
IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	69 392	64 561

Au 31 décembre 2014, les immobilisations en cours correspondent notamment 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 (61) millions d'euros et pour (34) millions d'euros ont par ailleurs été enregistrées en 2014 respectivement sur des

immobilisations en cours et sur des immobilisations financées par location-financement.

Au 31 décembre 2013, les pertes de valeur sur des immobilisations en cours s'élevaient à (214) millions d'euros, dont (125) millions d'euros relatifs au projet de construction d'une centrale à charbon supercritique en Pologne.

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 31/12/2013	11 830	61 399	19 473	29	13 273	106 004
Augmentations	613	3 059	1 358	1	2 572	7 603
Diminutions	(83)	(977)	(242)	–	(512)	(1 814)
Écarts de conversion	35	726	205	–	485	1 451
Mouvements de périmètre	2	–	(4)	–	(316)	(318)
Autres mouvements	5	79	62	(13)	(121)	12
Valeurs brutes au 31/12/2014	12 402	64 286	20 852	17	15 381	112 938
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2013	(6 545)	(37 550)	(9 204)	(3)	(4 863)	(58 165)
Dotations nettes aux amortissements	(346)	(2 499)	(914)	(1)	(906)	(4 666)
Pertes de valeur nettes de reprises	(2)	(198)	(317)	–	(200)	(717)
Diminutions	53	858	217	–	322	1 450
Écarts de conversion	11	(242)	(87)	–	(106)	(424)
Mouvements de périmètre	5	–	(10)	–	35	30
Autres mouvements	–	(109)	(1)	–	6	(104)
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2014	(6 824)	(39 740)	(10 316)	(4)	(5 712)	(62 596)
Valeurs nettes au 31/12/2013	5 285	23 849	10 269	26	8 410	47 839
VALEURS NETTES AU 31/12/2014	5 578	24 546	10 536	13	9 669	50 342

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

20

Comptes consolidés

22.3 Contrats de location-financement

(en millions d'euros)	Total	31/12/2014			31/12/2013
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Paielements minimaux futurs à recevoir en tant que bailleur	58	15	32	11	58
Paielements minimaux futurs à verser en tant que preneur	643	65	230	348	595

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. Ces engagements constituent la quasi-totalité des engagements de location-financement en tant que bailleur.

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⁾	31/12/2014			31/12/2013	
		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	5 109	379	5 134	494
CENG ⁽²⁾	P	49,99	2 621	(101)	2 784	(152)
Alpiq	P, D, A, T	25,00	735	(193)	947	(214)
Dalkia	A	-	-	8	363	22
Autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises			2 524	86	2 251	112
TOTAL			10 989	179	11 479	262

(1) P = production, D = distribution, T = transport, A = autres.

(2) Passage de CENG de coentreprise à entreprise associée suite à l'accord du 1^{er} avril 2014 avec Eielon (voir note 3.3).

Les autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises concernent principalement Taishan (TNP/VC), Estag, Nam Theun Power Company (NTPC) et certaines sociétés détenues par EDF Énergies Nouvelles et Edison.

Sur l'exercice 2014, (425) millions d'euros de dépréciations ont été comptabilisés au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises, dont :

- (122) millions d'euros sur les actifs de CENG (voir note 23.2.3),

- (206) millions d'euros sur la participation dans Alpiq, correspondant à la quote-part des dépréciations passées dans les comptes d'Alpiq revenant au Groupe (voir note 23.3.2),

- (83) millions d'euros sur la participation dans la coentreprise Estag, correspondant à une dépréciation du goodwill existant au niveau du groupe EDF.

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

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)	31/12/2014	31/12/2013
Actifs non courants	15 132	14 420
Actifs courants	3 000	2 161
Total actif	18 132	16 581
Capitaux propres	5 109	5 134
Passifs non courants	8 623	8 182
Passifs courants	4 400	3 265
Total des capitaux propres et du passif	18 132	16 581
Chiffre d'affaires	4 461	4 702
Excédent brut d'exploitation	1 687	1 788
Résultat net	379	494
Endettement financier net	7 877	7 459
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(154)	31
Dividendes versés au Groupe	250	209

23.1.2 Opérations entre le groupe EDF
et RTE

Au 31 décembre 2014, 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 2014, cette prestation de transport représente un chiffre d'affaires réalisé par RTE avec ERDF de 3 150 millions d'euros.

Par ailleurs, dans le cadre de sa mission de préservation de l'équilibre du système électrique, RTE réalise en 2014 :

- des achats et des ventes d'énergie auprès d'EDF et ERDF pour respectivement 96 millions d'euros et 142 millions d'euros ;

- des achats de service systémés à EDF pour un montant de 282 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 2014 (inchangé par rapport au 31 décembre 2013). Les charges d'intérêts relatives à ce prêt s'élèvent à 36 millions d'euros sur l'exercice 2014.

Par ailleurs, RTE est intégrée fiscalement avec EDF dans le cadre de la convention fiscale conclue entre les deux sociétés.

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

20

Comptes consolidés

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)	31/12/2014	31/12/2013
Actifs non courants	9 968	8 331
Actifs courants	1 019	873
Total actif	10 987	9 204
Capitaux propres	5 243	5 569
Passifs non courants	5 481	3 473
Passifs courants	263	162
Total des capitaux propres et du passif	10 987	9 204
Chiffre d'affaires	1 140	1 169
Excédent brut d'exploitation	285	374
Résultat net	(202)	(304)
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	594	(27)
Dividendes versés au Groupe	315	—

23.2.2 Opérations entre le groupe EDF et CENG

Au 31 décembre 2014, les principales transactions entre le groupe EDF et CENG sont les suivantes :

Chiffre d'affaires

Les contrats d'achat d'électricité conclus entre CENG et le Groupe (EDF Trading North America) prévoient 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. À compter du 1^{er} janvier 2015 et jusqu'à la fin de l'exploitation respective des différentes centrales, le Groupe achètera 49,99 % de la production de CENG à prix de marché. L'accord signé avec Exelon en juillet 2013 et finalisé le 1^{er} avril 2014 ne modifie pas ces contrats d'achat d'électricité, sauf en cas d'exercice par le Groupe de l'option de vente de ses actions CENG à Exelon.

Ces ventes d'énergie de CENG à EDF Trading North America ont représenté un volume de 4,6 TWh en 2014.

Autres opérations

En application de l'accord signé avec Exelon, CENG a versé au groupe EDF le 1^{er} avril 2014 un dividende exceptionnel de 400 millions de dollars américains (290 millions d'euros).

23.2.3 Pertes de valeur

En 2014, des pertes de valeur ont été enregistrées sur la participation du Groupe dans CENG pour un montant de (122) millions d'euros. Cette perte de valeur a été calculée selon la méthodologie usuelle des tests de dépréciation en vigueur dans le Groupe (actualisation des flux de trésorerie d'exploitation, hypothèses Groupe). Elle résulte d'une dégradation des courbes de prix long terme en 2014.

En 2013, des pertes de valeur sur la participation du Groupe dans CENG ont été comptabilisées pour un montant de (146) millions d'euros.

23.3 Alpiq

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, le prêt hybride des actionnaires et l'emprunt hybride public ont été comptabilisés en capitaux propres à compter de la réception des fonds 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 ».

23.3.1 Indicateurs financiers publiés

Les principaux indicateurs publiés par le groupe Alpiq étaient les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2013
Actifs non courants	7 411
Actifs courants	4 419
Total actif	11 830
Capitaux propres ⁽¹⁾	4 756
Passifs non courants	4 480
Passifs courants	2 594
Total des capitaux propres et du passif	11 830
Chiffre d'affaires	7 623
Excédent brut d'exploitation	642
Résultat net	15
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	115
Dividendes versés au Groupe	11

(1) Dont 828 millions d'euros d'emprunts hybrides.

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

La différence entre la quote-part de capitaux propres publiés par Alpiq et celle inscrite dans les comptes consolidés du Groupe provient principalement de l'emprunt hybride émis par Alpiq, auquel le Groupe n'a pas souscrit en 2013.

La valeur de la participation du groupe EDF dans Alpiq évaluée sur la base du cours de bourse au 31 décembre 2014 est de 509 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 2014, des pertes de valeur ont été enregistrées sur la participation du Groupe dans Alpiq pour un montant de (206) millions d'euros. Elles concernent 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.

En 2013, des pertes de valeur sur la participation du Groupe dans Alpiq ont été comptabilisées pour un montant de (284) millions d'euros.

↗ Note 24 Stocks

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie est la suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2014			31/12/2013		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	10 807	(14)	10 793	10 539	(14)	10 525
Autre combustible	1 916	(11)	1 905	2 023	(4)	2 019
Autres matières premières	1 586	(266)	1 320	1 343	(253)	1 090
En-cours de production de biens et services	197	(45)	152	90	(24)	66
Autres stocks	596	(19)	577	523	(19)	504
TOTAL STOCKS	15 102	(355)	14 747	14 518	(314)	14 204

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 7 943 millions d'euros au 31 décembre 2014 (7 733 millions d'euros au 31 décembre 2013).

La valeur des stocks évalués en valeur de marché chez EDF Trading s'élève à 593 millions d'euros au 31 décembre 2014 (686 millions d'euros au 31 décembre 2013).

↗ Note 25 Clients et comptes rattachés

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute	21 343	19 611
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute	3 108	3 313
Dépréciations	(1 275)	(1 032)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS – VALEUR NETTE	23 176	21 892

Les échéances des clients et comptes rattachés sont majoritairement à moins d'un an.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20**

Comptes consolidés

25.1 Créances échues/non échues

	31/12/2014			31/12/2013		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
<i>(en millions d'euros)</i>						
CRÉANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	24 451	(1 275)	23 176	22 924	(1 032)	21 892
dont créances échues de moins de 6 mois	1 606	(245)	1 361	1 724	(308)	1 416
dont créances échues de 6 à 12 mois	662	(205)	457	626	(224)	402
dont créances échues de plus de 12 mois	1 339	(623)	716	1 125	(432)	693
dont total des créances échues	3 607	(1 073)	2 534	3 475	(964)	2 511
dont total des créances non échues	20 844	(202)	20 642	19 449	(68)	19 381

25.2 Opérations de titrisations

	31/12/2014	31/12/2013
<i>(en millions d'euros)</i>		
Créances clients transférées intégralement maintenues au bilan	17	11
Créances clients transférées partiellement maintenues au bilan	29	—
Créances clients transférées intégralement sorties du bilan	1 225	1 151

Des opérations de titrisations de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 1 225 millions d'euros au 31 décembre 2014, dont 610 millions d'euros par le groupe Edison (1 151 millions d'euros en décembre 2013, dont 710 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 :

	31/12/2014	31/12/2013
<i>(en millions d'euros)</i>		
Charges constatées d'avance	1 585	1 434
Contribution au Service Public d'Électricité (CSPE)	2 057	1 357
Créances TVA	2 678	2 272
Créances fiscales (hors TVA)	822	695
Autres créances d'exploitation	3 675	3 405
AUTRES DÉBITEURS	10 817	9 163
dont part non courante	2 024	1 924
dont part courante	8 793	7 239
dont valeurs brutes	10 896	9 245
dont dépréciation	(79)	(82)

La créance de CSPE correspond au produit à recevoir au 31 décembre 2014, à l'exception de la part relative au déficit généré antérieurement au 31 décembre 2012 et aux coûts de portage associés qui figurent en actifs financiers.

➤ Note 27 Capitaux propres

27.1 Capital social

Au 31 décembre 2014, le capital social d'EDF s'élève à 930 004 234 euros, divisé en 1 860 008 468 actions entièrement souscrites et libérées d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune, détenues à 84,5 % par l'État français, 13,7 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,7 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,1 % d'actions autodétenues.

En 2013, le paiement en action d'une partie du solde du dividende de l'exercice 2012 s'est traduit par une augmentation du capital social de 6 millions d'euros, correspondant à l'émission de 11 141 806 actions.

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 2014, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 1 682 181 actions pour une valeur de 41 millions d'euros.

27.3 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale des actionnaires du 15 mai 2014 a voté une distribution de dividendes au titre de l'exercice 2013 de 1,25 euro par action.

Conformément à la modification statutaire proposée à l'Assemblée générale des actionnaires du 24 mai 2011, 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 2013, le solde du dividende distribué au titre de l'exercice 2013 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 6 juin 2014 pour un montant de 1 268 millions d'euros.

Le 10 décembre 2014, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la distribution d'un acompte sur dividendes de 0,57 euro par action au titre de l'exercice 2014, mis en paiement en numéraire le 17 décembre 2014 pour un montant de 1 059 millions d'euros.

27.4 Émission de titres subordonnés à durée indéterminée

Le Groupe a émis en janvier 2014 des titres subordonnés à durée indéterminée pour une valeur de 3 970 millions d'euros (nette des coûts de transaction). Les détails de cette émission sont présentés en note 3.5.

Au 31 décembre 2014, 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 2014, une rémunération de 388 millions d'euros a été versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée émis en janvier 2013 et janvier 2014 (103 millions d'euros en 2013).

27.5 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires)

27.5.1 Détails des participations ne donnant pas le contrôle

	31/12/2014			31/12/2013	
	% de participation	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle
<i>(en millions d'euros)</i>					
Principales participations ne donnant pas le contrôle					
EDF Energy Nuclear Generation Ltd	20,0 %	2 998	155	2 783	220
EDF Luminus	36,5 %	539	(96)	648	(23)
EDF Investissements Groupe	4,5 %	515	19	527	17
Autres participations ne donnant pas le contrôle		1 367	(6)	1 040	27
TOTAL		5 419	72	4 998	241

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20****Comptes consolidés**

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.

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 (incluant au 31 décembre 2014 l'effet de la prise de participation de F2i dans Edens – voir note 3.2.2).

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)	31/12/2014	31/12/2013
Actifs non courants	23 810	22 316
Actifs courants	3 549	3 427
Total actif	27 359	25 743
Capitaux propres	14 999	13 914
Passifs non courants	11 141	10 556
Passifs courants	1 219	1 273
Total des capitaux propres et du passif	27 359	25 743
Chiffre d'affaires	3 864	3 794
Résultat net	776	1 103
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	1 060	(398)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	1 335	1 361
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(622)	(505)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	(809)	(1 099)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	528	792
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(96)	(243)
Incidence des variations de change	34	(21)
Autres incidences	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	466	528
Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	(153)	(230)

↗ 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	31/12/2014			31/12/2013		
		Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire		1 632	19 455	21 087	1 447	19 100	20 547
Provisions pour déconstruction et derniers coûts		290	22 943	23 233	265	21 327	21 592
Provisions liées à la production nucléaire	29	1 922	42 398	44 320	1 712	40 427	42 139
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	30	37	1 297	1 334	51	1 182	1 233
Provisions pour avantages du personnel	31	1 058	23 060	24 118	950	18 381	19 331
Autres provisions	32	2 237	1 841	4 078	2 121	1 480	3 601
TOTAL PROVISIONS		5 254	68 596	73 850	4 834	61 470	66 304

➤ 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)	31/12/2013	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversions	Autres mouvements	31/12/2014
Provisions pour gestion du combustible usé	11 954	498	(997)	572	147	56	12 230
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	8 593	34	(240)	396	75	(1)	8 857
Provisions pour aval du cycle nucléaire	20 547	532	(1 237)	968	222	55	21 087
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	18 094	423	(186)	859	350	(43)	19 497
Provisions pour derniers cœurs	3 498	–	–	177	85	(24)	3 736
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	21 592	423	(186)	1 036	435	(67)	23 233
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	42 139	955	(1 423)	2 004	657	(12)	44 320

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	10 105	2 125	–	12 230
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 676	1 178	3	8 857
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE AU 31/12/2014	17 781	3 303	3	21 087
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31/12/2013	17 321	3 224	2	20 547
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	13 866	5 436	195	19 497
Provisions pour derniers cœurs	2 413	1 323	–	3 736
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2014	16 279	6 759	195	23 233
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31/12/2013	15 337	6 067	188	21 592

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 47).

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.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20****Comptes consolidés**

Les variations des provisions pour aval du cycle, déconstruction et derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2013	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2014
Provisions pour gestion du combustible usé	29.1.1	9 779	457	(648)	462	55	10 105
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	29.1.2	7 542	29	(240)	346	(1)	7 676
Provisions pour aval du cycle nucléaire		17 321	486	(888)	808	54	17 781
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	29.1.3	13 024	423	(164)	625	(42)	13 866
Provisions pour derniers cœurs	29.1.4	2 313	—	—	111	(11)	2 413
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		15 337	423	(164)	736	(53)	16 279
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE		32 658	909	(1 052)	1 544	1	34 060

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 1 000 tonnes par an – sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX.

En conséquence, les provisions pour gestion du combustible usé comprennent 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 conclus avec AREVA suite à l'accord-cadre de décembre 2008.

La provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Déchets TFA et FMA	997	967
Déchets FAVL	521	499
Déchets HA-MAVL	6 158	6 076
PROVISIONS POUR GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS	7 676	7 542

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.

29.1.2 Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Cette rubrique concerne 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 fermeture, 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.

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 stockage 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 subsurface.

Une première recherche de sites lancée par l'ANDRA en 2008 n'ayant pas abouti, l'ANDRA a repris la recherche en 2013 et doit en présenter le résultat aux pouvoirs publics avant la fin de l'année 2015. D'autres scénarios de gestion alternative des déchets sont également à l'étude, intégrant des solutions de tri et de traitement du graphite.

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.

Depuis 2005, le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles sont 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 a 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 CIGEO), l'ANDRA a 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 a 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 a établi un dossier provisoire de chiffrage, envoyé à EDF le 18 juillet 2014. Conformément à la loi de 2006, un processus de consultation a 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 devrait porter 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 disposent ainsi d'un délai de deux mois pour communiquer leurs observations, qui seront intégrées dans le dossier qui sera 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'ASN, le nouveau coût de référence du stockage des déchets HA-MAVL.

Compte tenu des incertitudes sur le niveau des coûts qui sera retenu et sur l'impact correspondant en termes de provision, la provision comptabilisée à fin décembre 2014 par EDF reste basée sur le coût de référence issu du groupe de travail de 2005.

Les échanges en cours entre la DGEC, l'ANDRA et les producteurs portent sur le coût aux conditions économiques 2011 d'un stockage basé sur un inventaire à terminaison des déchets de tous les producteurs.

L'évaluation de la provision est sensible au coût brut du stockage mais également à des hypothèses structurantes comme le calendrier des décaissements, la répartition des coûts entre les différents producteurs (EDF, AREVA, CEA) et la prise en compte des opportunités, risques, aléas et incertitudes du projet. En conservant ces hypothèses identiques à celles retenues dans la provision actuelle, un relèvement du devis brut d'un pas de un milliard d'euros aux conditions économiques de 2011 aurait un impact estimé à environ 200 millions d'euros en valeur actualisée sur la provision à fin décembre 2014.

Si l'évaluation arrêtée par la Ministre devait s'écarter des estimations d'EDF, le Groupe en traduirait les effets dans ses comptes.

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...),
- 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 une déconstruction immédiate après l'arrêt sans période d'attente de décroissance radioactive, conformément à la réglementation, qui impose un délai aussi court que possible entre l'arrêt définitif de l'installation et son démantèlement. Si les opérations de niveau 1 doivent être effectuées en premier, certaines opérations de niveau 2 et 3 peuvent être effectuées en parallèle.

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 stockage des déchets, qui relèvent de la provision pour gestion à long terme des déchets.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20****Comptes consolidés**

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2013	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2014
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	10 907	35	-	522	(42)	11 422
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	2 117	388	(164)	103	-	2 444
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	13 024	423	(164)	625	(42)	13 866

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filière 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 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 prévisionnel équivalent à 309₂₀₁₃ euros par kilowatt installé.

En 2014, l'étude Dampierre a fait l'objet d'un examen 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'a pas d'impact significatif sur le niveau des provisions au 31 décembre 2014.

Pour les centrales nucléaires arrêtées définitivement

Contrairement au parc REP en exploitation, les réacteurs de première génération à l'arrêt sont de technologies différentes : Uranium Naturel - Graphite - Gaz (UNGG) à Bugey, Saint-Laurent et Chinon, eau lourde à Brennilis, REP à Chooz A, et neutrons rapides à Creys-Malville. En conséquence, l'estimation des charges de déconstruction est réalisée site par site.

Le choix effectué par EDF est de déconstruire intégralement les centrales de première génération à l'horizon 2040, en cohérence avec la mise à disposition d'exutoires pour les déchets issus de la déconstruction, à savoir :

- pour les déchets MAVL, dans l'installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés (ICEDA) dont la mise en service est prévue pour 2017, dans l'attente de l'exutoire en stockage profond ;
- pour les déchets FAVL, dans l'exutoire pour les déchets graphite dont la mise en service est prévue à l'horizon 2025.

L'évaluation de la provision est également conditionnée par l'obtention du décret de démantèlement complet de Brennilis fin 2018.

Les coûts de déconstruction sont évalués à partir de devis qui font en principe l'objet d'une révision complète tous les trois ans. Les devis établis en 2008 ont été ainsi revus en 2012 pour prendre en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires, et les dernières données chiffrées disponibles.

Une révision complète des devis est prévue en 2015. Toutefois, les premiers travaux effectués dans ce cadre conduisent à réestimer la provision de 388 millions d'euros à fin décembre 2014 pour tenir compte des retards dans l'avancement physique des chantiers et des réévaluations des coûts sur certains contrats. Cette variation s'est traduite au niveau du compte de résultat par une charge enregistrée en « Autres produits et charges d'exploitation ».

29.1.4 Provisions pour derniers cœurs

Ces provisions couvrent 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 dix ans du rendement de l'OAT 2055, dont la durée est proche de celles des engagements, à laquelle est ajouté le **spread** des obligations d'entreprises de notation A à AA, dont EDF fait partie.

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

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 4,6 % au 31 décembre 2014, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,7 % (respectivement 4,8 % et 1,9 % au 31 décembre 2013).

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 par ailleurs respecter le double plafond réglementaire instauré par le décret du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007. Il doit être inférieur :

- à un plafond réglementaire « égal à la moyenne arithmétique sur les 48 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 ans s'établit à 4,31 % au 31 décembre 2014.

Les travaux en cours depuis 2013 entre les exploitants nucléaires et l'administration française autour du dispositif réglementaire relatif au taux d'actualisation des provisions ont abouti, et leur traduction réglementaire devrait intervenir au cours du premier trimestre 2015. Avec le nouveau dispositif envisagé, le plafond de taux d'actualisation se serait établi au 31 décembre 2014 à environ à 4,8 %.

En attendant que le nouveau dispositif soit applicable, le Ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, le Ministre des Finances et des Comptes publics, et le Ministre de l'Économie, du Redressement Productif et du Numérique ont accordé au groupe EDF un délai supplémentaire jusqu'au 31 mars 2015 pour appliquer le taux d'actualisation conforme au dispositif alors en vigueur.

En conséquence, le taux d'actualisation retenu au 31 décembre 2014 est le taux ressortant de la méthode usuelle de l'entreprise, soit 4,6 %.

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.

	31/12/2014		31/12/2013	
	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
<i>(en millions d'euros)</i>				
Gestion du combustible utilisé	16 463	10 105	15 868	9 779
Gestion à long terme des déchets radioactifs	26 159	7 676	25 578	7 542
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	42 622	17 781	41 446	17 321
Déconstruction des centrales nucléaires	22 608	13 866	22 448	13 024
Derniers cœurs	4 050	2 413	3 979	2 313
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	26 658	16 279	26 427	15 337

Cette approche peut être complétée par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.

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 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 %	- 0,30 %	+ 0,20 %	- 0,20 %	- 0,30 %
Aval du cycle nucléaire :							
– gestion du combustible utilisé	10 105	(171)	180	274	141	(149)	(227)
– gestion à long terme des déchets radioactifs	7 676	(381)	425	657	327	(368)	(568)
Déconstruction et derniers cœurs :							
– déconstruction des centrales nucléaires	13 866	(431)	449	681	52	(54)	(82)
– derniers cœurs	2 413	(64)	68	103	–	–	–
TOTAL	34 060	(1 047)	1 122	1 715	520	(571)	(877)

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

20

Comptes consolidés

Pour l'exercice 2013 :

(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	9 779	(167)	177	139	(147)
- gestion à long terme des déchets radioactifs	7 542	(374)	417	320	(359)
Déconstruction et derniers cœurs :					
- déconstruction des centrales nucléaires	13 024	(456)	476	45	(47)
- derniers cœurs	2 313	(66)	69	-	-
TOTAL	32 658	(1 063)	1 139	504	(553)

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 10 062 millions d'euros au 31 décembre 2014 ;

- 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 8 617 millions d'euros au 31 décembre 2014 (7 958 millions d'euros au 31 décembre 2013).

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2013	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2004
Provisions pour gestion du combustible usé	2 175	41	(349)	110	147	1	2 125
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	1 049	4	-	50	75	-	1 178
Provisions pour aval du cycle nucléaire	3 224	45	(349)	160	222	1	3 303
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	4 882	-	(22)	226	350	-	5 436
Provisions pour derniers cœurs	1 185	-	-	66	85	(13)	1 323
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	6 067	-	(22)	292	435	(13)	6 759
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	9 291	45	(371)	452	657	(12)	10 062

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 (les « Accords de restructuration ») dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre à partir de 2005 sous l'égide du gouvernement britannique dans le but de stabiliser la situation

financière de British Energy. Le 1^{er} juillet 2011, British Energy Generation Limited s'est renommée EDF Energy Nuclear Generation Limited et s'est substitué à British Energy comme bénéficiaire de ces accords et avenants.

Les termes des Accords de restructuration stipulent que

- le NLF a accepté de financer, dans la limite de ses actifs : (i) des passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé de la centrale Sizewell B) ; et (ii) les coûts éligibles de déconstruction relatifs aux centrales nucléaires existantes du groupe EDF Energy ;

- le Secrétariat d'État a accepté de financer : (i) les passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé de la centrale Sizewell B) et les coûts éligibles de déconstruction des centrales existantes de EDF Energy, dans la mesure où ils excèdent les actifs du NLF ; et (ii) dans la limite d'un plafond de 2 185 millions de livres sterling (valeur monétaire de décembre 2002, ajustée en conséquence), les passifs historiques connus éligibles pour le combustible usé du groupe EDF Energy (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé des centrales autres que Sizewell B et chargé en réacteur avant le 15 janvier 2005) ;
- EDF Energy est responsable du financement de certains passifs exclus ou non éligibles (ceux définis en tant que passifs d'EDF Energy), et d'autres passifs complémentaires qui pourraient être générés en cas d'échec par EDF Energy à atteindre les standards minimaux de performance conformément à la loi en vigueur. Les obligations d'EDF Energy à l'égard du NLF et du Secrétariat d'État sont garanties par les actifs des filiales d'EDF Energy.

EDF Energy s'est également engagé à verser :

- des contributions annuelles pour déconstruction pour une période limitée à la durée de vie des centrales à la date des Accords de restructuration ; la provision correspondante s'élève à 168 millions d'euros au 31 décembre 2014 ;
- 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé dans le réacteur de Sizewell B après la date de signature des Accords de restructuration.

Par ailleurs, EDF Energy a conclu un accord séparé avec la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA) portant sur la gestion du combustible usé AGR et du déchet radioactif associé provenant après le 15 janvier 2005

de l'exploitation des centrales autres que Sizewell B, et n'encourt aucune responsabilité au titre du combustible et du déchet après son transfert sur le site de retraitement de Sellafield. Les coûts correspondants, soit 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé – plus une remise ou coût supplémentaire en fonction du prix de marché de l'électricité et de l'électricité produite dans l'année – sont comptabilisés en stocks (voir note 13.17.1).

Dans le cadre de ses procédures, EDF Energy a finalisé en 2013 les travaux de mise à jour des estimations de ses passifs nucléaires. Les conclusions de ces travaux ont conduit à une révision du montant des provisions enregistrées au passif pour 1 173 millions d'euros, avec cependant en contrepartie une révision à due concurrence de la créance à recevoir du NLF (ou du gouvernement britannique au cas où le NLF ne pourrait pas faire face à ses obligations), sans impact sur le compte de résultat du Groupe.

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.

	31/12/2014		31/12/2013	
	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	3 192	2 125	3 228	2 175
Gestion à long terme des déchets radioactifs	7 741	1 178	7 132	1 049
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	10 933	3 303	10 360	3 224

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.

	31/12/2014		31/12/2013	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
(en millions d'euros)				
DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES	16 088	5 268	14 823	4 712

Le tableau ci-dessus porte sur les obligations de déconstruction hors montant actualisé des contributions à verser au NLF pour la déconstruction (soit 168 millions d'euros au 31 décembre 2014 – voir note 29.2.1).

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20**

Comptes consolidés

**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 plus longue disponible. Le taux d'inflation implicite 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 (RPU).

Le taux d'actualisation réel ainsi déterminé et retenu par EDF Energy au 31 décembre 2014 pour le calcul des passifs nucléaires est de 3,0 % (inchangé par rapport au 31 décembre 2013).

**➤ 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 31/12/2014	589	88	521	136	1 334
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires au 31/12/2013	572	66	489	106	1 233

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 2014 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)	31/12/2014	31/12/2013
Provision pour avantages du personnel – part courante	1 058	950
Provision pour avantages du personnel – part non courante	23 060	18 381
PROVISION POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	24 118	19 331

31.1.1 Décomposition de la variation de la provision

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
Solde au 31/12/2013	34 190	(14 859)	19 331
Chargé net de l'exercice 2014	2 233	(594)	1 639
Écarts actuariels	7 088	(2 477)	4 611
Cotisations versées aux fonds	–	(667)	(667)
Cotisations salariales	4	(4)	–
Prestations versées	(1 525)	585	(940)
Écarts de conversion	504	(482)	22
Mouvements de périmètre	125	–	125
Autres variations	(3)	–	(3)
SOLDES AU 31/12/2014	42 616	(18 498)	24 118

EDF | Document de référence 2014 | 389

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

31.1.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

(en millions d'euros)	2014	2013
Coût des services rendus	(792)	(948)
Coût des services passés	75	477
Écarts actuariels – avantages à long terme	(243)	(112)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(960)	(583)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(1 273)	(1 243)
Produit sur les actifs de couverture	594	560
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(679)	(683)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 639)	(1 266)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(7 088)	(2)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	2 477	78
Écarts actuariels	(4 611)	76
Écarts de conversion	(22)	11
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	(4 633)	87

En 2013, le coût des services passés intègre un produit de 472 millions d'euros relatif à l'effet favorable de la réforme des régimes de retraites en France (voir note 4.6).

31.1.3 Segmentation géographique de la provision

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Total
Engagements au 31/12/2013	27 069	6 703	52	163	203	34 190
Charge nette de l'exercice 2014	1 678	549	5	(22)	23	2 233
Écarts actuariels	6 304	716	3	13	52	7 088
Cotisations salariales	–	4	–	–	–	4
Prestations versées	(1 259)	(223)	(3)	(23)	(17)	(1 525)
Écarts de conversion	–	504	–	–	–	504
Mouvements de périmètre	–	–	–	–	125	125
Autres variations	–	–	(4)	(1)	2	(3)
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

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Total
Engagements au 31/12/2013	27 069	6 703	52	163	203	34 190
Juste valeur des actifs de couverture	(8 458)	(6 313)	–	(58)	(30)	(14 859)
PROVISION AU 31/12/2013 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL	18 611	390	52	105	173	19 331

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20**

Comptes consolidés

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
Solides au 31/12/2013	27 069	(8 458)	18 611
Charge nette de l'exercice 2014	1 678	(296)	1 382
Écarts actuariels	6 304	(1 671)	4 633
Cotisations versées aux fonds	—	(352)	(352)
Prestations versées	(1 259)	356	(903)
SOLDES AU 31/12/2014	33 792	(10 421)	23 371

31.2.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

(en millions d'euros)	2014	2013
Coût des services rendus	(546)	(732)
Coût des services passés	55	472
Écarts actuariels – avantages à long terme	(244)	(105)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(735)	(365)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(943)	(959)
Produit sur les actifs de couverture	296	295
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(647)	(664)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 382)	(1 029)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(6 304)	358
Écarts actuariels sur actifs de couverture	1 671	(121)
Écarts actuariels	(4 633)	237
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	(4 633)	237

En 2013, le coût des services passés intègre un produit de 472 millions d'euros relatif à l'effet favorable de la réforme des régimes de retraites en France (voir note 4.6).

Les écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi s'analysent comme suit.

(en millions d'euros)	2014	2013
Variation liée aux écarts d'expérience	244	(401)
Variation liée aux écarts d'hypothèses démographiques	—	(38)
Variation liée aux écarts d'hypothèses financières ⁽¹⁾	(6 792)	692
ÉCARTS ACTUARIELS SUR ENGAGEMENTS	(6 548)	253
dont :		
Écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi	(6 304)	358
Écarts actuariels sur avantages à long terme	(244)	(105)

(1) Les hypothèses financières correspondent notamment au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

Les écarts actuariels sur engagements générés sur l'exercice 2014 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).

En 2013, les écarts actuariels sur engagements s'élèvent à 253 millions d'euros et sont principalement liés à l'effet favorable des révisions d'hypothèses financières (notamment à la baisse des hypothèses de taux d'inflation et de taux d'augmentation des salaires).

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

31.2.3 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

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

Au 31 décembre 2013 :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2013	25 756	(8 458)	17 298
dont :			
Retraites	19 414	(7 810)	11 604
Avantage en nature énergie	4 551	–	4 551
Indemnités de fin de carrière	853	(635)	218
Autres	938	(13)	925
Provisions pour avantages à long terme au 31/12/2013	1 313	–	1 313
dont :			
Rentes ATMP et invalidité	1 125	–	1 125
Médailles du travail	155	–	155
Autres	33	–	33
PROVISION POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2013	27 069	(8 458)	18 611

31.2.4 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Participants en activité	20 452	16 530
Retraités	13 340	10 539
TOTAL ENGAGEMENTS	33 792	27 069

31.2.5 Actifs de couverture

Pour le secteur France, les actifs de couverture s'élèvent à 10 421 millions d'euros au 31 décembre 2014 (8 458 millions d'euros au 31 décembre 2013) 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.

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.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20****Comptes consolidés**

Les actifs de couverture se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
ACTIFS DE COUVERTURE	10 421	8 458
<i>Actifs pour régime spécial de retraite</i>	<i>9 683</i>	<i>7 810</i>
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	29 %	31 %
Instruments de créances cotés (obligations)	71 %	69 %
<i>Actifs pour indemnités de fin de carrière</i>	<i>724</i>	<i>635</i>
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	31 %	32 %
Instruments de créances cotés (obligations)	69 %	68 %
<i>Autres actifs de couverture</i>	<i>14</i>	<i>13</i>

Au 31 décembre 2014, 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 2013.

Au 31 décembre 2014, 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 2013.

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
À moins d'un an	1 433	1 419
De un à cinq ans	6 130	5 720
De cinq à dix ans	6 586	5 542
À plus de dix ans	42 740	21 111
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	56 889	33 792

Au 31 décembre 2014, la durée moyenne des engagements pour avantages du personnel en France s'établit à 18,1 ans.

31.2.7 Hypothèses actuarielles

(en %)	31/12/2014	31/12/2013
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs	2,20 %	3,50 %
Taux d'inflation	1,70 %	1,90 %
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 revoir le taux d'actualisation à 2,20 % au 31 décembre 2014.

À compter du 1^{er} janvier 2014, 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 2014 correspond à un taux moyen de 1,70 %.

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

31.2.8 Analyses de sensibilité

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes

(en %)	31/12/2014
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	- 4,4 % / + 4,8 %
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	+ 4,8 % / - 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 de la provision

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
Soldes au 31/12/2013	6 703	(6 313)	390
Charge nette de l'exercice 2014	549	(294)	255
Écarts actuariels	716	(808)	(92)
Cotisations versées aux fonds	—	(313)	(313)
Cotisations salariales	4	(4)	—
Prestations versées	(223)	223	—
Écarts de conversion	504	(481)	23
SOLDES AU 31/12/2014	8 253	(7 990)	263

31.3.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

(en millions d'euros)	2014	2013
Coût des services rendus	(227)	(196)
Coût des services passés	(6)	(2)
Écarts actuariels – avantages à long terme	—	—
Charges nettes en résultat d'exploitation	(233)	(198)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(316)	(269)
Produit sur les actifs de couverture	294	261
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(22)	(8)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(255)	(206)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(716)	(371)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	808	198
Écarts actuariels	92	(173)
Écarts de conversion	(23)	10
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	69	(163)

31.3.3 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Participants en activité	5 013	3 980
Retraités	3 240	2 723
TOTAL ENGAGEMENTS	8 253	6 703

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

20

Comptes consolidés

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 7 990 millions d'euros au 31 décembre 2014 (6 313 millions d'euros au 31 décembre 2013).

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 au minimum 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)	31/12/2014	31/12/2013
Actifs pour plan de retraite BEGG	6 560	5 177
Actifs pour plan de retraite EEGSG	892	732
Actifs pour plan de retraite EEPS	538	404
ACTIFS DE COUVERTURE	7 990	6 313
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	35 %	36 %
Instruments de créances cotés (obligations)	47 %	48 %
Biens immobiliers	6 %	7 %
Trésorerie et équivalent de trésorerie	1 %	2 %
Autres	11 %	7 %

Au 31 décembre 2014, 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 2013.

Au 31 décembre 2014, les obligations détenues au sein des actifs de couvertures se répartissent de la manière suivante :

- environ 65 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 35 % du total en obligations notées A, BBB et autres

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 60 % du total d'obligations souveraines émises par des États de la zone euro, par le Royaume-Uni et par les États-Unis. Le solde est principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

Cette répartition est stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2013.

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	270	270
De un à cinq ans	1 356	1 224
De cinq à dix ans	2 393	1 832
À plus de dix ans	12 818	4 927
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	16 837	8 253

Par ailleurs, la contribution aux plans est estimée à environ 300 millions d'euros pour l'exercice 2015.

La durée moyenne pondérée des plans du Royaume-Uni est de 19,9 ans au 31 décembre 2014.

31.3.6 Hypothèses actuarielles

(en %)	31/12/2014	31/12/2013
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs	3,60 %	4,50 %
Taux d'inflation	3,10 %	3,50 %
Taux d'augmentation des salaires	3,10 %	3,50 %

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.

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

31.3.7 Analyses de sensibilité

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

(en %)	31/12/2014
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	- 4,6 % / + 4,9 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	+ 1,2 % / - 1,1 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	+ 4,6 % / - 4,5 %

➤ Note 32 Autres provisions

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

	31/12/2013 Augmentations		Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2014
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
(en millions d'euros)							
Provisions pour risques liés aux participations	414	117	(172)	-	2	(1)	360
Provisions pour risques fiscaux	506	72	(9)	-	14	1	584
Provisions pour litiges	518	121	(12)	(11)	12	(95)	533
Provisions pour contrats onéreux	144	9	(49)	-	55	-	159
Provisions liées aux dispositifs environnementaux ⁽¹⁾	873	918	(884)	(6)	16	35	952
Autres provisions	1 146	551	(362)	(65)	125	95	1 490
TOTAL	3 601	1 788	(1 488)	(82)	224	35	4 078

(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)	31/12/2014	31/12/2013
Contre-valeur des biens	44 183	43 050
Financement concessionnaire non amorti	(21 599)	(21 013)
Droits sur biens existants – valeurs nettes	22 584	22 037
Amortissement du financement du concédant	11 586	11 006
Provisions pour renouvellement	10 176	10 411
Droits sur biens à renouveler	21 762	21 417
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	44 346	43 454

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20**

Comptes consolidés

➤ Note 34 Fournisseurs et comptes rattachés

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	11 151	10 331
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	3 713	3 826
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	14 864	14 157

➤ Note 35 Autres créditeurs

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Avances et acomptes reçus	7 283	6 986
Fournisseurs d'immobilisations	3 647	3 234
Dettes fiscales	5 910	5 356
Dettes sociales	3 671	3 345
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 762	3 751
Autres produits constatés d'avance	763	1 016
Autres dettes	3 069	2 469
AUTRES CRÉDITEURS	28 105	26 157
dont part non courante	4 956	5 001
dont part courante	23 149	21 156

35.1 Avances et acomptes reçus

Au 31 décembre 2014, les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients mensualisés particuliers et professionnels d'EDF pour 6 340 millions d'euros (6 129 millions d'euros au 31 décembre 2013). L'augmentation observée sur l'année s'explique principalement par un nombre croissant de clients ayant opté pour la mensualisation de leur facture.

35.2 Dettes fiscales

Au 31 décembre 2014, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 1 122 millions d'euros au titre de la CSPE d'EDF à collecter sur l'énergie livrée non facturée (984 millions d'euros au 31 décembre 2013).

35.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme

Au 31 décembre 2014, 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 1 989 millions d'euros (2 112 millions au 31 décembre 2013).

Les produits constatés d'avance sur contrats longs terme intègrent également l'avance versée en 2010 au groupe EDF dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium. Les clauses de l'accord signé le 24 octobre 2014 (voir note 3.6) par les deux parties ne prévoient pas de versement complémentaire ou de remboursement relatif à cette avance.

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)	31/12/2014			31/12/2013		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	4 194	–	4 194	3 030	–	3 030
Actifs financiers disponibles à la vente	13 474	15 953	29 427	13 008	14 926	27 934
Juste valeur positive des dérivés de couverture	1 519	3 349	4 868	634	1 045	1 679
Prêts et créances financières	1 565	14 183	15 748	1 175	13 640	14 815
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS ⁽¹⁾	20 752	33 485	54 237	17 847	29 611	47 458

(1) Dont dépréciation pour (373) millions d'euros au 31 décembre 2014 ((290) millions d'euros au 31 décembre 2013)

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)	31/12/2014	31/12/2013
Juste valeur positive des dérivés de transaction	4 194	3 023
Juste valeur des actifs financiers détenus à des fins de transaction	–	7
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR AVEC VARIATION DE JUSTE VALEUR EN RÉSULTAT	4 194	3 030

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)	31/12/2014			31/12/2013		
	Actions ⁽¹⁾	Titres de dettes	Total	Actions ⁽¹⁾	Titres de dettes	Total
Actifs dédiés d'EDF	8 301	7 064	15 365	8 170	5 941	14 111
Actifs liquides	1 774	11 216	12 990	3 182	9 384	12 566
Autres titres	987	85	1 072	1 024	233	1 257
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE	11 062	18 365	29 427	12 376	15 558	27 934

(1) Actions ou OPCVM.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20****Comptes consolidés**

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)	2014		2013	
	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	1 439	976	1 197	579
Actifs liquides	223	68	30	31
Autres titres	(83)	-	(227)	(266)
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE⁽³⁾	1 579	1 044	1 000	344

(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 2014 et 2013 concernent principalement EDF.

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2014.

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 1 595 millions d'euros au 31 décembre 2014 (2 809 millions d'euros au 31 décembre 2013).

36.2.2.3 Autres titres

Au 31 décembre 2014, les autres titres se composent notamment chez EDF de titres AREVA pour 78 millions d'euros.

36.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont comptabilisés au coût amorti.

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	8 617	7 958
Prêts et créances financières – CSPE	5 144	5 051
Autres prêts et créances financières	1 987	1 806
PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES	15 748	14 815

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 8 617 millions d'euros au 31 décembre 2014 (7 958 millions d'euros au 31 décembre 2013), 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, en vertu de l'accord du 14 janvier 2013 avec les pouvoirs publics ;
- le prêt d'EDF à RTE pour un montant de 670 millions d'euros au 31 décembre 2014 (inchangé par rapport au 31 décembre 2013).

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

36.4 Variation des actifs financiers hors dérivés

La variation des actifs financiers s'analyse comme suit :

36.4.1 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

36.4.2 Au 31 décembre 2013

(en millions d'euros)	31/12/2012	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2013
Actifs financiers disponibles à la vente	26 618	190	1 037	–	(4)	(43)	136	27 934
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	–	1	–	–	–	–	(1)	–
Prêts et créances financières	13 962	(859)	–	404	316	(134)	1 126	14 815

Les autres mouvements relatifs aux prêts et créances financières incluent à hauteur de 1 173 millions d'euros l'effet sur la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique des travaux de mise à jour des estimations de ses passifs nucléaires réalisés par EDF Energy en 2013 (voir note 29.2).

↗ 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)	31/12/2014	31/12/2013
Disponibilités	3 037	2 593
Équivalents de trésorerie ⁽¹⁾	1 649	2 473
Comptes courants financiers	15	30
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	4 701	5 096

(1) Dont part à la juste valeur pour 1 635 millions d'euros au 31 décembre 2014 (2 458 millions d'euros au 31 décembre 2013).

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR**

Comptes consolidés

20**➤ 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)	31/12/2014			31/12/2013		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	46 537	9 115	55 652	40 613	11 024	51 637
Juste valeur négative des dérivés de transaction	–	2 855	2 855	–	2 583	2 583
Juste valeur négative des dérivés de couverture	737	2 214	2 951	800	1 040	1 840
PASSIFS FINANCIERS	47 274	14 184	61 458	41 413	14 647	56 060

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 31/12/2013	40 725	3 899	5 339	428	1 246	51 637
Augmentations	4 983	343	1 671	–	68	7 065
Diminutions	(5 720)	(476)	(1 374)	(68)	(41)	(7 679)
Écarts de conversion	762	113	108	–	1	984
Mouvements de périmètre	–	(127)	323	117	(9)	304
Variations de juste valeur	2 845	–	472	3	–	3 320
Autres mouvements	(11)	16	22	11	(17)	21
SOLDES AU 31/12/2014	43 584	3 768	6 561	491	1 248	55 652

Les emprunts et dettes financières des principales entités du Groupe sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
EDF et autres filiales liées ⁽¹⁾	43 358	37 732
EDF Energy ⁽²⁾	4 898	6 665
EDF Énergies Nouvelles	4 060	3 311
Edison ⁽³⁾	2 349	2 833
Autres entités	987	1 096
TOTAL EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	55 652	51 637

(1) ERDF, PEL, EDF International, C3 et EDF Investissements Groupe

(2) Y compris les holdings

(3) Edison hors TdE SpA

Au 31 décembre 2014, aucune de ces entités n'a fait l'objet d'un cas de défaut au titre de l'un de ses emprunts.

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

Au 31 décembre 2014, 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	01/2009	01/2015	2 000	EUR	5,13 %
Euro MTN	EDF	10/2001	10/2016	1 100	EUR	5,50 %
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	01/2010	01/2020	1 400	USD	4,60 %
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 %
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 %
Euro MTN	EDF	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,13 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2017	1 000	USD	1,15 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2019	1 250	USD	2,15 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2044	1 000	USD	4,88 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

(1) Date de réception des fonds

EDF a lancé le 13 janvier 2014 une émission obligataire « senior » en plusieurs tranches en dollars américains :

- 750 millions de dollars d'une maturité de 3 ans à taux flottant ,
- 1 000 millions de dollars d'une maturité de 3 ans avec un coupon de 1,15 % ,
- 1 250 millions de dollars d'une maturité de 5 ans avec un coupon de 2,15 % ,
- 1 000 millions de dollars d'une maturité de 30 ans avec un coupon de 4,875 % ,
- 700 millions de dollars d'une maturité de 100 ans avec un coupon de 6 % .

EDF a également lancé le 17 janvier 2014 une émission obligataire d'un montant de 1 350 millions de livres sterling d'une maturité de 100 ans, avec un coupon de 6 % .

Ces émissions ont permis au Groupe d'anticiper les remboursements d'obligations venant à échéance en 2014 en profitant de bonnes conditions de marché, et de poursuivre sa politique de financement visant à allonger la maturité moyenne de sa dette pour la rapprocher de la durée de vie de ses actifs industriels de long terme.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20**

Comptes consolidés

38.2.2 Échéancier des emprunts et dettes financières

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

Au 31 décembre 2013 :

(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	5 732	1 231	2 878	39	1 144	11 024
Entre un et cinq ans	6 024	1 251	1 910	137	13	9 335
À plus de cinq ans	28 969	1 417	551	252	89	31 278
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2013	40 725	3 899	5 339	428	1 246	51 637

38.2.3 Ventilation des emprunts et dettes financières par devise

(en millions d'euros)	31/12/2014			31/12/2013		
	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 euros (EUR)	30 110	7 647	37 757	31 629	(472)	31 157
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	12 948	(10 073)	2 875	10 192	(4 786)	5 406
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	11 095	1 939	13 034	7 945	5 116	13 061
Emprunts libellés dans d'autres devises	1 499	487	1 986	1 871	142	2 013
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	55 652	-	55 652	51 637	-	51 637

(1) Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.

38.2.4 Ventilation des emprunts et dettes financières par taux

(en millions d'euros)	31/12/2014			31/12/2013		
	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	48 795	(15 377)	33 418	46 966	(7 549)	39 417
Emprunts à taux variable	6 857	15 377	22 234	4 671	7 549	12 220
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	55 652	-	55 652	51 637	-	51 637

La répartition des emprunts par nature de taux intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture selon la norme IAS 39.

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

38.2.5 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 10 756 millions d'euros au 31 décembre 2014 (10 353 millions d'euros au 31 décembre 2013).

	Total	31/12/2014			31/12/2013
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
(en millions d'euros)					
LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES	10 756	498	10 258	—	10 353

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 2014 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	31/12/2014	31/12/2013
Emprunts et dettes financières	38.2.1	55 652	51 637
Dérivés de couvertures des dettes		(3 083)	128
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	(4 701)	(5 096)
Actifs financiers disponibles à la vente – Actifs liquides	36.2.2	(12 990)	(12 566)
Prêt à RTE	36.3	(670)	(670)
ENDETTEMENT FINANCIER NET		34 208	33 433

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

20

Comptes consolidés

➤ 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 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	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.

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.

39.1.2 Au 31 décembre 2013

(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⁾	3 030	3 030	26	2 832	172
Actifs financiers disponibles à la vente	27 934	27 934	1 680	25 289	965
Juste valeur positive des dérivés de couverture	1 679	1 679	-	1 679	-
Équivalents de trésorerie – part à la juste valeur	2 458	2 458	-	2 458	-
Instruments financiers actifs à la juste valeur au bilan	35 101	35 101	1 706	32 258	1 137
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	7 958	7 958	-	7 958	-
Prêts et créances financières – CSPE	5 051	5 051	-	5 051	-
Autres prêts et créances financières	1 806	1 918	-	1 918	-
Instruments financiers actifs évalués au coût amorti	14 815	14 927	-	14 927	-
Juste valeur négative des dérivés de couverture	1 840	1 840	6	1 834	-
Juste valeur négative des dérivés de transaction	2 583	2 583	21	2 402	160
Instruments financiers passifs à la juste valeur au bilan	4 423	4 423	27	4 236	160
Emprunts et dettes financières	51 637	56 469	-	56 469	-
Instruments financiers passifs évalués au coût amorti	51 637	56 469	-	56 469	-

(1) Dont juste valeur positive des dérivés de transaction pour 3 023 millions d'euros.

39.2 Compensation d'actifs et de passifs financiers

39.2.1 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 comptabilisé 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)

39.2.2 Au 31 décembre 2013

(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 comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés – actif	4 702	1 121	6 468	(2 887)	3 581	(998)	(332)	2 251
Juste valeur des dérivés – passif	(4 423)	(1 213)	(6 097)	2 887	(3 210)	998	36	(2 176)

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 9 (« Examen de la situation financière et du résultat »), section 9.5 (« Gestion et contrôle des risques marchés ») 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 est exposé aux fluctuations des prix de marché des énergies qui peuvent impacter significativement ses états financiers.

Une description plus détaillée de ces risques est présentée au chapitre 9 (« Examen de la situation financière et du résultat »), section 9.5.2 (« Gestion et contrôle des risques marchés énergies ») du document de référence.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20****Comptes consolidés**

■ 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 chapitre 9 (« Examen de la situation financière et du résultat »), section 9.5.1.7 (« 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 chapitre 9 (« Examen de la situation financière et du résultat »), section 9.5.1 (« Gestion et contrôle des risques financiers ») du document de référence.

■ Risques de change : section 9.5.1.3.

■ Risques de taux sur les financements émis et actifs financiers : section 9.5.1.4.

■ Risques actions sur les actifs financiers : sections 9.5.1.5 et 9.5.1.6.

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 : chapitre 9 (« Examen de la situation financière et du résultat »), sections 9.5.1.5 (« Gestion du risque actions ») et 9.5.1.6 (« Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF ») du présent 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	31/12/2014	31/12/2013
Juste valeur positive des dérivés de couverture	36.1	4 868	1 679
Juste valeur négative des dérivés de couverture	38.1	(2 951)	(1 840)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		1 917	(161)
Instruments dérivés de couverture de taux	41.4.1	2 339	395
Instruments dérivés de couverture de change	41.4.2	959	(472)
Contrats de matières premières qualifiés de couverture de flux de trésorerie	41.4.3	(1 374)	(124)
Couvertures de juste valeur liées aux matières premières	41.5	(7)	40

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 2014, la partie inefficace de la couverture de juste valeur représente une perte de (8) millions d'euros incluse dans le résultat financier (perte de (3) millions d'euros en 2013).

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

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 2014 est une perte de (2) millions d'euros (gain de 1 million d'euros en 2013).

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 de change à terme.

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 :

	2014			2013		
	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité
(en millions d'euros)						
Couverture de taux	(36)	-	(2)	84	-	-
Couverture de change	1 004	628	40	(514)	(460)	1
Couverture d'investissement net à l'étranger	(1 076)	-	-	551	(5)	5
Couverture de matières premières	(1 946)	(698)	(29)	(468)	(692)	-
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE ⁽³⁾	(2 054)	(70)	9	(347)	(1 157)	6

(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 :

	Notionnel au 31/12/2014			Notionnel au 31/12/2013	Total	Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans			31/12/2014	31/12/2013
(en millions d'euros)							
Achats de CAP	-	-	-	-	20	-	-
Achats d'options	-	-	-	-	25	-	-
Opérations sur taux d'intérêt	-	-	-	-	45	-	-
Payeur fixe/receveur variable	158	1 166	486	1 810	2 545	(172)	(162)
Payeur variable/receveur fixe	225	696	15 787	16 708	9 727	2 609	565
Variable/variable	657	1 267	837	2 761	2 222	7	(2)
Fixe/fixe	54	6 146	2 143	8 343	7 914	(105)	(6)
Swaps de taux	1 094	9 275	19 253	29 622	22 408	2 339	395
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	1 094	9 275	19 253	29 622	22 453	2 339	395

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).

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20**

Comptes consolidés

41.4.2 Dérivés de couverture de change

Les éléments constitutifs des dérivés de couverture de change sont les suivants :

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

Au 31 décembre 2013 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2013				Notionnel à livrer au 31/12/2013				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2013
Change à terme	2 966	769	–	3 735	2 993	784	–	3 777	(45)
Swaps	13 687	5 441	5 604	24 732	13 961	5 352	5 884	25 197	(427)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	16 653	6 210	5 604	28 467	16 954	6 136	5 884	28 974	(472)

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)	31/12/2014	31/12/2013
Contrats de couverture d'électricité	42	(178)
Contrats de couverture de gaz	(290)	(27)
Contrats de couverture de charbon	(462)	(395)
Contrats de couverture des produits pétroliers	(1 243)	93
Contrats de couverture de droits d'émission de CO ₂	7	39
VARIATIONS DE JUSTE VALEUR AVANT IMPÔTS	(1 946)	(468)

Le montant transféré en résultat au titre des contrats de matières premières dénoués pendant l'exercice est constitué majoritairement de :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Contrats de couverture d'électricité	(274)	(177)
Contrats de couverture de gaz	42	(79)
Contrats de couverture de charbon	(423)	(420)
Contrats de couverture des produits pétroliers	33	24
Contrats de couverture de droits d'émission de CO ₂	(76)	(40)
MONTANTS TRANSFÉRÉS EN RÉSULTAT AVANT IMPÔTS	(698)	(692)

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

Les couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières s'analysent comme suit :

		31/12/2014				Juste valeur	31/12/2013	
		Notionnels nets					Notionnels nets	Juste valeur
(en millions d'euros)	Unités de mesure	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total			
Forwards/futures		(1)	(18)	-	(19)	193	(11)	(16)
Électricité	Térawattheures	(1)	(18)	-	(19)	193	(11)	(16)
Swaps		(271)	(30)	-	(301)	42	(361)	6
Forwards/futures		1 299	1 082	-	2 381	(402)	2 253	4
Gaz	Millions de therms	1 028	1 052	-	2 080	(360)	1 892	10
Swaps		33 514	15 637	-	49 151	(1 153)	39 843	123
Produits pétroliers	Milliers de barils	33 514	15 637	-	49 151	(1 153)	39 843	123
Swaps		5	1	-	6	(104)	11	(179)
Charbon	Millions de tonnes	5	1	-	6	(104)	11	(179)
Swaps		21 219	4 782	-	26 001	40	-	-
Forwards/futures		3 628	3 974	-	7 602	10	38 572	(62)
CO ₂	Milliers de tonnes	24 847	8 756	-	33 603	50	38 572	(62)
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE						(1 374)		(124)

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	31/12/2014		31/12/2013	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Charbon et fret	Millions de tonnes	27	(7)	(42)	40
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE JUSTE VALEUR			(7)		40

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	31/12/2014	31/12/2013
Juste valeur positive des dérivés de transaction	36.2.1	4 194	3 023
Juste valeur négative des dérivés de transaction	38.1	(2 855)	(2 583)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		1 339	440
Instruments dérivés de taux détenus à des fins de transaction	42.1	(42)	(46)
Instruments dérivés de change détenus à des fins de transaction	42.2	(12)	18
Contrats de matières premières non qualifiés de couverture	42.3	1 393	468

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

20

Comptes consolidés

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 31/12/2014			Total	Notionnel au 31/12/2013		Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		Total	31/12/2014	31/12/2013	
Achats d'options	-	-	515	515	-	21	-	-
Opérations sur taux d'intérêt	-	-	515	515	-	21	-	-
Payeur fixe/receveur variable	10 185	980	515	11 680	3 478	(145)	(160)	
Payeur variable/receveur fixe	4 800	828	241	5 869	1 555	84	126	
Variable/variable	225	-	-	225	725	(2)	(12)	
Swaps de taux	15 210	1 808	756	17 774	5 758	(63)	(46)	
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	15 210	1 808	1 271	18 289	5 758	(42)	(46)	

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 2014 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2014			Total	Notionnel à livrer au 31/12/2014			Total	Juste valeur 31/12/2014
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
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)

Au 31 décembre 2013 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2013			Total	Notionnel à livrer au 31/12/2013			Total	Juste valeur 31/12/2013
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Change à terme	2 243	308	22	2 573	2 264	312	25	2 601	(25)
Swaps	7 956	184	-	8 140	7 913	186	-	8 099	43
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	10 199	492	22	10 713	10 177	498	25	10 700	18

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

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	31/12/2014		31/12/2013	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Swaps		(26)	(29)	(95)	430
Options		93	11	91	(24)
Forwards/futures		(65)	173	10	332
Électricité	Térawattheures	2	155	6	738
Swaps		2 722	248	2 156	(90)
Options		6 359	17	22 204	47
Forwards/futures		(2 051)	487	(1 033)	(527)
Gaz	Millions de therms	7 030	752	23 327	(570)
Swaps		260	(79)	2 927	11
Options		1 039	67	218	1
Forwards/futures		10 879	16	(258)	-
Produits pétroliers	Milliers de barils	12 178	4	2 887	12
Swaps		(15)	394	(27)	113
Options		(21)	(1)	-	-
Forwards/futures		87	(41)	101	(8)
Fret		(27)	108	42	87
Charbon et fret	Millions de tonnes	24	460	116	192
Swaps		(156)	11	(156)	23
Options		-	-	168	-
Forwards/futures		10 663	(4)	(9 288)	69
CO₂	Milliers de tonnes	10 507	7	(9 276)	92
Forwards/futures			11		-
Autres matières premières			11		-
Dérivés incorporés de matières			4		4
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE			1 393		468

Ils incluent principalement les contrats qui figurent dans le portefeuille d'EDF Trading.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR**

Comptes consolidés

20**Flux de trésorerie et autres informations****➤ Note 43 Flux de trésorerie****43.1 Variation du besoin en fonds de roulement**

(en millions d'euros)	2014	2013
Variation des stocks	(111)	(678)
Variation de la créance de Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE)	(699)	(360)
Variation des créances clients et comptes rattachés	(504)	(559)
Variation des dettes fournisseurs et comptes rattachés	147	366
Variation des autres débiteurs et autres créditeurs (hors CSPE)	126	(480)
VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT	(1 041)	(1 711)

43.2 Investissements incorporels et corporels

(en millions d'euros)	2014	2013
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(1 006)	(946)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(13 067)	(12 659)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	352	563
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	(13 721)	(13 042)

➤ Note 44 Engagements hors bilan

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2014. 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 au 31 décembre 2014 qui sont valorisés. Il est complété par des engagements décrits séparément dans les notes détaillées.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2014	31/12/2013
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	44.1.1	40 933	40 136
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	44.1.2	14 437	14 471
Engagements donnés liés aux opérations de financement	44.1.3	5 425	5 596
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		60 795	60 203

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.

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

44.1.1 Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations d'exploitation au 31 décembre 2014 sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Engagements d'achats de combustible et d'énergie ⁽¹⁾	29 147	28 978
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	8 207	7 482
Engagements de location simple en tant que preneur	3 579	3 676
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	40 933	40 136

(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 2014, l'échéancier des engagements d'achats de combustibles et d'énergie se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2014				31/12/2013
		Échéances				Total
		< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	
Achats d'électricité et services associés ⁽¹⁾	8 672	1 920	3 090	1 374	2 288	8 963
Achats d'autres énergies et de matières premières ⁽²⁾	1 362	679	513	170	—	1 188
Achats de combustible nucléaire	19 113	1 937	7 558	5 870	3 748	18 827
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	29 147	4 536	11 161	7 414	6 036	28 978

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 697 millions d'euros au 31 décembre 2014 (723 millions d'euros au 31 décembre 2013).

(2) Hors achats de gaz et services associés (voir note 44.1.1.1.4).

Les évolutions sont principalement liées à EDF et résultent d'une hausse des engagements d'achats de combustible nucléaire, partiellement compensée par une baisse des contrats d'achat d'électricité.

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 au terme de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine, dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éoliennes, petites hydrauliques, photovoltaïques...). Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) par la CSPE. Ces obligations d'achat s'élèvent à 35 TWh pour l'exercice 2014 (34 TWh pour l'exercice 2013), dont 5 TWh

au titre de la cogénération (7 TWh pour 2013), 16 TWh au titre de l'éolien (15 TWh pour 2013), 6 TWh au titre du photovoltaïque (4 TWh pour 2013) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2013).

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.

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

20

Comptes consolidés

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 2014, ils représentent les volumes suivants pour ces deux entités :

	Total	31/12/2014			31/12/2013
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
(en milliards de mètres cubes)					
Edison	191	11	53	127	202
EDF	58	2	5	51	57

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 2014, les engagements hors bilan au titre des clauses de **take-or-pay** d'Edison s'élèvent à 116 millions d'euros, correspondant à la valeur des volumes de gaz non enlevés à cette date et dont la livraison est reportée sur une période ultérieure.

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. EDF et Gazprom ont ainsi signé en 2013 un accord définissant les conditions essentielles d'un contrat d'approvisionnement en 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 2014, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

	Total	31/12/2014			31/12/2013
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
(en millions d'euros)					
Garanties données liées aux activités opérationnelles	3 751	1 808	511	1 432	3 122
Engagements sur achats d'exploitation ⁽¹⁾	4 294	2 428	1 543	323	4 210
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	162	72	43	47	150
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION⁽²⁾	8 207	4 308	2 097	1 802	7 482

(1) Hors énergies et combustibles

(2) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 128 millions d'euros au 31 décembre 2014 (172 millions d'euros au 31 décembre 2013)

44.1.1.2.1 Garanties données liées aux activités opérationnelles

Les garanties liées aux activités opérationnelles se répartissent comme suit :

	31/12/2014	31/12/2013
(en millions d'euros)		
EDF	1 382	871
Edison	1 179	1 290
EDF Énergies Nouvelles	356	551
Autres entités	834	410
TOTAL	3 751	3 122

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

44.1.1.2 Engagements sur achats d'exploitation

Les engagements sur achats d'exploitation se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
EDF	2 418	2 539
EDF Énergies Nouvelles	738	668
ERDF	527	414
Autres entités	611	589
TOTAL	4 294	4 210

44.1.1.3 Engagements de location simple en tant que preneur

Au 31 décembre 2014, les éléments constitutifs des engagements de location simple en tant que preneur sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2014			31/12/2013
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS DE LOCATION SIMPLE EN TANT QUE PRENEUR	3 579	610	1 570	1 399	3 676

Le Groupe est engagé en tant que preneur par des contrats de location simple non résiliables portant principalement sur des locaux, des équipements ou des véhicules entrant dans le cadre de son activité normale ainsi que 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 2014, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2014			31/12/2013
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	13 628	6 419	6 700	509	13 269
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	248	144	76	28	1 004
Autres engagements donnés liés aux investissements	561	95	466	—	198
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT ⁽¹⁾	14 437	6 658	7 242	537	14 471

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 317 millions d'euros au 31 décembre 2014 (4 millions d'euros au 31 décembre 2013).

44.1.2.1 Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels

Au 31 décembre 2014, les engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
EDF	9 391	8 856
EDF Énergies Nouvelles	1 506	1 361
ERDF	1 163	1 129
EDF Energy	642	454
PEI ⁽¹⁾	78	400
Dunkerque LNG ⁽²⁾	261	352
Autres entités	587	717
TOTAL	13 628	13 269

(1) Les engagements sont principalement liés à la construction de centrales thermiques.

(2) Les engagements sont principalement liés à la construction du terminal méthanier de Dunkerque.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20****Comptes consolidés**

La hausse des engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels d'EDF s'explique notamment par la signature de contrats relatifs à la fourniture de générateurs Diesel « ultime secours » pour les centrales nucléaires.

Chez EDF Énergies Nouvelles, la hausse concerne essentiellement les commandes de turbines, notamment aux États-Unis.

**44.1.2.2 Engagements sur acquisition
d'actifs financiers**

Le Groupe n'a plus aucun engagement significatif lié à des acquisitions d'actifs financiers au 31 décembre 2014.

Suite à la cession à Gazprom de sa participation dans South Stream le 29 décembre 2014, l'engagement d'EDF International relatif à des apports en capital ou des prêts d'actionnaires à la société de projet existant au 31 décembre 2013 a été levé.

Par ailleurs, les principaux engagements relatifs aux titres de participations non valorisables concernent EDF Luminus.

Le pacte d'actionnaires signé le 16 avril 2010 définit un engagement 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 au moyen d'une introduction en bourse, soit par un rachat de leurs titres par le Groupe à un prix ayant des composantes variables. Le pacte prévoit que cet engagement de liquidité peut intervenir selon deux fenêtres de liquidité, l'une en 2015 et la seconde en 2018. Dans ce cadre, et conformément aux étapes et délais prévus par le pacte, les actionnaires minoritaires ont déclenché en 2014 la phase préalable de mise en œuvre de la clause de liquidité. Les actionnaires minoritaires ont désormais la possibilité, au cours du premier trimestre 2015, de notifier leur demande de cession de leurs titres par le lancement d'une introduction en

bourse. À défaut d'une telle notification, ils conservent la seconde fenêtre de liquidité de 2018.

Du fait de ses caractéristiques, l'engagement est non valorisable au 31 décembre 2014.

Enfin, concernant la participation dans EDF Investissements Groupe (EIG), la société C3 (filiale à 100 % d'EDF) et la société NBI (Natuos Belgique Investissement, filiale du groupe Natuox) 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 2014, 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 2014 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).

44.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 31 décembre 2014 sont les suivants :

	Total	31/12/2014			31/12/2013
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
(en millions d'euros)					
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	4 316	90	1 272	2 954	4 512
Garanties financières données	860	359	332	169	743
Autres engagements donnés liés au financement	249	219	25	5	341
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT⁽¹⁾	5 425	668	1 629	3 128	5 596

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux contreparties pour un montant de 900 millions d'euros au 31 décembre 2014 (642 millions d'euros au 31 décembre 2013). 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 baisse de ces engagements observée au 31 décembre 2014 est essentiellement liée à des cessions de parcs aux États-Unis.

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

44.2 Engagements reçus

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan reçus par le Groupe au 31 décembre 2014 qui sont valorisés. Il est complété par des engagements reçus décrits séparément dans les notes détaillées.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2014	31/12/2013
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation ⁽¹⁾	44.2.1	2 964	2 765
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	44.2.2	102	24
Engagements reçus liés aux opérations de financement	44.2.3	124	130
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS⁽²⁾		3 190	2 919

(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 2014 sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2014			31/12/2013
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements de location simple en tant que bailleur	1 241	242	481	518	1 358
Engagements sur ventes d'exploitation	480	103	227	150	142
Garanties reçues liées aux activités opérationnelles	1 164	914	154	96	1 195
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	79	24	37	18	70
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	2 964	1 283	899	782	2 765

44.2.1.1 Engagements de location simple en tant que bailleur

Le Groupe bénéficie à hauteur de 1 241 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. La hausse de ces engagements concerne notamment les activités au Canada et en France.

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, notamment dans le cadre des livraisons ARENH.

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 engagée 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 2014, l'engagement résiduel porte sur un volume de 4,9 TWh ;
- EDF reste engagée à livrer les volumes résiduels d'environ 345 GWh d'ici mars 2015 au titre des droits acquis lors des enchères de capacité dites « VPP » ou *Virtual Power Plant* qui ont pris fin en 2011.

44.2.1.5 Engagements de ventes de gaz et services associés

Le groupe Total a souscrit auprès de Dunkerque LNG une capacité de regazéification de gaz naturel liquéfié (GNL) représentant sur une durée de 20 ans un volume cumulé de 31,5 milliards de mètres cubes. À compter de sa mise en service prévue en fin d'année 2015, le terminal méthanier de Dunkerque aura une capacité annuelle de regazéification de l'ordre de 13 milliards de mètres cubes.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR**

Comptes consolidés

20**44.2.2 Engagements reçus liés aux opérations d'investissement**

	Total	31/12/2014			31/12/2013
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
(en millions d'euros)					
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	102	26	76	-	24

Aux termes de l'accord signé avec Exelon le 29 juillet 2013 et finalisé le 1^{er} avril 2014 (voir note 3.3), 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 2014.

Par ailleurs, le Groupe n'a reçu aucun engagement significatif de cette nature au 31 décembre 2014.

44.2.3 Engagements reçus liés aux opérations de financement

	Total	31/12/2014			31/12/2013
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
(en millions d'euros)					
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	124	82	41	1	130

Le Groupe n'a reçu aucun engagement significatif de cette nature au 31 décembre 2014.

➤ Note 45 Passifs éventuels**45.1 Assignment 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. Alternativement, Neckarpi demande la résolution de la vente de la participation du groupe EDF dans EnBW.

La procédure d'arbitrage est en cours. Les mémoires en demande de Neckarpi et en défense d'EDF ont été échangés, y compris la demande reconventionnelle d'EDF en dommages et intérêts pour les préjudices subis du fait de la procédure considérée par EDF comme dépourvue de fondement et abusive. La sentence devrait être rendue après un échange supplémentaire de mémoires entre les parties, d'ici la fin de l'année 2015.

45.2 Réseau d'Alimentation Général – rejet du pourvoi de la Commission européenne

Par arrêt du 15 décembre 2009, le Tribunal de l'Union européenne avait annulé la décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003 qualifiant d'aide d'État le traitement fiscal des provisions créées pour le renouvellement du Réseau d'Alimentation Général (RAG) dans le cadre de la recapitalisation d'EDF en 1997 et ordonnant la récupération par l'État du montant réactualisé de 1 224 millions d'euros (payé par EDF en février 2004). L'État avait donc remboursé cette somme à EDF le 30 décembre 2009, puis la Commission avait formé en février 2010 un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne.

Par un arrêt du 5 juin 2012, la Cour de Justice de l'Union européenne a rejeté le pourvoi de la Commission européenne et confirmé l'arrêt du Tribunal de l'Union européenne du 15 décembre 2009.

À la suite de ce rejet, la Commission européenne a décidé en mai 2013 de rouvrir la procédure. Cette décision amorce un nouvel échange contradictoire entre l'État français et la Commission européenne.

45.3 Contrôles fiscaux

EDF

À la suite de vérifications de comptabilité sur des exercices passés, l'Administration conteste la déductibilité fiscale de la provision pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (AT/MP). 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 pour la société RTE et EDF. Par ailleurs, les filiales RTE et Électricité de Strasbourg ont aussi obtenu des jugements favorables auprès du Tribunal administratif de Montreuil. 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 de long terme. Au cours de l'année 2013, EDF a reçu de l'Administration une lettre acceptant une partie de ses arguments, diminuant ce risque à 600 millions d'euros. La Société est confiante dans ses chances de succès en contentieux et aucune provision n'a été constatée sur ce sujet.

Par ailleurs, un redressement a été proposé par l'Administration, relatif à une avance non rémunérée consentie par EDF à sa filiale indirecte Lake Acquisition Limited dans le cadre de l'acquisition de British Energy. EDF conteste ce chef de redressement.

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, le montant de 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. EDF International a initié fin 2012 une procédure amiable France - États-Unis concernant la valorisation des titres CEG retenue au moment de l'apport, sur le fondement de la convention fiscale de non double imposition franco-américaine.

45.4 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.

45.5 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 un afflux considérable de demandes de raccordement auprès d'ERDF, la date de dépôt de la demande de raccordement déterminant le tarif applicable.

Par ailleurs, le décret « moratoire » du 9 décembre 2010 a suspendu toute conclusion de nouveau contrat pour une durée de trois mois et exposé 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.

Le décret de décembre 2010 a fait l'objet de nombreux recours, rejetés par le Conseil d'État le 16 novembre 2011. Ce rejet a généré un afflux important d'assignations, cette fois à l'encontre d'ERDF, à compter de novembre 2011 et qui s'est poursuivi en 2012, 2013 et 2014. En 2014, le nombre de recours a augmenté de 132 dossiers, essentiellement sur le premier semestre.

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 que l'entreprise publique 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 tant dans leurs attendus qu'en ce qui concerne les conclusions, certains déboutant le plaignant de l'ensemble de ses demandes, d'autres lui accordant des indemnités, le plus souvent très limitées en comparaison des demandes initiales.

ERDF considère que sa responsabilité ne saurait être mise en cause et a interjeté appel contre l'ensemble des jugements défavorables rendus en première instance depuis 2011.

La Cour de Cassation devrait se prononcer pour la première fois en 2015.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20**

Comptes consolidés

➤ Note 46 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente

(en millions d'euros)

	31/12/2014	31/12/2013
ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	18	1 154
PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	-	-

Au 31 décembre 2013, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente correspondent à la participation du Groupe dans Dalkia International, cédée le 25 juillet 2014.

➤ Note 47 Actifs dédiés d'EDF**47.1 Réglementation**

La loi du 28 juin 2006 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 (combustible usé et provenant du démantèlement). 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.

L'objectif initial visé par ces textes était de constituer et de maintenir dès le 29 juin 2011 la totalité de la couverture du coût actualisé des obligations nucléaires de long terme. La loi NOME votée en 2010 a instauré sous conditions un report de 5 ans de l'échéance de constitution des actifs dédiés.

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.

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 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 représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012. Cet actif financier est considéré comme un actif sans risque dont l'échéance de remboursement est prévue fin 2018.

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 – la première échéance notable n'arrivant qu'en 2021 pour se poursuivre jusqu'en 2117 pour le parc actuellement en exploitation.

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

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

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 2014, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de 3 264 millions d'euros. Ils incluent notamment :

- 50 % de la participation du Groupe dans RTE, pour une valeur de 2 555 millions d'euros au 31 décembre 2014 (2 567 millions d'euros au 31 décembre 2013). 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 et les coentreprises ;
- la participation du Groupe dans TIGF, présentée au bilan consolidé au niveau des actifs financiers disponibles à la vente ;
- et, depuis octobre 2014, la participation du Groupe dans Porterbrook Rail Finance Limited (Porterbrook), présentée au bilan consolidé au niveau des actifs financiers disponibles à la vente.

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	31/12/2014	31/12/2013
Actions		7 592	7 904
Titres de dettes		6 419	5 147
Portefeuille trésorerie		640	790
Actifs dédiés – actions et titres de dettes	Actifs financiers disponibles à la vente	14 651	13 841
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(23)	10
Autres éléments	Actifs financiers disponibles à la vente	5	4
Placements diversifiés actions et obligations		14 633	13 855
Créance de CSPE	Prêts et créances financières	5 144	5 051
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(8)	(2)
Créance de CSPE après dérivés		5 136	5 049
RTE (50 % de la participation détenue par le Groupe)	Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	2 555	2 567
Autres actifs	Actifs financiers disponibles à la vente	709	266
Actifs non cotés (EDF Invest)		3 264	2 833
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS		23 033	21 737

47.4 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2014

Au 31 décembre 2014, l'objectif de couverture de 100 % des provisions nucléaires de long terme reste atteint en avance par rapport à l'échéance légale de juin 2016 (loi NOME).

Des retraits pour un montant de 403 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2014 (326 millions d'euros en 2013). La dotation au titre de l'année 2014 est nulle car la valeur de réalisation des actifs excède désormais celle des provisions à couvrir (dotation nette de 2 591 millions d'euros en 2013).

En ce qui concerne le portefeuille financier, dans un contexte de marchés volatils mais globalement porteurs, les choix d'allocation ont privilégié la prudence :

- sur le portefeuille obligataire, maintien d'une sous-pondération sur les pays de la zone euro en début d'année, suivi d'un retour progressif à une allocation en ligne avec l'indice de référence sur les pays cœurs et un renforcement des positions sur les pays périphériques (principalement Italie et Espagne) ;
- sur le portefeuille actions, sous-pondération en début d'année sur les zones Pacifique et Émergents suivie d'une réduction de l'allocation globale actions, en particulier sur la zone euro à partir de l'été en raison de tensions géopolitiques accrues.

En 2014, EDF Invest a notamment réalisé l'acquisition d'une participation minoritaire dans Porterbrook, au sein d'un consortium monté avec trois autres investisseurs de long terme en infrastructures : Alberta Investment Management Corporation, Allianz Capital Partners et Hastings Funds Management. Porterbrook est l'une des trois principales sociétés de location de matériel ferroviaire roulant au Royaume-Uni. Cette participation a été affectée à la poche « Infrastructures » d'EDF Invest aux côtés de TIGF et RTE.

Au cours de l'année, EDF Invest a également poursuivi la constitution de son portefeuille en immobilier et en fonds d'investissement. Ainsi, Amundi et EDF Invest ont annoncé la création d'un fonds d'investissement immobilier non exclusif, appelé à investir sur un plan européen. Ce fonds permettra d'accélérer l'exposition d'EDF Invest à la classe d'actif immobilière, en complément de sa stratégie d'investissement direct. Cette initiative a déjà donné lieu à un premier investissement immobilier en Allemagne fin 2014.

Sur l'année 2014, des plus-values nettes de cession ont été comptabilisées en résultat financier pour 894 millions d'euros (714 millions d'euros en 2013).

Au 31 décembre 2014, 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 2 299 millions d'euros avant impôt (1 839 millions d'euros au 31 décembre 2013).

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 2014.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20**

Comptes consolidés

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)	31/12/2014	31/12/2013
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 676	7 542
Provision pour déconstruction des centrales nucléaires	13 866	13 024
Provision pour derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	476	454
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	22 018	21 020

➤ Note 48 Parties liées

Les transactions avec les parties liées s'analysent comme suit :

	Entreprises associées et coentreprises		Activités conjointes		État ou participations de l'État		Total Groupe	
(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Chiffres d'affaires	584	638	–	–	833	867	1 417	1 505
Achats d'énergie	3 572	3 926	4	4	1 738	2 051	5 314	5 981
Achats externes	50	(7)	4	4	1 173	1 197	1 227	1 194
Actifs financiers	670	670	–	–	94	84	764	754
Autres actifs	459	565	–	–	715	639	1 174	1 204
Passifs financiers	–	–	–	–	–	–	–	–
Autres passifs	1 139	1 242	–	1	1 134	1 509	2 273	2 752

**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.

Un accord sur le suivi des investissements de croissance externe, conclu entre l'État et le Groupe le 27 juillet 2001, impose des procédures d'agrément préalable et d'information, préalable ou non, de l'État pour certains projets de prise, d'extension ou de cession de participations par le Groupe. Cet accord a par ailleurs mis en place une procédure de suivi des résultats de ces opérations de croissance externe.

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 à la loi NOME – ainsi que du montant de la Contribution au Service Public de l'Électricité.

**48.2 Relations avec l'État et les
sociétés participations de l'État****48.2.1 Relations avec l'État**

L'État détient 84,49 % du capital d'EDF au 31 décembre 2014. 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.

48.2.2 Relations avec GDF Suez

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 de GDF Suez, au 1^{er} janvier 2008, pour la distribution de gaz, la convention définissant les relations entre EDF et GDF, 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 les activités de construction, d'exploitation et de maintenance des réseaux ainsi que le 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.

Sur l'amont du cycle

EDF et AREVA ont signé en décembre 2008 un contrat de fourniture de services d'enrichissement d'uranium pour la période 2013-2032, et en juillet 2012 deux contrats de fourniture de concentrés d'uranium naturel pour la période 2014-2035.

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.

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 (composantes : uranium, fluoration, enrichissement et services de fabrication). Cette lettre d'engagement sera déclinée en quatre contrats (un par composante) en cours de signature.

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 de prestations du traitement-recyclage sur la période 2013-2020 ont fait l'objet de termes de référence signés par EDF et AREVA en juin 2014 et seront déclinées dans le contrat d'application 2013-2020, dont la signature devrait intervenir début 2015.

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 des titres AREVA qui font l'objet d'une mention en note 36.2.2.3.

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 2014 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 8,4 millions d'euros en 2014 (10 millions d'euros en 2013). Cette rémunération recouvre les avantages courts termes (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 2014 s'explique notamment par le départ en retraite fin 2013 d'un membre du Comité exécutif.

En dehors de ce qui est indiqué, 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.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20****Comptes consolidés****➤ 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 pour 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, Bert, Kogeneracja, Zielona Gora, EDF Polska et EDF Luminus.

En 2014, le Groupe a restitué 60 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2013. En 2013, le Groupe avait restitué 67 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2012.

Pour l'année 2014, le volume total des droits d'émission alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 6 millions de tonnes. Pour l'année 2013, le volume total des droits d'émission alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élevait à 10 millions de tonnes.

Au 31 décembre 2014, le volume des émissions s'élève à 51 millions de tonnes. La provision qui résulte des excédents d'émissions par rapport à ces droits d'émission s'élève à 314 millions d'euros au 31 décembre 2014 (356 millions d'euros au 31 décembre 2013).

**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.

Par exemple, la loi française du 13 juillet 2005 instaure un système de certificats d'économies d'énergie (CEE). Les sociétés qui vendent de

l'électricité, du gaz, de la chaleur ou du froid aux consommateurs finals et 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.

En France, la deuxième période, qui s'est ouverte le 1^{er} janvier 2011 et se termine le 31 décembre 2014, se caractérise par l'arrivée de nouveaux obligés (les distributeurs de carburants) et par le renforcement des exigences pour l'obtention des certificats 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.

L'obligation pour EDF est calculée a posteriori à partir des ventes d'électricité et de gaz aux ménages et aux entreprises du secteur tertiaire sur la période 2010-2013. Les volumes de CEE obtenus entre les deux périodes contribueront à l'atteinte des objectifs de la deuxième période.

Par décret n° 2014-1557 du 24 décembre 2014, le dispositif des CEE a été reconduit pour une troisième période, du 1^{er} janvier 2015 au 31 décembre 2017.

**49.3 Certificats d'énergie
renouvelable**

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 1.3.27.2).

Au 31 décembre 2014, une provision de 638 millions d'euros a été comptabilisée essentiellement par EDF Energy (Royaume-Uni) et EDF Luminus (Belgique) au titre du déficit de certificats d'énergie renouvelable par rapport aux obligations assignées.

➤ Note 50 Événements postérieurs à la clôture**50.1 Versement d'une rémunération aux porteurs de titres subordonnés
à durée indéterminée**

En janvier 2015, une rémunération de 387 millions d'euros a été versée par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée émis en janvier 2013 et janvier 2014. Conformément à la norme IAS 32, la contrepartie de la trésorerie versée sera enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe sur le premier semestre 2015.

➤ Note 51 Périmètre de consolidation

51.1 Sociétés consolidées par intégration globale au 31 décembre 2014

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2014	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2013	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 (PEI)		100,00	100,00	P
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) ⁽¹⁾		100,00	–	A
Transalpina di Energia SRL (TdE) ⁽²⁾		–	100,00	A
WGRM Holding 4 SpA ⁽²⁾		–	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	63,53	63,53	P
EDF Norte Fluminense SA	Brésil	100,00	90,00	P
Ute Paracambi SA	Brésil	100,00	100,00	P
French Investment Guangxi Laibin Electric Power Co, Ltd. (figlec)	Chine	100,00	100,00	P
EDF (China) Holding Ltd.	Chine	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 (Bert)	Hongrie	95,62	95,62	P
EDF DÉMÁSZ ZRt	Hongrie	100,00	100,00	P, D, A
EDF Wyrzeże SA ⁽²⁾	Pologne	–	99,87	P
EDF Paliwa Sp. z o. o. (Energokrak)	Pologne	97,26	96,93	A
EDF Polska SA ⁽²⁾	Pologne	97,26	96,51	P
Zec Kogeneracja SA (Kogeneracja)	Pologne	49,51	49,38	P, D
Elektrociepłownia Zielona Góra SA (Zielona Góra)	Pologne	48,72	48,59	P, D
EDF Alpes Investissements SARL	Suisse	100,00	100,00	A
Mekong Energy Company Ltd. (Meco)	Vietnam	56,25	56,25	P

(1) En 2014, les sociétés TdE SRL et Wigram Holding 4 SpA ont fusionné pour former TdE SpA.

(2) En 2014, la société EDF Wyrzeże SA a fusionné avec EDF Polska SA.

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20****Comptes consolidés**

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2014	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2013	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 (CORIVA)	France	100,00	100,00	A
Société Française d'Ingénierie Électronucléaire et d'Assistance (SOFINEL)	France	55,00	55,00	A
Electricité de Strasbourg	France	88,64	88,64	D
Tiru SA – Traitement Industriel des Résidus Urbains	France	51,00	51,00	A
Dunkerque LNG	France	65,00	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	34,00	A
Citelum	France	100,00	34,00	A
EDF Trading Ltd	Royaume-Uni	100,00	100,00	A
EDF Production UK Ltd	Royaume-Uni	–	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	95,51	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 2014

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2014	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2013	Activité
Autres activités				
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (Crystal)	Allemagne	50,00	50,00	A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

51.3 Sociétés consolidées par mise en équivalence au 31 décembre 2014

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2014	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2013	Activité
France				
RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE)		100,00	100,00	T
Autre international				
Energie Steiermark Holding AG (Estag)	Autriche	25,00	25,00	P, A
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
Tarshan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd	Chine	30,00	30,00	P
Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd	Chine	49,00	-	P
Nam Theun 2 Power Company	Laos	40,00	40,00	P
Alpiq	Suisse	25,00	25,00	P, D, T, A
Autres activités				
Dalkia Holding	France	-	34,00	A
Dalkia Investissement	France	-	67,00	A
Domofinance SA	France	45,00	45,00	A
South Stream Transport BV	Pays-Bas	-	15,00	T

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 2014

Au 31 décembre 2014, 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 31/12/2014	Pourcentage de droits de vote détenus au 31/12/2014
Edison SpA	97,40	99,48
Zec Kogeneracja SA (Kogeneracja)	49,51	50,00
Elektrociepłownia Zielona Góra SA (Zielona Góra)	48,72	98,40
EDF Paliwa Sp. z o.o.	97,26	100,00
Société Française d'Ingénierie Électronucléaire et d'Assistance (SOFINEL)	55,00	54,98
EDF Investissements Groupe SA	95,51	50,00

COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

D

États financiers

Comptes de résultat

(en millions d'euros)	Notes	2014	2013
CHIFFRE D'AFFAIRES (1)	4	41 717	43 423
Production stockée et immobilisée		820	814
Subventions d'exploitation	5	5 912	5 117
Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation	6	2 752	3 073
Autres produits d'exploitation et transferts de charges	7	715	847
I TOTAL DES PRODUITS D'EXPLOITATION		51 916	53 274
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	8	31 930	34 089
Achats consommés de combustibles		3 173	4 298
Achats d'énergie		9 792	10 311
Achats de services et autres achats consommés de biens		18 965	19 480
Impôts, taxes et versements assimilés	9	2 615	2 518
Charges de personnel	10	6 604	6 457
Dotations d'exploitation		5 989	4 857
Dotations aux amortissements des immobilisations	11	3 149	2 723
Dotations aux provisions et dépréciations	12	2 840	2 134
Autres charges d'exploitation		905	944
II TOTAL DES CHARGES D'EXPLOITATION		48 043	48 865
RÉSULTAT D'EXPLOITATION (I - II)		3 873	4 409
QUOTES-PARTS DE RÉSULTAT SUR OPÉRATIONS FAITES EN COMMUN (III)		7	3
RÉSULTAT FINANCIER (IV)	13	(3 096)	(890)
RÉSULTAT COURANT AVANT IMPÔTS (I - II + III + IV)		784	3 522
V RÉSULTAT EXCEPTIONNEL	14	1 442	164
VI IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	15	577	748
BÉNÉFICE OU PERTE (I - II + III + IV + V - VI)		1 649	2 938

(1) Dont production en 2014 de biens à l'exportation pour 4 682 millions d'euros et de services à l'exportation pour 431 millions d'euros.



COMPTES SOCIAUX D'EDF ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

États financiers

Bilans

ACTIF

		31/12/2014			31/12/2013
		Montants bruts	Amortissements et dépréciations	Montants nets	Montants nets
(en millions d'euros)					
	Notes				
Immobilisations incorporelles	16-17	1 387	610	777	713
Immobilisations corporelles du domaine propre	16-17	74 870	49 799	25 071	24 323
Immobilisations corporelles du domaine concédé	16-17	13 385	7 959	5 426	5 326
Immobilisations corporelles et incorporelles en cours	16-17	14 535	100	14 435	12 703
Participations et créances rattachées		56 627	171	56 456	59 541
Titres immobilisés		12 799	55	12 744	12 461
Prêts et autres immobilisations financières		8 229	-	8 229	7 665
Immobilisations financières	18	77 655	226	77 429	79 667
TOTAL I ACTIF IMMOBILISÉ		181 832	58 694	123 138	122 732
Stocks et en-cours	19	9 953	200	9 753	9 660
Avances et acomptes versés sur commande	20	1 136	2	1 134	1 055
Créances d'exploitation	20	19 402	397	19 005	17 528
Valeurs mobilières de placement	21	8 819	4	8 815	10 312
Instruments de trésorerie	20	3 913	-	3 913	1 627
Disponibilités	22	6 583	-	6 583	5 066
Charges constatées d'avance	20	1 294	-	1 294	1 295
TOTAL II ACTIF CIRCULANT		51 100	603	50 497	46 543
Charges à répartir sur plusieurs exercices (III)		286	-	286	258
Primes de remboursement des emprunts (IV)		640	132	508	456
Écarts de conversion - Actif (V)	23	1 146	-	1 146	261
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV + V)		235 004	59 429	175 575	170 250

COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

D

États financiers

PASSIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2014	31/12/2013
Capital		930	930
Primes d'émission et de fusion		7 205	7 205
Écarts de réévaluation		669	670
Réserves			
Réserve légale		93	92
Autres réserves		3 000	3 000
Report à nouveau		5 598	4 988
Résultat de l'exercice		1 649	2 938
Acomptes sur dividendes		(1 059)	(1 059)
Subventions d'investissement		174	178
Provisions réglementées		6 324	6 401
TOTAL CAPITAUX PROPRES	24	24 583	25 343
Autres fonds propres	25	10 688	6 120
Passifs spécifiques des concessions	26	2 045	2 016
TOTAL I FONDS PROPRES		37 316	33 479
Provisions pour risques	27	1 933	536
Provisions liées à la production nucléaire : aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	28	34 060	32 658
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	29	589	572
Provisions pour avantages du personnel	30	10 795	10 691
Provisions pour autres charges	31	982	924
Provisions pour charges		46 426	44 845
TOTAL II PROVISIONS		48 359	45 381
Dettes financières	33	47 053	45 280
Avances et acomptes reçus	32	6 433	6 279
Dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses	32	28 821	33 375
Instruments de trésorerie	32	3 337	1 973
Produits constatés d'avance	32	4 065	4 273
TOTAL III DETTES	32	89 709	91 180
Écarts de conversion - Passif (IV)	34	191	210
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV)		175 575	170 250


**COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES**

États financiers

Tableaux de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	Notes	2014	2013
Opérations d'exploitation			
Résultat avant impôts sur les bénéfices		2 226	3 686
Amortissements et provisions		5 897	3 107
Plus ou moins values de cessions		(1 092)	213
Produits et charges financiers		102	(623)
Variation du besoin en fonds de roulement		(1 127)	(528)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		6 006	5 855
Frais financiers nets décaissés y compris dividendes reçus		(187)	1 074
Impôts sur le résultat payés		(2 219)	(1 727)
(A) Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		3 600	5 202
Opérations d'investissement			
Investissements corporels et incorporels		(5 832)	(5 656)
Produits de cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		13	15
Variations d'actifs financiers		5 249	(203)
(B) Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		(570)	(5 844)
Opérations de financement			
Émissions d'emprunts et conventions de placements		7 109	3 288
Remboursements d'emprunts et conventions de placements		(7 247)	(6 296)
Dividendes versés		(2 327)	(2 145)
Émission de titres subordonnés à durée indéterminée	25	3 973	6 135
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		7	12
Subventions d'investissement reçues		5	1
(C) Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		1 520	995
(A) + (B) + (C) Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		4 550	353
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE *	22	(3 310)	(3 699)
Incidence des variations de change		(57)	5
Produits financiers nets sur disponibilités et équivalents de trésorerie		43	31
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE *	22	1 226	(3 310)

* 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 dans la note 22.

**COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES****D**

Annexe aux comptes sociaux

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 définis par le Plan comptable général tel que présenté par le règlement n° 2014-03 de l'Autorité des Normes Comptables (ANC) du 5 juin 2014 relatif au plan comptable général, abrogeant le règlement n° 99-03 du Comité de la réglementation comptable du 29 avril 1999 relatif aux comptes annuels.

La recommandation ANC n° 2013-02 du 7 novembre 2013 relative aux règles d'évaluation et de comptabilisation des engagements de retraite s'applique pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2014. Aucun changement n'est mis en œuvre dans les comptes d'EDF au titre de cette recommandation.

Ainsi, les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées sont identiques à celles utilisées dans les comptes annuels au 31 décembre 2013.

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 désormais 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.

1.2.1 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers coûts est sensible aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme ainsi qu'aux échéanciers de décaissements. Une réestimation est effectuée à chaque arrêté des

comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par EDF. Si ces réestimations conduisaient à constater des écarts significatifs, elles pourraient justifier la révision des montants provisionnés.

Les principales hypothèses et analyses de sensibilité 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 2014 sont détaillées en note 30.4. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. EDF estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2014 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 facturé 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'activité 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.

EDF 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.

D

**COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES****Annexe aux comptes sociaux**

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 négociée, 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 ainsi que les dépenses de pré-exploitation 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.

**COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES****D**

Annexe aux comptes sociaux

**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 FNC3R (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 complément d'amortissement de caducité qui vient 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.

**1.6 Dépréciation des actifs
à long terme**

A 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 de trois ans 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.

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.

D

COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Annexe aux comptes sociaux

1.8 Stocks et en-cours

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières (prenant en compte les effets de couverture), les coûts de main-d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production. Les consommations de stock sont valorisées en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré sauf celles des droits d'émissions de gaz à effet de serre, qui sont valorisées en appliquant la méthode du « premier entré, premier sorti ».

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation.

1.8.1 Matières et combustible nucléaires

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ; et
- les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustible nucléaires ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main-d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement, fabrication...).

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 provisionnel 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 acquis pour le cycle de production (voir note 1.19.1) ;
- les stocks de gaz évalués selon la méthode du coût moyen pondéré en incluant les coûts d'achat directs et indirects et notamment le coût de transport.

Les 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, sachant qu'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-échelonnées).

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.

**COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES****D**

Annexe aux comptes sociaux

**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 de 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 sorte de trésorerie au bénéfice du concédant, en droits 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 ; et
- depuis le 1^{er} janvier 2009 (mise en œuvre du décret d'application n° 2008-1009 du 26 septembre 2008), d'un amortissement de caducité 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, complétant l'amortissement industriel et calculé sur une assiette correspondant à la valeur nette comptable des biens en fin de concession pour la quote-part financée par le concessionnaire.

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 retraits d'immobilisations.

L'écart net de réévaluation correspondant à la réévaluation 1976 fait l'objet d'une reprise au compte de résultat sur la durée de vie résiduelle des biens.

Les contre-valeurs des remises gratuites et des participations reçues sont reprises au compte de résultat sur la durée de vie des biens.

**1.15 Provisions hors avantages
du personnel**

Une provision est comptabilisée 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, 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 : des provisions pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs sont constituées pour l'ensemble du combustible. La provision porte sur la totalité du combustible engagé dans les réacteurs, quel que soit son degré d'irradiation ; la provision couvre également les charges de gestion des déchets radioactifs issus de la déconstruction des centrales nucléaires ;

D

**COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES****Annexe aux comptes sociaux**

- 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 coeurs).

1.15.2 Autres provisions

Elles concernent notamment :

- 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.

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'accidents du travail et maladies professionnelles, et du régime d'invalidité et de décès, est assuré par la Caisse Nationale des IEG (CNIIEG).

Créée par la loi du 9 août 2004, la CNIIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle de l'État en particulier, et de manière conjointe, des Ministres chargés du Budget, de la Sécurité sociale et de l'Énergie.

Compte tenu des modalités de financement mises en place par cette même loi, des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par EDF au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC 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), 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 CNIIEG qui sont à la charge de l'entreprise, cette dernière assurant la gestion et le versement des pensions auprès des inactifs.

**COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES****D**

Annexe aux comptes sociaux

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 de GDF Suez correspond à la valeur actuelle probable des KWh à fournir aux agents ou à leurs ayants droit pendant la phase de retraite, valorisée sur la base du coût de revient unitaire. À cet élément s'ajoute la soulie représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec GDF Suez ;
- 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 3 mois de pension) 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.

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.

1.19 Environnement**1.19.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre**

L'entrée dans la troisième phase du protocole de Kyoto, depuis le 1^{er} janvier 2013, a modifié les modalités d'attribution des droits d'émission de gaz à effet de serre, entraînant en France la suppression de l'allocation gratuite des droits d'émission aux entreprises de production d'électricité.

EDF applique les modalités de comptabilisation des droits d'émission conformément au règlement n° 2012-04 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 ;
- un passif (dette) 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 transferts de ces droits entre les activités insulaires et continentales. Ceci peut conduire à l'enregistrement concomitant d'un actif et d'un passif.

1.19.2 Certificats d'économies d'énergie

En application de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique et instaurant un système de Certificats d'Économies d'Énergie (CEE) concernant les personnes morales qui vendent de l'électricité, du gaz, de la chaleur ou du froid aux consommateurs finals et de l'avis n° 2006-D du 4 octobre 2006 du Comité d'urgence du Conseil national de la comptabilité précisant le traitement comptable en normes françaises, EDF prend en considération dans ses comptes la gestion des certificats d'économies d'énergie.

D

**COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES****Annexe aux comptes sociaux**

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'inciter les tiers à réaliser des économies d'énergie.

Dans le cadre général du dispositif des certificats d'économies d'énergie :

- les certificats obtenus auprès de l'État suite aux actions réalisées ne font pas l'objet d'un enregistrement en comptabilité ;
- les acquisitions de certificats d'économies d'énergie sont enregistrées en :
 - charges si ces acquisitions sont destinées à satisfaire l'obligation,
 - immobilisations incorporelles si ces certificats sont acquis en vue de leur vente (du fait de l'absence de marché actif)

En outre, les certificats acquis, obtenus ou à recevoir par l'État sont enregistrés au sein d'une comptabilité matière tenue hors bilan.

↗ Note 2 Opérations et événements majeurs de l'exercice

Les principaux événements et opérations survenus au cours de l'exercice 2014 ayant eu pour effet un impact significatif sur les comptes sont décrits ci-dessous :

2.1 Dalkia

EDF et Veolia Environnement (VE) ont annoncé le 25 mars 2014 la finalisation des discussions initiées en octobre 2013 et la signature d'un accord au sujet de leur filiale commune Dalkia. Aux termes de cet accord, 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 VE.

Suite à l'autorisation par la Commission européenne et la levée des autres conditions suspensives, EDF a finalisé le 25 juillet 2014 l'opération avec VE sur la base des termes de l'accord du 25 mars 2014.

EDF a cédé l'intégralité des titres Dalkia Holding et Dalkia International à VE pour un montant total de 1 776 millions d'euros. Une plus-value de cession de 454 millions d'euros a été comptabilisée dans le résultat exceptionnel. La prise de contrôle exclusif des activités de Dalkia en France étant intervenue concomitamment, EDF a acquis l'intégralité des titres Dalkia pour un montant de 967 millions d'euros.

2.2 Transalpina di Energia SpA et Wagram 4

Dans le cadre de la réorganisation des filiales italiennes du groupe EDF au cours du premier semestre 2014, Wagram 4, filiale à 100 % d'EDF, a fusionné avec sa filiale à 100 % TdE SRL, détentrice des titres Edison. À l'issue de cette fusion par absorption de TdE par Wagram 4, la nouvelle dénomination sociale de Wagram 4 est Transalpina di Energia SpA (TdE SpA). Le 1^{er} juillet 2014, EDF a cédé les titres de TdE SpA à EDF International à leur valeur nette comptable, soit 4 273 millions d'euros.

2.3 Émission 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 américains 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.

Du fait de ses caractéristiques (voir note 1.13), cette émission est comptabilisée en « Autres fonds propres » à compter de la réception des fonds pour un montant de 3 973 millions d'euros (net de la prime de remboursement).

Cette émission constitue la deuxième phase du programme de financement lancé en janvier 2013 pour constituer à terme un montant de titres subordonnés cohérent au regard du portefeuille d'actifs industriels en développement.

2.4 Accord entre EDF et Exeltium

Le 27 octobre 2014, le consortium Exeltium et EDF ont conclu un accord pour aménager le contrat de fourniture d'électricité d'Exeltium et redonner ainsi de la compétitivité aux entreprises électro-intensives concernées, suite à la baisse forte et inattendue des prix de marché.

Ce protocole prévoit dans un premier temps une baisse du prix payé au fil des livraisons puis, dans un deuxième temps, une évolution de ce prix en fonction de celle du prix de marché de l'électricité. L'ensemble du mécanisme rend ainsi le contrat plus flexible tout en préservant son équilibre économique global.

Les autres paramètres contractuels (volumes livrés, options de sortie, partage du risque industriel) n'ont pas été modifiés. Le principe du contrat, validé dès l'origine par la Commission européenne, reste inchangé : offrir une visibilité à long terme aux entreprises réunies dans le consortium, avec un prix compétitif sur l'ensemble de la période, tout en permettant à EDF de partager une partie de ses coûts de production dans la durée.

➤ Note 3 Évolutions réglementaires survenues au cours de l'exercice ayant un impact sur les comptes

3.1 Tarifs réglementés

3.1.1 Annulation des tarifs réglementés de vente par le Conseil d'État

Par décision du 11 avril 2014, le Conseil d'État a annulé partiellement les tarifs réglementés de vente de l'électricité pour la période du 23 juillet 2012 au 31 juillet 2013 suite à un recours en annulation exercé par l'ANODE (Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Énergie). Il a en effet jugé que le niveau de la hausse des tarifs jaune et bleu pour la période, limitée à 2 % par l'arrêté ministériel du 20 juillet 2012, était insuffisant, d'une part, pour couvrir les coûts de production d'électricité d'EDF et, d'autre part, compte tenu de l'objectif d'assurer la convergence tarifaire voulue par le législateur avec les coûts de fourniture de l'électricité distribuée à un tarif de marché d'ici le 31 décembre 2015. La publication au *Journal officiel* du rectificatif tarifaire 2012 a eu lieu le 31 juillet 2014.

Sur la base de ce rectificatif, un complément de chiffre d'affaires de 908 millions d'euros a été comptabilisé en 2014. Après prise en compte de divers coûts afférents à ce rattrapage tarifaire, l'impact sur le résultat d'exploitation de l'exercice 2014 s'élève à 731 millions d'euros.

3.1.2 Tarifs régulés de vente d'électricité

L'arrêté tarifaire du 26 juillet 2013 prévoyait une hausse hors taxes des tarifs réglementés de vente de 5 % en moyenne pour les Tarifs Bleus, à compter du 1^{er} août 2014. Le 4 juillet 2014, le gouvernement a annoncé l'annulation de cette hausse et a publié un arrêté en ce sens.

Par la suite, le gouvernement a décidé de modifier le décret n° 2009-975 du 12 août 2009 de manière à mettre en place, sans attendre le 31 décembre 2015, une méthode de construction des tarifs réglementés de vente de l'électricité par emplacement, en fonction de l'addition du prix d'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH), du coût du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale. Ce nouveau décret a été publié le 28 octobre 2014. Sur cette base, un arrêté a fixé les nouvelles grilles tarifaires à compter du 1^{er} novembre 2014. Les hausses tarifaires ont été effectivement inférieures aux 5 % annoncés en 2013. Elles ont été en moyenne de 2,5 % pour le Tarif Bleu résidentiel, 3,7 % pour le Tarif Vert, 2,5 % pour le Tarif Jaune. Le Tarif Bleu non résidentiel a baissé en moyenne de 0,7 %.

3.2 Loi NOME et ARENH

Les livraisons d'électricité dans le cadre de l'accès régulé au nucléaire historique allouées aux concurrents d'EDF ont représenté 71,3 TWh pour l'année 2014, dont 36,8 TWh pour le premier semestre. Le volume annuel d'ARENH ne peut excéder 100 TWh, augmenté progressivement depuis le 1^{er} janvier 2014 des quantités cédées aux gestionnaires de réseau en compensation de leurs pertes selon un échéancier fixé par arrêté. Les demandes d'ARENH effectuées par les différents fournisseurs en novembre 2014 pour le premier semestre 2015 (15,8 TWh) sont en forte baisse par rapport au premier semestre 2014, principalement du fait de la baisse des prix du marché de gros qui devient une source d'approvisionnement plus attractive.

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 en cours d'examen par la Commission européenne qui doit donner son accord sur la formule de prix. Le gouvernement a annoncé que cette formule s'appliquerait à compter du 1^{er} juillet 2015. Le 15 octobre 2014, la CRE a estimé dans son rapport sur les tarifs réglementés de vente d'électricité et sur la base des informations dont elle disposait à cette date, que l'application de cette formule conduirait à une hausse de l'ordre de 2 €/MWh en 2015.

3.3 Projet de loi sur la transition énergétique

Le 14 octobre 2014, l'Assemblée nationale a adopté en première lecture le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, dans lequel sont fixés des objectifs à moyen et long terme.

Les principaux objectifs concernent la réduction de 40 % des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2030 par rapport au niveau de 1990 et leur division par quatre d'ici 2050, ainsi que la division par deux de la consommation énergétique finale d'ici 2050 avec un objectif intermédiaire de 20 % en 2030.

Le projet de loi prévoit également l'évolution du mix énergétique français avec la diminution du nucléaire de 75 % à 50 % à l'horizon 2025, la réduction de la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à 2012 et la montée à 32 % de la part des énergies renouvelables dans la consommation finale à horizon 2030.

En ce qui concerne le nucléaire, le texte plafonne la capacité totale de production à 63,2 GW, ce qui correspond à la capacité de production du parc actuellement en exploitation.

Le projet de loi introduit par ailleurs une nouvelle gouvernance des politiques climatique et énergétique. Il prévoit notamment l'élaboration par EDF d'un plan stratégique d'entreprise, qui devrait être compatible avec la programmation pluriannuelle de l'énergie et donnerait au Commissaire du Gouvernement le pouvoir de s'opposer aux décisions d'investissements incompatibles avec ce plan stratégique.

Parmi les autres enjeux du texte figurent la réforme du mode de soutien aux énergies renouvelables ainsi que la réforme de la gouvernance de la CSPE.

Le processus législatif se poursuit avec l'examen du texte par le Sénat début 2015.

3.4 Réforme des retraites – Loi du 20 janvier 2014

La loi n° 2014-40 du 20 janvier 2014 est venue modifier la réglementation des régimes de retraites en France. Les deux mesures principales qu'elle met en œuvre ont vocation à s'appliquer au régime spécial des IEG. Ainsi, la durée de cotisation nécessaire pour obtenir une retraite à taux plein sera progressivement allongée jusqu'à atteindre 43 ans à compter de la génération 1973. Cette mesure prévue par la loi pour le régime général et le régime de la fonction publique a été transposée au régime des IEG par le décret n° 2014-698 du 25 juin 2014. De même, la date de revalorisation annuelle des pensions est reportée à compter de l'exercice 2014 du 1^{er} avril au 1^{er} octobre.

Le projet de loi ayant été adopté définitivement par le Parlement le 18 décembre 2013, ses dispositions avaient été prises en compte dans l'évaluation des engagements d'EDF dès le 31 décembre 2013.

**COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES**

Annexe aux comptes sociaux

Compte de résultat

➤ Note 4 Chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2014	2013
Ventes d'énergie ⁽¹⁾	39 616	41 234
Ventes de services et divers	2 101	2 189
CHIFFRE D'AFFAIRES	41 717	43 423

(1) Y compris la part acheminement des ventes d'électricité et de gaz.

L'évolution du chiffre d'affaires observée en 2014 est principalement liée à une baisse des volumes vendus en raison d'un effet climatique défavorable, en partie compensée par les augmentations tarifaires de 3,6 % en août 2013

et 2,3 % en novembre 2014. Les ventes d'énergie de l'exercice 2014 intègrent les effets du rattrapage tarifaire pour 908 millions d'euros (voir note 3.1).

➤ Note 5 Subventions d'exploitation

(en millions d'euros)	2014	2013
SUBVENTIONS D'EXPLOITATION REÇUES	5 912	5 117

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 5 888 millions d'euros en 2014 (5 103 millions d'euros en 2013). L'évolution s'explique principalement par la baisse des

prix de marché de l'électricité et l'augmentation des volumes d'achats d'énergie photovoltaïque, qui a pour effet d'augmenter la subvention à recevoir relative aux obligations d'achat en métropole, et par la hausse des volumes d'achats d'énergie dans les zones non interconnectées.

➤ Note 6 Reprises sur amortissements, dépréciations et provisions d'exploitation

(en millions d'euros)	2014	2013
Reprises sur provisions pour risques	100	227
Pensions et obligations assimilées ⁽¹⁾	1 127	1 407
Gestion du combustible nucléaire usé	648	637
Gestion à long terme des déchets radioactifs	240	137
Déconstruction des centrales nucléaires	164	171
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques	36	37
Autres provisions pour charges	170	188
Reprises sur provisions pour charges	2 385	2 577
Reprises sur dépréciations	267	269
TOTAL REPRISES SUR AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS D'EXPLOITATION	2 752	3 073

(1) En 2013, dont 393 millions d'euros liés à la réforme des retraites (voir note 3.4).

COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

D

Annexe aux comptes sociaux

➤ Note 7 Autres produits d'exploitation et transferts de charges

(en millions d'euros)	2014	2013
Autres produits d'exploitation	585	719
Transferts de charges	130	128
TOTAL	715	847

➤ Note 8 Consommations de l'exercice en provenance de tiers

(en millions d'euros)	2014	2013
Achats consommés de combustibles ⁽¹⁾	3 173	4 296
Achats d'énergie ⁽²⁾	9 792	10 311
Achats de services et autres achats consommés de biens ⁽³⁾	18 965	19 480
TOTAL CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS	31 930	34 089

(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)	2014	2013
Impôts et taxes sur rémunérations	162	157
Impôts et taxes liés à l'énergie	1 231	1 124
Contribution Économique Territoriale	516	530
Taxes foncières	382	374
Autres impôts et taxes	324	333
TOTAL IMPÔTS ET TAXES	2 615	2 518

➤ Note 10 Charges de personnel

(en millions d'euros)	2014	2013
Salaires et traitements	3 905	3 843
Charges sociales	2 699	2 614
TOTAL CHARGES DE PERSONNEL	6 604	6 457

L'augmentation des charges de personnel est principalement liée à l'évolution des effectifs et du Salaire National de Base.

D

COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Annexe aux comptes sociaux

	2014			2013
	Cadres	Non cadres	Total	Total
Statut IEG	29 340	36 360	65 700	64 374
Autres	257	4 196	4 453	4 269
TOTAL EFFECTIFS MOYENS	29 597	40 556	70 153	68 643

Les effectifs moyens sont présentés en équivalent temps plein.

En 2014, le périmètre des effectifs a été élargi (prise en compte des apprentis notamment). Les chiffres publiés au titre de 2013 correspondent à la moyenne annuelle des effectifs et ont été modifiés en conséquence.

↗ Note 11 Dotations aux amortissements

(en millions d'euros)	2014	2013
Sur immobilisations incorporelles	153	123
Sur immobilisations corporelles :		
■ du domaine propre	2 747	2 358
■ du domaine concédé ⁽¹⁾	218	207
Dotations aux amortissements des immobilisations	3 118	2 688
Autres dotations aux amortissements et charges à étaler	31	35
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	3 149	2 723

(1) Les dotations relèvent du domaine des concessions de distribution publique des Systèmes Énergétiques Insulaires et des concessions de forces hydrauliques.

↗ Note 12 Dotations aux provisions et dépréciations

(en millions d'euros)	2014	2013
Provisions pour risques⁽¹⁾	608	137
Pensions et obligations assimilées	733	810
Gestion du combustible nucléaire usé	457	417
Gestion à long terme des déchets radioactifs ⁽²⁾	29	228
Déconstruction des centrales nucléaires et derniers coûts ⁽³⁾	423	–
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques	–	1
Autres provisions	166	222
Provisions pour charges	1 808	1 678
Dépréciations	424	319
TOTAL DOTATIONS AUX PROVISIONS ET DÉPRÉCIATIONS	2 840	2 134

(1) La dotation porte principalement sur des contrats d'approvisionnement.

(2) En 2013, une dotation de 208 millions d'euros a été enregistrée afin de prendre en compte les nouveaux besoins de financement de l'ANDRA relatifs aux études sur le projet de stockage géologique.

(3) Une dotation de 388 millions d'euros relative à la déconstruction des centrales nucléaires définitivement à l'arrêt est comptabilisée en 2014 (voir note 28.3).

COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

D

Annexe aux comptes sociaux

➤ Note 13 Résultat financier

(en millions d'euros)	2014	2013
Produits financiers de participations ⁽¹⁾	1 295	2 116
Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé ⁽²⁾	370	377
Charges et produits d'intérêts et assimilés ⁽³⁾	(1 639)	(2 007)
Reprises sur dépréciations et transferts de charges ⁽⁴⁾	415	1 187
Résultat de change	(129)	137
■ Gains de change réalisés	2 160	1 835
■ Pertes de change réalisées	(2 289)	(1 698)
Résultat de cession des valeurs mobilières de placement	51	(26)
■ Produits nets sur cessions des valeurs mobilières de placement	51	7
■ Pertes nettes sur cessions des valeurs mobilières de placement	-	(33)
Dotations financières aux amortissements et provisions ⁽⁵⁾	(3 459)	(2 674)
RÉSULTAT FINANCIER	(3 096)	(890)

(1) La variation des dividendes reçus concerne principalement :

- ERDF (427 millions d'euros en 2014 et 535 millions d'euros en 2013) ;
- EDF International (202 millions d'euros en 2014 et 394 millions d'euros en 2013) ;
- IC3, holding détenant EDF Investissements Groupe (129 millions d'euros en 2014 et 514 millions d'euros en 2013) ;
- EDEV (58 millions d'euros en 2014 et 146 millions d'euros en 2013).

(2) En 2014, ce poste intègre un produit de 87 millions d'euros (83 millions d'euros en 2013) au titre des coûts de portage de la créance financière CSPE.

(3) La variation provient pour l'essentiel de l'évolution du résultat de change latent sur les instruments de change et de la charge d'intérêts relative aux titres subordonnés à durée indéterminée.

(4) Une reprise sur dépréciation des actifs dédiés pour 176 millions d'euros et sur dépréciation des titres Veolia Environnement pour 327 millions d'euros, suite à la cession de la totalité des titres, avait été enregistrée en 2013.

(5) Ces charges correspondent principalement aux effets de l'actualisation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers coeurs 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.

➤ Note 14 Résultat exceptionnel

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.

Au 31 décembre 2013, le résultat exceptionnel représente un produit net de 164 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- des plus-values de 622 millions d'euros sur les cessions de TIAP actifs dédiés, notamment celles réalisées suite à l'affectation de la créance financière CSPE à ces actifs ;
- une moins-value de 266 millions d'euros sur la cession des titres Veolia Environnement compensée par une reprise de dépréciation de 327 millions d'euros en résultat financier ;
- l'amortissement dérogatoire de 222 millions d'euros d'un nouveau système d'information dans le domaine nucléaire mis en service en 2013.

**COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES**

Annexe aux comptes sociaux

➤ Note 15 Impôts sur les bénéfices**15.1 Groupe fiscal**

Depuis le 1^{er} janvier 1988, la société intégrante EDF et ses filiales intégrées forment entre elles un groupe soumis au régime de l'intégration fiscale prévu aux articles 223 A à 223 U du Code général des impôts. Le périmètre d'intégration de l'exercice 2014 comprend 83 filiales dont notamment : RTE Réseau de Transport d'Électricité, ERDF, EDF International et le sous-groupe EDF Énergies Nouvelles.

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, 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 une charge d'impôt de 577 millions d'euros au titre de l'exercice 2014. Cette charge se décompose comme suit :

- 217 millions d'euros au titre du résultat courant bénéficiaire 2014 ;
- 376 millions d'euros au titre du résultat exceptionnel ;
- (16) millions d'euros au titre des retraitements liés à l'intégration fiscale.

Les bases d'impôts différés et latents évoluent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013	Variation
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt			
■ Provisions non déductibles ⁽¹⁾	(12 403)	(10 316)	(2 087)
■ Instruments financiers et écarts de conversion	(5 151)	(3 780)	(1 371)
■ Autres	(324)	(337)	13
Total actif d'impôt – taux normal	(17 878)	(14 433)	(3 445)
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt			
■ Instruments financiers et écarts de conversion	4 657	2 883	1 774
■ Autres	1 014	727	287
Total passif d'impôt – taux normal	5 671	3 610	2 061
■ Plus-value en sursis d'imposition	79	79	-
Total passif d'impôt – taux réduit	79	79	-
SITUATION FISCALE DIFFÉRÉE (EN BASE)	(12 128)	(10 744)	(1 384)
Dette future d'impôt au taux de droit commun	(4 203)	(3 726)	(477)
Dette future d'impôt au taux réduit	3	1	2

(1) Elles concernent principalement les avantages du personnel postérieurs à l'emploi.

15.3 Crédit Impôt Compétitivité Emploi (CICE)

Les sommes perçues en 2014 au titre du CICE 2013 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.

COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

D

Annexe aux comptes sociaux

Bilan

➤ Note 16 Valeurs brutes des immobilisations incorporelles
et corporelles

(en millions d'euros)	Valeurs brutes au 31/12/2013	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31/12/2014
Logiciels	942	210	16	1 136
Autres	243	9	1	251
Immobilisations incorporelles	1 185	219	17	1 387
Terrains	117	8	3	122
Constructions et agencements de terrains	9 374	358	61	9 671
Tranches de production nucléaire	49 522	2 665	948	51 239
Matériel et outillage industriel hors réseau	11 286	509	241	11 554
Réseau du domaine propre	886	34	1	919
Autres immobilisations corporelles	1 313	138	86	1 365
Immobilisations corporelles du domaine propre	72 498	3 712	1 340	74 870
Terrains	39	–	–	39
Constructions et agencements de terrains	9 359	154	5	9 508
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 379	40	9	1 410
Réseau du domaine concédé	2 292	138	12	2 418
Autres immobilisations corporelles	11	–	1	10
Immobilisations corporelles du domaine concédé⁽¹⁾	13 080	332	27	13 385
Immobilisations corporelles ⁽²⁾	9 220	5 163	3 912	10 471
Immobilisations incorporelles	1 199	335	222	1 312
Avances et acomptes versés sur commandes	2 355	397	–	2 752
Immobilisations en cours	12 774	5 895	4 134	14 535
TOTAL IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES	99 537	10 158	5 518	104 177

(1) Les immobilisations du domaine concédé relèvent 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 Ramanville.

**COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES**

Annexe aux comptes sociaux

➤ Note 17 Amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles et corporelles

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2013	Augmentations	Diminutions	Montants cumulés au 31/12/2014
Logiciels	395	126	15	506
Autres	77	27	-	104
Immobilisations incorporelles	472	153	15	610
Terrains et constructions	6 265	277	58	6 484
Tranches de production nucléaire	33 427	2 073	883	34 617
Matériel et outillage industriel hors réseau	7 338	396	236	7 498
Réseau du domaine propre	364	27	-	391
Autres immobilisations corporelles	781	110	82	809
Immobilisations corporelles du domaine propre	48 175	2 883	1 259	49 799
Terrains et constructions	5 855	135	5	5 985
Matériel et outillage industriel hors réseau	980	24	7	997
Réseau du domaine concédé	909	66	8	967
Autres immobilisations corporelles	10	-	-	10
Immobilisations corporelles du domaine concédé	7 754	225	20	7 959
Immobilisations corporelles en cours	71	31	2	100
TOTAL AMORTISSEMENTS ET DÉPRÉCIATIONS	56 472	3 292	1 296	58 468

COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

D

Annexe aux comptes sociaux

➤ Note 18 Immobilisations financières

18.1 Variations des immobilisations financières

(en millions d'euros)	Valeurs brutes au 31/12/2013	Valeurs brutes au 31/12/2014
Participations ⁽¹⁾	59 848	56 577
Créances rattachées aux participations	50	50
Titres immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) ⁽²⁾	12 150	12 591
Autres titres immobilisés	349	208
Créance CSPE ⁽³⁾	5 053	5 140
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières ⁽⁴⁾	2 615	3 089
Total valeur brute des immobilisations financières	80 065	77 655
Dépréciations des participations et créances rattachées ⁽¹⁾	(357)	(171)
Dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés	(41)	(55)
Total dépréciations	(398)	(226)
TOTAL VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES	79 667	77 429

(1) La variation des participations correspond pour l'essentiel à :

- l'acquisition de titres Dalkia pour 967 millions d'euros (voir note 2.1) ;
- la cession des sociétés Dalkia Holding et Dalkia International pour une valeur nette de 1 322 millions d'euros (voir note 2.1) ;
- la souscription à l'augmentation de capital de C3 (société détenant les titres d'EDF Investissement Groupe) pour 1 300 millions d'euros ;
- la cession de la société TdE SpA à EDF International, avec une reprise de provision pour dépréciation de 220 millions d'euros (voir note 2.2)

(2) Les mouvements sur le portefeuille de TIAP correspondent à des acquisitions et des cessions d'actifs dédiés sur la période qui génèrent des plus-values nettes sur l'exercice 2014 (voir note 14). La dotation aux actifs dédiés au titre de l'année 2014 est nulle car la valeur de réalisation des actifs excède désormais celle des provisions à couvrir (voir note 38.2.4)

(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. La CSPE est une contribution fixée par l'État et collectée directement auprès du consommateur final d'électricité, dans le but de compenser certaines charges de service public assumées par EDF. Elle a vocation à financer l'essor des énergies renouvelables, les tarifs sociaux et la péréquation tarifaire. L'accord trouvé avec les pouvoirs publics annoncé le 14 janvier 2013 prévoit le remboursement de la créance constituée du déficit de la CSPE au 31 décembre 2012, à hauteur de 4,3 milliards d'euros, et des coûts de portage supportés par EDF à hauteur de 0,6 milliard d'euros. À la suite de cet accord, EDF a transféré, dans ses comptes clos le 31 décembre 2012, la créance du poste « Autres créances d'exploitation » au poste « Prêts et autres immobilisations financières ». La créance est rémunérée sur toute la période à des conditions de marché (1,72 %).

(4) L'en-cours des prêts aux filiales au 31 décembre 2014 est de 3 002 millions d'euros, dont 1 175 millions d'euros pour EDF Énergies Nouvelles, 670 millions d'euros pour RTE, 661 millions d'euros pour Dalkia et 450 millions d'euros pour EDF International.



COMPTES SOCIAUX D'EDF ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Annexe aux comptes sociaux

18.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 %

(en millions d'euros)	Valeurs brutes comptables des titres détenus	Dépréciations 31/12/2014	% du capital détenu	Capitaux propres 31/12/2013	Résultats de l'exercice 2013	Dividendes reçus en 2014	Chiffres d'affaires 2013
I. Filiales							
* Sociétés Holdings							
EDEV	6 891	–	100	6 354	62	58	1 199
EDF International	25 930	–	100	23 959	213	202	–
EDF Production Électrique Insulaire SAS	711	–	100	664	10	–	174
EDF Holding SAS	1 950	–	100	2 260	231	219	–
Société C3	11 196	–	100	10 071	136	129	–
EDF Immo	1 361	–	100	1 383	46	–	–
Autres	394	2	100	–	–	–	–
* Sociétés industrielles et commerciales							
En France							
Centrale Électrique Rhénane de Gamsheim	3	–	50	10	n. s.	–	7
Dalkia Investissement	200	62	100	263	38	–	n. s.
Dalkia	967	–	100	1 317	3	–	–
RTE Réseau de Transport d'Électricité ⁽¹⁾	4 030	–	100	5 861	417	250	4 652
Électricité Réseau Distribution France (ERDF)	2 700	–	100	4 324	781	427	13 811
À l'étranger							
Emosson	14	14	50	114	n. s.	–	31
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)	3	–	50	117	3	–	17
Forces Motrices du Chatelet	n. s.	–	50	7	n. s.	n. s.	4
* Autres (GIE Eifer)	94	93	–	–	–	–	–
TOTAL I	56 444	171				1 285	

n. s. : non significatif (inférieur à 500 000 euros)

(1) 50 % des titres sont affectés aux actifs dédiés

COMPTES SOCIAUX D'EDF ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

D

Annexe aux comptes sociaux

18.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 %

(en millions d'euros)	Valeurs brutes comptables des titres détenus	Dépréciations 31/12/2014	% du capital détenu	Capitaux propres 31/12/2013	Résultats de l'exercice 2013	Dividendes reçus en 2014
I. Filiales						
Total I Report des filiales	56 444	171				1 285
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						
Trinnet France	130	—	35	243	n.s.	—
Total II.1	130	—				—
II.2 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 10 % dont :						
Autres	1	—	—	—	—	—
À l'étranger						
Forces Motrices de Mauvoisin	1	—	10	97	4	n.s.
Total II.2	2	—				—
Total II	133	—				—
Total brut des filiales et participations	56 577	171				1 285
TOTAL NET DES FILIALES ET PARTICIPATIONS	56 406					

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	12 150	12 118	14 005	12 591	12 536	14 769

La valeur brute des TIAP regroupe, au 31 décembre 2014, pour 12 468 millions d'euros d'actifs dédiés et pour 123 millions d'euros de titres AREVA, dépréciés à hauteur de 45 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)	Valeurs brutes au 31/12/2013	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31/12/2014
ACTIONS PROPRES	44	443	(449)	38

Le nombre d'actions propres comptabilisées dans la rubrique « TIAP » et détenues au 31 décembre 2014 s'élève à 1 631 587 actions pour une valeur de 38 millions d'euros.

D

COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Annexe aux comptes sociaux

18.6 Créances de l'actif immobilisé

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montants bruts au 31/12/2014	Montants bruts au 31/12/2013
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Créances rattachées à des participations	2	-	48	50	50
Créance CSPE	638	4 502	-	5 140	5 053
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières	792	717	1 580	3 089	2 615
CRÉANCES DE L'ACTIF IMMOBILISÉ	1 432	5 219	1 628	8 279	7 718

Note 19 Stocks et en-cours

(en millions d'euros)	31/12/2014			31/12/2013		
	Valeurs brutes	Provision	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provision	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	8 457	(14)	8 443	8 327	(14)	8 313
Autres matières premières	334	-	334	487	-	487
Autres approvisionnements	1 144	(186)	958	1 038	(197)	841
En-cours de production et autres stocks	18	-	18	19	-	19
TOTAL STOCKS	9 953	(200)	9 753	9 871	(211)	9 660

Note 20 Créances de l'actif circulant

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montants bruts au 31/12/2014	Montants bruts au 31/12/2013
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Avances et acomptes versés sur commandes	590	187	359	1 136	1 056
■ Créances clients et comptes rattachés					
- Factures établies	2 039	-	-	2 039	2 519
- Factures à établir ⁽¹⁾	12 060	243	-	12 303	11 102
■ Autres créances d'exploitation ⁽²⁾	4 923	56	81	5 060	4 170
Créances d'exploitation	19 022	299	81	19 402	17 791
Instruments de trésorerie⁽³⁾	1 618	1 041	1 254	3 913	1 627
Charges constatées d'avance	481	169	644	1 294	1 295
TOTAL CRÉANCES DE L'ACTIF CIRCULANT	21 711	1 696	2 338	25 745	21 769

(1) Elles concernent principalement les créances relatives à l'énergie livrée non facturée et intègrent le produit à recevoir comptabilisé en 2014 au titre du rattrapage tarifaire (voir note 3.1).

(2) Elles comprennent 2 460 millions d'euros de créances sur l'État au titre des impôts et taxes et 2 056 millions d'euros de créance au titre de la Contribution au Service Public d'Électricité (CSPE) (1 357 millions d'euros en 2013). 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.

**COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES**

D

Annexe aux comptes sociaux

➤ Note 21 Valeurs mobilières de placement

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013	Variation de l'exercice
Actions propres	3	3	-
OPCVM	1 637	2 844	(1 207)
TCN court terme en euros et en devises inférieurs à 3 mois	-	10	(10)
TCN court terme en euros et en devises supérieurs à 3 mois	1 914	2 599	(685)
Obligations	5 211	4 847	364
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	54	13	41
Total valeur brute	8 819	10 316	(1 497)
Dépréciations	(4)	(4)	-
TOTAL VALEUR NETTE	8 815	10 312	(1 497)

En 2013, la cession d'actifs dédiés pour un montant de 2,4 milliards d'euros, suite à l'affectation de la créance CSPE à ces actifs, explique que le montant des valeurs mobilières de placement au 31 décembre 2013 soit supérieur à celui du 31 décembre 2014.

➤ Note 22 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013	Variation
Valeurs mobilières de placement	8 819	10 316	(1 497)
Disponibilités	6 583	5 066	1 517
Sous-total à l'actif du bilan	15 402	15 382	20
OPCVM en euros	(1 637)	(2 844)	1 207
TCN en euros supérieurs à 3 mois	(1 914)	(1 595)	(319)
TCN en devises supérieurs à 3 mois	-	(1 004)	1 004
Obligations	(5 211)	(4 847)	(364)
Actions propres	(3)	(3)	-
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	(54)	(13)	(41)
Valeurs mobilières de placement incluses dans les actifs financiers du tableau de flux de trésorerie	(8 819)	(10 306)	1 487
Avances de trésorerie accordées aux filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste « Autres créances d'exploitation » du bilan	12	4	8
Avances de trésorerie reçues des filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste « Autres dettes d'exploitation » du bilan	(5 369)	(8 390)	3 021
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE *	1 226	(3 310)	4 536
Élimination de l'incidence des variations de change			(57)
Élimination des produits financiers sur disponibilités et équivalents			43
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE *			4 550

* Voir tableau de flux de trésorerie

**COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES**

Annexe aux comptes sociaux

➤ Note 23 Écarts de conversion-Actif

Les écarts de conversion-Actif présentent au 31 décembre 2014 une perte latente de change de 1 146 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 2012	924	10 802	2 660	3 566	190	6 323	24 465
Affectation du résultat 2012	—	—	2 309	(2 309)	—	—	—
Distribution de dividendes	—	—	1	(1 257)	—	—	(1 256)
Augmentation de capital au 29 juillet 2013	6	165	—	—	—	—	171
Résultat 2013	—	—	—	2 938	—	—	2 938
Acompte sur dividendes	—	—	(1 059)	—	—	—	(1 059)
Autres variations	—	—	18	—	(12)	78	84
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 dividendes	—	—	(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

24.1 Capital social

Au 31 décembre 2014, le capital social s'élève à 930 004 234 euros, composé de 1 860 008 468 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 84,5 % par l'État, 13,7 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,7 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,1 % d'actions auto-détenues.

En 2013, le paiement en action d'une partie du solde du dividende de l'exercice 2012 s'est traduit par une augmentation du capital social de 6 millions d'euros, correspondant à l'émission de 11 141 806 actions.

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 15 mai 2014 a voté une distribution de dividendes au titre de l'exercice 2013 de 1,25 euro par action.

Conformément à la modification statutaire proposée à l'Assemblée générale des actionnaires du 24 mai 2011, 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 2013, le solde du dividende à distribuer au titre de l'exercice 2013 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 6 juin 2014 pour un montant de 1 268 millions d'euros.

Le 10 décembre 2014, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la distribution d'un acompte sur dividendes de 0,57 euro par action au titre de l'exercice 2014, mis en paiement en numéraire le 17 décembre 2014 pour un montant de 1 059 millions d'euros.

COMPTES SOCIAUX D'EDF ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

D

Annexe aux comptes sociaux

➤ 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 10 688 millions d'euros à fin décembre 2014.

➤ Note 26 Passifs spécifiques des concessions

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Contre-valeur des biens	103	103
Écarts de réévaluation	945	971
Amortissement de caducité	108	88
Concessions des Forces Hydrauliques	1 156	1 162
Contre-valeur des biens	1 517	1 441
Financement du concessionnaire non amorti	(915)	(860)
Amortissement du financement du concédant	279	264
Participations reçues sur immobilisations en cours du domaine concédé	8	9
Concessions de Distribution Publique⁽¹⁾	889	854
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS	2 045	2 016

(1) Les passifs des concessions de distribution publique relèvent des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI).

➤ Note 27 Provisions pour risques

(en millions d'euros)	31/12/2013	Dotations		Reprises			31/12/2014
		Exploitation ⁽¹⁾	Financières	Suite à utilisation	Provision sans objet	Financières	
Provisions pour pertes de change	262	–	922	–	–	(37)	1 147
Provisions pour contrats déficitaires	97	444	4	(56)	–	–	489
Autres provisions pour risques	177	164	–	(37)	(7)	–	297
TOTAL PROVISIONS POUR RISQUES	536	608	926	(93)	(7)	(37)	1 933

(1) La dotation est principalement liée à des contrats d'approvisionnement.

**COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES**

Annexe aux comptes sociaux

➤ 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 :

	31/12/2013	Dotations		Reprises	Autres (1)	31/12/2014
		Exploitation	Financières (1)	Suite à utilisation		
<i>(en millions d'euros)</i>						
Provisions pour gestion du combustible usé	9 779	457	462	(648)	55	10 105
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 542	29	346	(240)	(1)	7 676
Provisions pour aval du cycle nucléaire	17 321	486	808	(888)	54	17 781
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	13 024	423	625	(164)	(42)	13 866
Provisions pour derniers cœurs	2 313	–	111	–	(11)	2 413
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	15 337	423	736	(164)	(53)	16 279
TOTAL PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	32 658	909	1 544	(1 052)	1	34 060

(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 1.15.1).

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 1 000 tonnes par an – sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX.

En conséquence, cette rubrique 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 conclus avec AREVA suite à l'accord-cadre de décembre 2008.

28.2 Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Cette rubrique concerne 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 fermeture, 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.

COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

D

Annexe aux comptes sociaux

La provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Déchets TFA et FMA	997	967
Déchets FAVL	521	499
Déchets HA-MAVL	6 158	6 076
PROVISIONS POUR GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS	7 676	7 542

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 Soulaing, 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 stockage 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 subsurface.

Une première recherche de sites lancée par l'ANDRA en 2008 n'ayant pas abouti, l'ANDRA a repris la recherche en 2013 et doit en présenter le résultat aux pouvoirs publics avant la fin de l'année 2015. D'autres scénarios de gestion alternative des déchets sont également à l'étude, intégrant des solutions de tri et de traitement du graphite.

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.

Depuis 2005, le montant brut et l'échéancier des dépenses provisionnelles sont 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 a 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 CIGEO), l'ANDRA a 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 a permis des échanges techniques constructifs 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 a établi un dossier provisoire de chiffrage, envoyé à EDF le 18 juillet 2014. Conformément à la loi de 2006, un processus de consultation a 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 devrait porter 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 disposent ainsi d'un délai de deux mois pour communiquer leurs observations, qui seront intégrées dans le dossier qui sera 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'ASN, le nouveau coût de référence du stockage des déchets HA-MAVL.

Compte tenu des incertitudes sur le niveau des coûts qui sera retenu et sur l'impact correspondant en termes de provision, la provision comptabilisée à fin décembre 2014 par EDF reste basée sur le coût de référence issu du groupe de travail de 2005.

Les échanges en cours entre la DGEC, l'ANDRA et les producteurs portent sur le coût aux conditions économiques 2011 d'un stockage basé sur un inventaire à terminaison des déchets de tous les producteurs.

L'évaluation de la provision est sensible au coût brut du stockage mais également à des hypothèses structurantes comme le calendrier des décaissements, la répartition des coûts entre les différents producteurs (EDF, AREVA, CEA) et la prise en compte des opportunités, risques, aléas et incertitudes du projet. En conservant ces hypothèses identiques à celles retenues dans la provision actuelle, un relèvement du devis brut d'un pas de 1 milliard d'euros aux conditions économiques de 2011 aurait un impact estimé à environ 200 millions d'euros en valeur actualisée sur la provision à fin décembre 2014.

Si l'évaluation arrêtée par la Ministre devait s'écarter des estimations d'EDF, EDF en traduirait les effets dans ses comptes.

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 trois 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...),
- 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 une déconstruction immédiate après l'arrêt, sans période d'attente de décroissance radioactive, conformément à la réglementation qui impose un délai aussi court que possible entre l'arrêt définitif de l'installation et son démantèlement. Si les opérations de niveau 1 doivent être effectuées en premier, certaines opérations de niveau 2 et 3 peuvent être effectuées en parallèle.

D

COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Annexe aux comptes sociaux

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 stockage des déchets qui relèvent de la provision pour gestion à long terme des déchets).

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

	31/12/2013	Dotations		Reprises	Autres ⁽²⁾	31/12/2014
		Exploitation	Financières ⁽¹⁾	Suite à utilisation		
<i>(en millions d'euros)</i>						
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	10 907	35	522		(42)	11 422
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	2 117	388	103	(164)		2 444
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	13 024	423	625	(164)	(42)	13 866

(1) Il s'agit des charges financières d'actualisation.

(2) La contrepartie est en immobilisations corporelles (voir note 1.15).

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filiale 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 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 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 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'a pas d'impact significatif sur le niveau des provisions au 31 décembre 2014.

Pour les centrales nucléaires arrêtées définitivement

Contrairement au parc REP en exploitation, les réacteurs de première génération à l'arrêt sont de technologies différentes : Uranium Naturel - Graphite - Gaz (UNGG) à Bugey, Saint-Laurent et Chinon, eau lourde à Brennilis, REP à Chooz A, et neutrons rapides à Creys-Malville. En conséquence, l'estimation des charges de déconstruction est réalisée site par site.

Le choix effectué par EDF est de déconstruire intégralement les centrales de première génération à l'horizon 2040, en cohérence avec la mise à disposition d'exutoires pour les déchets issus de la déconstruction, à savoir :

- pour les déchets MAVL, dans l'installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés (ICEDA) dont la mise en service est prévue pour 2017, dans l'attente de l'exutoire en stockage profond ;
- pour les déchets FAVL, dans l'exutoire pour les déchets graphite dont la mise en service est prévue à l'horizon 2025.

L'évaluation de la provision est également conditionnée par l'obtention du décret de démantèlement complet de Brennilis fin 2018.

Les coûts de déconstruction sont évalués à partir de devis qui font en principe l'objet d'une révision complète tous les trois ans. Les devis établis en 2008 ont été ainsi revus en 2012 pour prendre en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires, et les dernières données chiffrées disponibles.

Une révision complète des devis est prévue en 2015. Toutefois, les premiers travaux effectués dans ce cadre conduisent à réestimer la provision de 388 millions d'euros à fin décembre 2014 pour tenir compte des retards dans l'avancement physique des chantiers et des réévaluations des coûts sur certains contrats. Cette variation s'est traduite au niveau du compte de résultat par une charge enregistrée en « Autres consommations externes ».

COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

D

Annexe aux comptes sociaux

28.4 Provisions pour derniers cœurs

Ces provisions couvrent 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 4,6 % au 31 décembre 2014, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,7 % (respectivement 4,8 % et 1,9 % au 31 décembre 2013).

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 par ailleurs respecter le double plafond réglementaire instauré par le décret du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007. Il doit être inférieur :

- à un plafond réglementaire « égal à la moyenne arithmétique sur les quarante-huit 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 ans s'établit à 4,31 % au 31 décembre 2014.

Les travaux en cours depuis 2013 entre les exploitants nucléaires et l'administration française autour du dispositif réglementaire relatif au taux d'actualisation des provisions ont abouti, et leur traduction réglementaire devrait intervenir au cours du premier trimestre 2015. Avec le nouveau dispositif envisagé, le plafond de taux d'actualisation se serait établi au 31 décembre 2014 à environ 4,8 %.

En attendant que le nouveau dispositif soit applicable, la Ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, le Ministre des Finances et des Comptes publics et le Ministre de l'Économie, du Redressement Productif et du Numérique ont accordé à EDF un délai supplémentaire jusqu'au 31 mars 2015 pour appliquer le taux d'actualisation conforme au dispositif alors en vigueur.

En conséquence, le taux d'actualisation retenu au 31 décembre 2014 est le taux ressortant de la méthode usuelle de l'entreprise, soit 4,6 %.

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.

	31/12/2014		31/12/2013	
	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
Gestion du combustible usé	16 463	10 105	15 858	9 779
Gestion à long terme des déchets radioactifs	26 159	7 676	25 578	7 542
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	42 622	17 781	41 446	17 321
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	19 298	11 422	19 558	10 907
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 310	2 444	2 890	2 117
Derniers cœurs	4 050	2 413	3 979	2 313
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	26 658	16 279	26 427	15 337

Cette approche peut être complétée par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.



COMPTES SOCIAUX D'EDF ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Annexe aux comptes sociaux

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 31/12/2014	Sensibilité au taux d'actualisation					
		Sur la provision au bilan			Sur le résultat avant impôt		
		+ 0,20 %	- 0,20 %	- 0,30 %	+ 0,20 %	- 0,20 %	- 0,30 %
Aval du cycle nucléaire							
■ gestion du combustible usé	10 105	(171)	180	274	141	(149)	(227)
■ gestion à long terme des déchets radioactifs	7 676	(381)	425	657	327	(368)	(568)
Déconstruction et derniers cœurs							
■ déconstruction des centrales nucléaires	13 866	(431)	449	681	52	(54)	(82)
■ derniers cœurs	2 413	(64)	68	103	-	-	-
TOTAL	34 060	(1 047)	1 122	1 715	520	(571)	(877)

↗ 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)	31/12/2013	Dotations		Reprises		31/12/2014
		Exploitation ⁽¹⁾	Financières	Exploitation ⁽²⁾	Financières ⁽³⁾	
Avantages postérieurs à l'emploi	9 794	562	804	(1 039)	(336)	9 785
Avantages à long terme	897	171	30	(88)	-	1 010
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	10 691	733	834	(1 127)	(336)	10 795

(1) Dont 382 millions d'euros au titre des coûts des services rendus, 340 millions d'euros au titre de l'amortissement des pertes actuarielles et 17 millions d'euros au titre des droits non acquis.

(2) Dont 1 061 millions d'euros au titre des contributions employeurs, 25 millions d'euros au titre des gains actuariels et 41 millions d'euros concernant les indemnités Complémentaires de Retraite (ICR).

(3) Au titre du rendement attendu des actifs de couverture.

COMPTES SOCIAUX D'EDF ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

D

Annexe aux comptes sociaux

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 31/12/2013	24 020	(8 253)	15 767	(107)	(4 969)	10 691
Charge nette de l'exercice 2014	1 174	(336)	838	(30)	357	1 165
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	5 538	(1 601)	3 937	42	(3 979)	-
Cotisations versées aux fonds	-	(337)	(337)	-	-	(337)
Prestations versées	(1 063)	339	(724)	-	-	(724)
SOLDE AU 31/12/2014	29 669	(10 188)	19 481	(95)	(8 591)	10 795

Les écarts actuariels sur engagements générés sur l'exercice 2014 s'élèvent à (5 538) millions d'euros dont (5 707) millions d'euros liés à l'effet des révisions d'hypothèses (notamment à la baisse des hypothèses de taux d'actualisation et aux changements d'hypothèses d'évaluation des avantages en nature énergie) et 169 millions d'euros de gains dus à l'expérience.

Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Coût des services rendus de l'exercice	382	514
Charges d'intérêts (actualisation)	834	851
Rendement escompté des actifs de couverture	(336)	(314)
Amortissement des écarts actuariels non comptabilisés – avantages postérieurs à l'emploi	151	188
Variation des écarts actuariels – avantages à long terme	164	71
Coût des services passés droits acquis	-	(393)
Coût des services passés droits non acquis	(30)	11
IMPACT RÉSULTAT AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME	1 165	928
dont		
Résultat d'exploitation ⁽¹⁾	667	391
Résultat financier	498	537

(1) En 2014, le montant correspond aux dotations d'exploitation (733 millions d'euros) nettes des reprises au titre des écarts actuariels (25 millions d'euros) et au titre des Indemnités Complémentaires de Retraite (ICR) de 41 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)	31/12/2013	Dotations		Reprises		31/12/2014
		Exploitation	Financières	Exploitation	Financières	
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi						
Retraites	7 838	364	645	(828)	(320)	7 699
Charges CNIEG	421	7	15	(14)	-	429
Avantages en nature énergie	1 029	131	103	(81)	-	1 182
Indemnités de fin de carrière	(5)	36	20	(50)	(15)	(14)
Autres avantages	511	24	21	(66)	(1)	489
TOTAL	9 794	562	804	(1 039)	(336)	9 785

D

COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Annexe aux comptes sociaux

(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 CNIÉG	511	–	–	(82)	429
Avantages en nature énergie	4 355	–	–	(3 173)	1 182
Indemnités de fin de carrière	620	(491)	(50)	(93)	(14)
Autres avantages	788	(14)	(45)	(240)	489
TOTAL	28 659	(10 188)	(95)	(8 591)	9 785

(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 31/12/2013					
Retraites	18 540	(7 810)	–	(2 892)	7 838
Charges CNIÉG	424	–	–	(3)	421
Avantages en nature énergie	2 929	–	–	(1 900)	1 029
Indemnités de fin de carrière	575	(429)	(57)	(94)	(5)
Autres avantages	655	(14)	(50)	(80)	511
TOTAL	23 123	(8 253)	(107)	(4 969)	9 794

L'augmentation des engagements observée entre 2013 et 2014 est principalement liée au changement de taux d'actualisation (taux d'actualisation de 3,5 % au 31 décembre 2013 et de 2,2 % au 31 décembre 2014).

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)	31/12/2013	Dotations		Reprises	31/12/2014
		Exploitation	Financières	Exploitation	
Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité					
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles	777	152	26	(76)	879
Médailles du travail	95	15	3	(8)	105
Autres	25	4	1	(4)	26
TOTAL	897	171	30	(88)	1 010

COMPTES SOCIAUX D'EDF ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

D

Annexe aux comptes sociaux

30.3 Actifs de couverture

Les actifs de couverture s'élevaient à 10 188 millions d'euros au 31 décembre 2014 (8 253 millions d'euros au 31 décembre 2013). Ces actifs de couverture sont affectés principalement à la couverture des droits spécifiques passés pour 9 683 millions d'euros et à celle des indemnités de fin de carrière pour 491 millions d'euros.

Les placements se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Actifs de couverture – régime spécial de retraite	9 683	7 810
dont en % :		
Actions	29 %	31 %
Obligations et monétaires	71 %	69 %
Actifs de couverture – indemnités de fin de carrière	491	429
dont en % :		
Actions	31 %	32 %
Obligations et monétaires	69 %	68 %
Actifs de couverture – autres avantages	14	14
TOTAL ACTIFS DE COUVERTURE	10 188	8 253

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 2,2 % au 31 décembre 2014 (3,5 % au 31 décembre 2013) ;
- le taux d'inflation retenu est estimé à 1,7 % au 31 décembre 2014 (1,9 % au 31 décembre 2013) ;
- l'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 18 ans ;
- le taux de rotation des agents est considéré comme non significatif ;
- l'évaluation du tarif agent au 1^{er} janvier 2014 inclut l'évolution des taxes assises sur le tarif ;

- le taux de rendement attendu des actifs de couverture des droits spécifiques passés du régime spécial des retraites est de 2,93 % ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couverture des indemnités de fin de carrière est de 2,43 %.

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 (3,4 % y compris inflation).

➤ Note 31 Provisions pour autres charges

(en millions d'euros)	31/12/2013	Dotations	Reprises		Autres	31/12/2014
			Suite à utilisation	Sans objet		
Provisions pour charges relatives						
■ au personnel	108	90	(85)	(4)	–	109
■ au renouvellement des immobilisations du domaine concédé	254	13	–	(1)	(5)	261
■ aux autres charges	562	150	(78)	(22)	–	612
PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES	924	253	(163)	(27)	(5)	982



COMPTES SOCIAUX D'EDF ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Annexe aux comptes sociaux

➤ Note 32 Dettes

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montant brut au 31/12/2014	Montant brut au 31/12/2013
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Emprunts obligataires	1 477	8 085	31 431	40 993	39 341
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit	–	–	500	500	500
Autres emprunts	3 054	956	4	4 014	3 738
Dettes financières diverses					
■ avances sur consommation	2	14	19	35	42
■ autres dettes	1 509	1	1	1 511	1 659
Dettes financières (voir note 33)	6 042	9 056	31 955	47 053	45 280
Avances et acomptes reçus des clients⁽¹⁾	6 433	–	–	6 433	6 279
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	6 368	5	1	6 374	7 306
Dettes fiscales et sociales ⁽²⁾	6 760	–	–	6 760	7 235
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	2 133	–	–	2 133	2 067
Comptes créditeurs ⁽³⁾	13 554	–	–	13 554	16 767
Dettes d'exploitation, d'investissements et dettes diverses	28 815	5	1	28 821	33 375
Instruments de trésorerie⁽⁴⁾	2 365	422	550	3 337	1 973
Produits constatés d'avance⁽⁵⁾	756	1 204	2 105	4 065	4 273
TOTAL DETTES	44 411	10 687	34 611	89 709	91 180

(1) Les avances et acomptes reçus comprennent principalement les paiements des clients mensualisés particuliers et professionnels pour 6 340 millions d'euros (6 129 millions d'euros au 31 décembre 2013). L'augmentation observée sur l'année s'explique principalement par un nombre croissant de clients ayant opté pour la mensualisation de leur facture.

(2) Au 31 décembre 2014, ce poste inclut un montant de 1 122 millions d'euros au titre de la CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée (984 millions d'euros au 31 décembre 2013).

(3) Il s'agit principalement des montants au titre des conventions de placement et de trésorerie avec les filiales (11,3 milliards d'euros au 31 décembre 2014 et 14,8 milliards d'euros au 31 décembre 2013).

(4) Ils correspondent pour l'essentiel aux pertes latentes sur instruments de change.

(5) Au 31 décembre 2014, les produits constatés d'avance comprennent les avances partenaires versées à EDF dans le cadre du financement des centrales nucléaires et les contrats long terme associés pour 1 989 millions d'euros (2 112 millions d'euros en 2013). 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 Ereltium. Les clauses de l'accord signé le 27 octobre 2014 (voir note 2.4) par les deux parties ne prévoient pas de versement complémentaire ni de remboursement relatif à cette avance.

COMPTES SOCIAUX D'EDF ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

D

Annexe aux comptes sociaux

➤ Note 33 Dettes financières

(en millions d'euros)	Solde au 31/12/2013	Nouveaux emprunts	Remboursements	Ajustements de change	Autres	Solde au 31/12/2014
Emprunts en euros	1 013	–	–	–	–	1 013
Emprunts en devises	6 477	3 464	1 281	1 038	–	9 698
Euro Medium Term Notes (EMTN) en euros	24 107	–	3 640	–	–	20 467
Euro Medium Term Notes (EMTN) en devises	7 744	1 639	178	610	–	9 815
Emprunts obligataires	39 341	5 103	5 099	1 648	–	40 993
Emprunts long terme en euros	500	–	–	–	–	500
Emprunts auprès des établissements de crédit	500	–	–	–	–	500
Titres de créances négociables en euros ⁽¹⁾	269	381	–	–	–	650
Titres de créances négociables en devises ⁽¹⁾	3 463	–	644	538	–	3 357
Emprunts contractuels à caractère financier	6	2	1	–	–	7
Autres emprunts	3 738	383	645	538	–	4 014
Total emprunts	43 579	5 486	5 744	2 186	–	45 507
Avances sur consommation	42	–	7	–	–	35
Avances diverses	74	–	–	–	3	77
Comptes bancaires créditeurs	355	–	–	–	(234)	121
Débits bancaires différés	34	–	–	–	5	39
Intérêts à payer	1 196	–	–	–	78	1 274
Total autres dettes financières diverses	1 659	–	–	–	(148)	1 511
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	45 280	5 486	5 751	2 186	(148)	47 053

(1) Les émissions sont nettes des remboursements.

EDF a lancé le 13 janvier 2014 une émission obligataire « senior » en plusieurs tranches en dollars américains :

- 750 millions de dollars d'une maturité de 3 ans à taux flottant ;
- 1 000 millions de dollars d'une maturité de 3 ans avec un coupon de 1,15 % ;
- 1 250 millions de dollars d'une maturité de 5 ans avec un coupon de 2,15 % ;
- 1 000 millions de dollars d'une maturité de 30 ans avec un coupon de 4,875 % ;
- 700 millions de dollars d'une maturité de 100 ans avec un coupon de 6 %

EDF a également lancé le 17 janvier 2014 une émission obligataire d'un montant de 1 350 millions de livres sterling d'une maturité de 100 ans, avec un coupon de 6 %.

Ces émissions ont permis au Groupe d'anticiper les remboursements d'obligations venant à échéance en 2014 en profitant de bonnes conditions de marché, et de poursuivre sa politique de financement visant à allonger la maturité moyenne de sa dette pour la rapprocher de la durée de vie de ses actifs industriels de long terme.

Les remboursements d'emprunts obligataires pour un montant de 5 099 millions d'euros concernent des emprunts en euros et en dollars américains arrivés à échéance.

D

COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Annexe aux comptes sociaux

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 couverture			
	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		22 637		50		17 240		39 877		88
CHF	730	607	2,7	1	(730)	(607)	–	–	–	–
GBP	7 385	9 481	41,5	21	(3 000)	(3 851)	4 385	5 630	100	12
HKD	1 216	129	0,7	0,2	(1 216)	(129)	–	–	–	–
JPY	54 100	373	1,6	1	(54 100)	(373)	–	–	–	–
NOK	1 000	111	0,5	0,2	(1 000)	(111)	–	–	–	–
USD	14 775	12 169	53,2	27	(14 775)	(12 169)	–	–	–	–
TOTAL II – AUTRES DEVICES		22 870	100	50		(17 240)		5 630	100	12
TOTAL I + II		45 507		100		–		45 507		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 couverture		
	Montants	% au 31/12/2014	% au 31/12/2013	Montants	Montants	% au 31/12/2014	% au 31/12/2013	
<i>(en millions d'euros)</i>								
Emprunts long terme et EMTN	40 304			(17 573)	22 731			
Emprunts court terme	4 006			–	4 006			
Dette à taux fixe	44 310	97	99	(17 573)	26 737	59	79	
Emprunts long terme et EMTN	1 197			17 573	18 770			
Emprunts court terme	–			–	–			
Dette à taux variable	1 197	3	1	17 573	18 770	41	21	
TOTAL	45 507	100	100	–	45 507	100	100	

Note 34 Écarts de conversion - Passif

Les écarts de conversion-Passif présentent au 31 décembre 2014 un gain latent de change de 191 millions d'euros, dont 128 millions d'euros concernant un emprunt en livres sterling partiellement couvert par des swaps de change.

COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

D

Annexe aux comptes sociaux

Autres informations

➤ Note 35 Instruments financiers

35.1 Engagements hors bilan liés aux dérivés de change et de taux d'intérêt

EDF utilise des instruments financiers dans le but de limiter l'impact des risques de change et de taux d'intérêt.

	31/12/2014		31/12/2013	
	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel
<i>(en millions d'euros)</i>				
1 – Opérations sur les taux d'intérêt				
Swaps de taux court terme				
EUR	14 348	14 348	1 988	1 988
Swaps de taux long terme				
EUR	7 916	7 916	7 215	7 215
USD	1 112	1 112	979	979
GBP	4 276	4 276	2 070	2 070
JPY	96	96	325	325
Sous-total	27 748	27 748	12 577	12 577
2 – Opérations sur le change				
Opérations à terme				
EUR	16 736	18 774	18 532	21 640
CAD	1 354	1 354	1 026	1 026
USD	11 704	9 065	9 970	6 698
GBP	8 005	8 363	11 338	11 466
CHF	36	36	–	–
HUF	350	385	419	410
PLN	865	864	968	1 050
JPY	25	32	21	122
MXN	79	79	254	254
Autres	117	117	308	311
Swaps de capitaux long terme				
EUR	8 572	28 807	7 226	23 565
JPY	372	–	837	–
USD	12 149	3 336	6 566	1 273
GBP	17 107	5 370	14 913	5 721
CHF	607	–	619	–
HUF	5	5	14	14
CAD	47	47	131	131
ILS	126	126	132	132
PLN	337	337	–	53
NOK	111	–	120	–
HKD	129	–	114	–
Sous-total	78 833	77 097	73 508	73 866
3 – Swaps de titrisation	591	591	734	734
TOTAL DES ENGAGEMENTS HORS BILAN FINANCIERS	107 172	105 436	86 819	87 177
4 – Swaps sur matières premières				
Charbon <i>(en millions de tonnes)</i>	2	2	4	4
Produits pétroliers <i>(en milliers de barils)</i>	5 475	5 475	5 776	5 776

Les montants figurant dans le tableau ci-dessus correspondent aux valeurs nominales des contrats contrevalorisés aux cours de change du 31 décembre 2014 (que ces contrats soient qualifiés de couverture ou pas).

**COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES**

Annexe aux comptes sociaux

35.2 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat de l'exercice

(en millions d'euros)	2014	2013
Instruments non qualifiés de couverture		
Gains ou pertes réalisés	(55)	142
Gains ou pertes latents	320	(100)
Instruments de taux (<i>swap, cap et floor, FRA, option</i>) ⁽¹⁾	(3)	78
Instruments qualifiés de couverture		
Instruments de taux (<i>swap, cap et floor, FRA</i>)	253	134
Instruments de change réalisés (<i>currency swap</i>)	276	67

(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 2014 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	116	2 012
Swaps court terme	(3)	(5)
Opérations de couverture du risque de change		
Opérations de change à terme	185	197
Swaps de capitaux long terme	1 660	1 228
Opérations de couverture du risque sur matières premières		
Charbon	-	(37)
Produits pétroliers	-	(165)
TOTAL	1 958	3 230

➤ Note 36 Autres engagements et opérations hors bilan

Au 31 décembre 2014, 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				31/12/2014	31/12/2013
	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans		
Engagements hors bilan donnés	11 716	18 781	12 201	11 029	53 727	53 604
Engagements liés aux opérations d'exploitation	5 355	12 702	11 645	11 008	40 710	38 701
■ Engagements d'achats de combustible et d'énergie	2 793	10 377	9 929	10 684	33 783	31 644
■ Autres engagements liés à l'exploitation	2 562	2 325	1 716	324	6 927	7 057
Engagements liés aux opérations d'investissement	3 301	6 057	285	9	9 652	8 949
Engagements liés aux opérations de financement	3 060	22	271	12	3 365	5 954
Engagements hors bilan reçus	1 041	10 391	248	211	11 891	11 934
Engagements liés aux opérations d'exploitation	1 036	646	248	211	2 141	2 354
Engagements liés aux opérations d'investissement	5	-	-	-	5	-
Engagements liés aux opérations de financement	-	9 745	-	-	9 745	9 580

COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

D

Annexe aux comptes sociaux

36.1 Engagements donnés

Dans la quasi-totalité des cas, les engagements donnés sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation contractuelle de fournir à EDF des actifs ou des prestations relatifs à des opérations d'exploitation, d'investissement ou de financement.

36.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

EDF a conclu dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation des contrats à long terme d'achats d'électricité, 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.

Au 31 décembre 2014, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Échéances				31/12/2014	31/12/2013
	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans		
Achats d'électricité et services associés	1 034	3 369	4 483	6 936	15 822	14 015
Achats de combustible nucléaire	1 759	7 008	5 446	3 748	17 961	17 629
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	2 793	10 377	9 929	10 684	33 783	31 644

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 des filiales EDF Production Électricité Insulaire ;
- de contrats de couverture : il s'agit d'achats à terme à volume et prix fixes dans le cadre de contrats passés avec EDF Trading.

Par ailleurs, en complément des obligations valorisées ci-dessus et au terme de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine, dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (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 35 TWh pour l'exercice 2014 (34 TWh pour 2013), dont 5 TWh au titre de la cogénération (7 TWh pour 2013), 16 TWh au titre de l'éolien (15 TWh pour 2013), 6 TWh au titre du photovoltaïque (4 TWh pour 2013) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2013).

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.

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 simple 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 hausse de ces engagements s'explique notamment par la signature de contrats relatifs à la fourniture de générateurs Diesel « ultime secours » pour les centrales nucléaires.

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'Edison pour 799 millions d'euros et d'EDF Énergies Nouvelles pour 730 millions d'euros.

36.2 Engagements reçus

36.2.1 Engagements liés aux opérations d'exploitation

Il s'agit essentiellement :

- des garanties reçues dans le cadre des ventes ARENH. Les livraisons d'électricité effectuées par EDF aux opérateurs dans le cadre de la loi NOME font l'objet d'une garantie autonome à première demande. Le montant de cette garantie correspond à 1,5 fois le volume mensuel moyen d'électricité de la notification de cession annuelle d'électricité de la CRE valorisé au prix de l'ARENH en vigueur ;
- de contrats de location simple en tant que bailleur ;
- de garanties reçues liées aux activités opérationnelles.

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.

D

**COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES**

Annexe aux comptes sociaux

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 s'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 ;

- EDF reste engagé à livrer les volumes résiduels d'environ 345 GWh jusqu'en mars 2015 au titre des droits acquis lors des enchères de capacité dites VPP ou *Virtual Power Plant* qui ont pris fin en 2011.

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. EDF et Gazprom ont ainsi signé en 2013 un accord définissant les conditions essentielles d'un contrat d'approvisionnement en gaz.

Les achats de gaz relevant de l'approvisionnement et de l'acheminement sont principalement effectués au travers de contrats à 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 méthanière de Dunkerque dont la mise en service est prévue fin 2015.

↗ Note 37 Passifs éventuels**Droits Individuels à la Formation (DIF)**

La loi française du 4 mai 2004 permet à chaque salarié de bénéficier d'un droit individuel à la formation de 20 heures par an minimum cumulable sur 6 ans. L'accord d'entreprise intervenu le 24 février 2006 précise pour EDF les conditions d'exercice de ce droit individuel à la formation en indiquant les formations éligibles au DIF. Les dépenses au titre de ces formations sont comptabilisées quand elles sont encourues.

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.

**Réseau d'Alimentation Général –
Rejet du pourvoi de la Commission
européenne**

Par arrêt du 15 décembre 2009, le Tribunal de l'Union européenne avait annulé la décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003 qualifiant d'aide d'État le traitement fiscal des provisions créées pour le renouvellement du Réseau d'Alimentation Général (RAG) dans le cadre de la recapitalisation d'EDF en 1997 et ordonnant la récupération par l'État du montant réactualisé de 1 224 millions d'euros (payé par EDF en février 2004). L'État avait donc remboursé cette somme à EDF le 30 décembre 2009, puis la Commission avait formé en février 2010 un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne.

Par un arrêt du 5 juin 2012, la Cour de Justice de l'Union européenne a rejeté le pourvoi de la Commission européenne et confirmé l'arrêt du Tribunal de l'Union européenne du 15 décembre 2009.

À la suite de ce rejet, la Commission européenne a décidé en mai 2013 de réouvrir la procédure. Cette décision amorce un nouvel échange contradictoire entre l'État français et la Commission européenne.

Contrôles fiscaux

À la suite de vérifications de comptabilité sur des exercices passés, l'Administration conteste la déductibilité fiscale de la provision pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (« AT/MP »). S'agissant d'une problématique liée au statut des IEG, elle concerne également les sociétés RTE, ERDF et Électricité de Strasbourg. EDF 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 pour la société RTE et EDF. Par ailleurs, les filiales RTE et Électricité de Strasbourg ont aussi obtenu des jugements favorables auprès du Tribunal administratif de Montreuil. En cas d'issue défavorable du contentieux, le risque financier pour EDF lié au paiement de l'impôt sur les sociétés est de l'ordre de 150 millions d'euros.

Pour l'exercice 2008, EDF a reçu fin 2011 une proposition de rectification notamment relative à la déductibilité de certains passifs de long terme. Au cours de l'année 2013, EDF a reçu de l'Administration une lettre acceptant une partie de ses arguments diminuant ce risque à 600 millions d'euros. La Société est confiante dans ses chances de succès en contentieux et aucune provision n'a été constatée sur ce sujet.

Par ailleurs, un redressement a été proposé par l'Administration relatif à une avance non rémunérée consentie par EDF à sa filiale indirecte Lake Acquisition Limited dans le cadre de l'acquisition de British Energy. EDF conteste ce chef de redressement.

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.

**COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES****D**

Annexe aux comptes sociaux

➤ Note 38 Actifs dédiés

38.1 Réglementation

La loi du 28 juin 2006 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 (combustible usé et provenant du démantèlement). 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.

L'objectif initial visé par ces textes était de constituer et de maintenir dès le 29 juin 2011 la totalité de la couverture du coût actualisé des obligations nucléaires de long terme. La loi NOME votée en 2010 a instauré sous conditions un report de 5 ans de l'échéance de constitution des actifs dédiés.

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 reçu la liste des actifs éligibles en s'inspirant du Code des assurances. Il rend notamment admissibles dans certaines conditions les titres non cotés.

38.2 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 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 représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012. Cet actif financier est considéré comme un actif sans risque dont l'échéance de remboursement est prévue fin 2018.

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 2014, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de 3 264 millions d'euros. Ils incluent notamment :

- 50 % de la participation d'EDF dans RTE, pour une valeur de 2 555 millions d'euros au 31 décembre 2014 (2 567 millions d'euros au 31 décembre 2013). Cette valeur correspond à la valeur nette consolidée de 50 % de la participation d'EDF dans RTE, présentée au bilan consolidé du groupe EDF ;
- la participation d'EDF dans TIGF ;
- et depuis octobre 2014, la participation dans Porterbrook Rail Finance Limited (Porterbrook).

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.



COMPTES SOCIAUX D'EDF ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Annexe aux comptes sociaux

La composition du portefeuille au 31 décembre 2014 est la suivante

	31/12/2014		31/12/2013	
	Valeurs nettes comptables	Justes valeurs ou valeurs de réalisation	Valeurs nettes comptables	Justes valeurs ou valeurs de réalisation
<i>(en millions d'euros)</i>				
Titres de participations – RTE	2 015	2 555	2 015	2 567
Titres immobilisés de l'activité de portefeuille	12 458	14 691	11 994	13 842
Autres titres immobilisés	553	657	273	265
Total actifs dédiés – immobilisations financières	15 026	17 903	14 282	16 674
Créance CSPE	5 140	5 144	5 053	5 051
Total actifs dédiés avant couverture	20 166	23 047	19 335	21 725
Instruments de couverture et autres éléments	(10)	(14)	1	12
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS APRES COUVERTURE	20 156	23 033	19 336	21 737

La valeur nette comptable et la juste valeur comprennent les intérêts courus non échus.

38.2.4 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2014

Au 31 décembre 2014, l'objectif de couverture de 100 % des provisions nucléaires de long terme reste atteint en avance par rapport à l'échéance légale de juin 2016 (loi NOME).

Des retraits pour un montant de 403 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2014 (326 millions d'euros en 2013). La dotation au titre de l'année 2014 est nulle car la valeur de réalisation des actifs excède désormais celle des provisions à couvrir (dotation nette de 2 591 millions d'euros en 2013).

En ce qui concerne le portefeuille financier, dans un contexte de marchés volatils mais globalement porteurs, les choix d'allocation ont privilégié la prudence.

- sur le portefeuille obligataire, maintien d'une sous-pondération sur les pays de la zone euro en début d'année, suivi d'un retour progressif à une allocation en ligne avec l'indice de référence sur les pays cœurs et un renforcement des positions sur les pays périphériques (principalement Italie et Espagne).

- sur le portefeuille actions, sous-pondération en début d'année sur les zones Pacifique et Émergents suivie d'une réduction de l'allocation globale actions, en particulier sur la zone euro à partir de l'été en raison de tensions géopolitiques accrues.

En 2014, EDF Invest a notamment réalisé l'acquisition d'une participation minoritaire dans Porterbrook, au sein d'un consortium monté avec trois autres investisseurs de long terme en infrastructures : Alberta Investment Management Corporation, Allianz Capital Partners et Hastings Funds Management. Porterbrook est l'une des trois principales sociétés de location de matériel ferroviaire roulant au Royaume-Uni. Cette participation a été affectée à la poche « Infrastructures » d'EDF Invest aux côtés de TIGF et RTE.

Au cours de l'année, EDF Invest a également poursuivi la constitution de son portefeuille en immobilier et en fonds d'investissement. Ainsi, Amundi et EDF Invest ont créé un fonds d'investissement immobilier non exclusif, appelé à investir sur un plan européen. Ce fonds permet d'accélérer l'exposition d'EDF Invest à la classe d'actif immobilière, en complément de sa stratégie d'investissement direct, et a déjà donné lieu à un premier investissement immobilier en Allemagne fin 2014.

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

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2014	31/12/2013
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 676	7 542
Provision pour déconstruction des centrales nucléaires	13 866	13 024
Provision pour derniers coûts – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	476	454
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	22 018	21 020

COMPTES SOCIAUX D'EDF ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Annexe aux comptes sociaux

D

➤ Note 39 Informations concernant les entreprises et parties liées

39.1 Relations avec les filiales

	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		
<i>(en millions d'euros)</i>						
Sociétés						
C3						29
C3I						12
EDF Energy		194		74		2
EDF Énergies Nouvelles	1 175					11
EDF International	450					2
EDF Trading		490		538		5
Edison Nouveau						3
ERDF		91		1 629		1
EDF Polska						3
Dalkia	661					7
Groupe PEI				59		-
RTE	670	160		146		37
Compte courant ERDF				90	(0)	
Convention de trésorerie Groupe avec les filiales			5 369		(7)	
Convention d'intégration fiscale ⁽²⁾				1 282		
Convention de placement des liquidités des filiales			5 924		(28)	

(1) Créances et dettes supérieures à 50 millions d'euros

(2) Dont EDF International : 866 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 84,5 % du capital d'EDF au 31 décembre 2014. 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.

Un accord sur le suivi des investissements de croissance externe, conclu entre l'État et EDF le 27 juillet 2001, impose des procédures d'agrément préalable et d'information, préalable ou non, de l'État pour certains projets de prise, d'extension ou de cession de participations par EDF. Cet accord a par ailleurs mis en place une procédure de suivi des résultats de ces opérations de croissance externe.

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 à la loi NOME – 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 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 fabrications des assemblages 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.

D

**COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES**

Annexe aux comptes sociaux

Sur l'amont du cycle

EDF et AREVA ont signé en décembre 2008 un contrat de fourniture de services d'enrichissement d'uranium pour la période 2013-2032, et en juillet 2012 deux contrats de fourniture de concentrés d'uranium naturel pour la période 2014-2035.

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.

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 (composantes : uranium, fluoration, enrichissement et services de fabrication). Cette lettre d'engagement sera déclinée en quatre contrats (un par composante), en cours de signature.

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 sur la période 2013-2020 ont fait l'objet de termes de référence signés par EDF et AREVA en juin 2014 et seront déclinées dans le contrat d'application 2013-2020 dont la signature devrait intervenir début 2015.

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 des titres AREVA pour 123 millions d'euros au 31 décembre 2014.

↗ Note 40 Environnement**40.1 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 pour 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. Ainsi, EDF ne s'est plus vu attribuer, en 2013, de droits d'émission.

En 2014, EDF a restitué 17 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2013. En 2013, EDF avait restitué 17 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2012.

Au 31 décembre 2014, le volume des émissions s'élève à 8 millions de tonnes (17 millions de tonnes au 31 décembre 2013).

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 sociétés qui vendent de l'électricité, du gaz, de la chaleur ou du froid aux consommateurs finals et 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.

La deuxième période, qui s'est ouverte le 1^{er} janvier 2011 et se termine le 31 décembre 2014, se caractérise par l'arrivée de nouveaux obligés (les distributeurs de carburants) et par le renforcement des exigences pour l'obtention des certificats 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.

L'obligation pour EDF est calculée a posteriori à partir des ventes d'électricité et de gaz aux ménages et aux entreprises du secteur tertiaire sur la période 2010-2013. Les volumes de CEE obtenus entre les deux premières périodes ont contribué à l'atteinte des objectifs de la deuxième période.

Par décret n° 2014-1557 du 24 décembre 2014, le dispositif des CEE a été reconduit pour une troisième période, du 1^{er} janvier 2015 au 31 décembre 2017.

COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

D

Annexe aux comptes sociaux

➤ 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)	2014	2013
Président-Directeur Général	415 818 ⁽¹⁾	743 946 ⁽¹⁾
Administrateurs	174 444	200 000

(1) Ce montant inclut part fixe, avantages en nature, et solde de la part variable relative à l'exercice 2012 versé courant 2013 à M. Henri Proglio, Président-Directeur Général jusqu'au 22 novembre 2014.

(2) Rémunération et avantages en nature de M. Henri Proglio, Président-Directeur Général jusqu'au 22 novembre 2014. M. Jean-Bernard Lévy n'a perçu aucune rémunération depuis sa nomination comme Président-Directeur Général d'EDF par décret du 27 novembre 2014.

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.

➤ Note 42 Événements postérieurs à la clôture

Il n'y a aucun événement significatif postérieur à la clôture de l'exercice.

4【日本とIFRSおよび日本とフランスとの会計原則の相違】

<訂正前>

a. 日本とIFRSとの会計原則の相違

(中 略)

(7) のれんおよび長期資産の減損

(中 略)

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。

(後 略)

<訂正後>

a. 日本とIFRSとの会計原則の相違

(中 略)

(7) のれんおよび長期資産の減損

(中 略)

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 （かかる兆候には、時価の50%の下落が含まれる。） 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。

(後 略)

Électricité de France S.A.

Siège social : 22-30, avenue de Wagram – 75008 Paris

Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

Exercice clos le 31 décembre 2014

Aux Actionnaires,

En exécution de la mission qui nous été confiée par votre Assemblée générale, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2014 sur :

- le contrôle des comptes consolidés de la société Électricité de France S.A. (« le Groupe »), tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- la vérification spécifique prévue par la loi.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le Conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

Opinion sur les comptes consolidés

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France ; ces normes requièrent la mise en oeuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et information figurant dans les comptes consolidés. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Nous certifions que les comptes consolidés de l'exercice sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté par l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière ainsi que du résultat de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les points suivants ;

- le changement de méthode comptable décrit dans les notes 1.2.1.1 et 2.1, et relatif à l'application au 1er janvier 2014 des normes IFRS 10 « États financiers consolidés », IFRS 11 « Partenariats » et IFRS 12 « Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités » ;
- l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, qui résulte des meilleures estimations de la Direction et dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 1.3.2.1 et 29. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme et d'échéanciers de décaissements. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

Justification des appréciations

En application des dispositions de l'article L. 823-9 du Code de commerce, nous avons procédé à nos propres appréciations et nous portons à votre connaissance les principaux éléments suivants :

Règles et principes comptables

Nous nous sommes assurés que la note 1.3.27.1 de l'annexe donnait une information appropriée sur le traitement comptable retenu au titre des droits d'émission de gaz à effet de serre, domaine qui ne fait pas l'objet de dispositions spécifiques ou obligatoires dans le référentiel comptable IFRS tel qu'adopté par l'Union européenne au 31 décembre 2014.

Jugements et estimations de la Direction

La note 1.3.2 de l'annexe décrit les principales méthodes comptables sensibles pour lesquelles la Direction a recours à des jugements, estimations et hypothèses significatifs, lesquels sont fondés, le cas échéant, sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs du Groupe. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations, qui ont été réalisées dans un contexte de crise économique et financière de volatilité des marchés énergies dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.

En particulier, le Groupe présente dans ses notes annexes les informations relatives :

- aux modalités de comptabilisation du déficit de collecte de la Contribution au Service Public de l'Électricité arrêté au 31 décembre 2012, lesquelles font suite à l'accord annoncé le 14 janvier 2013 avec les pouvoirs publics, et à l'affectation sur l'exercice clos le 31 décembre 2013 de la créance correspondante aux actifs dédiés au financement des obligations nucléaires de long terme réalisée le 8 février 2013 (notes 36.3 et 47.2) ;
- aux principales hypothèses et indices de perte de valeur retenus pour effectuer les tests de dépréciation des goodwill et des actifs immobilisés et aux pertes de valeur enregistrées (notes 1.3.15 et 13) ;

- aux provisions pour avantages du personnel, autres provisions et passifs éventuels (notes 31, 32 et 45).

Nos travaux ont consisté à apprécier ces estimations, notamment les données, hypothèses et, le cas échéant, opinions juridiques sur lesquelles ces dernières sont fondées, à revoir, par sondages, les données techniques disponibles et les calculs effectués par le Groupe, à comparer les estimations comptables des périodes précédentes avec les réalisations correspondantes, à examiner les procédures d'approbation de ces estimations par la Direction et enfin à vérifier que les notes aux états financiers restituent une information appropriée.

Procédures de contrôle

Nos contrôles sur les opérations résultant du dispositif d'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH), tel qu'instauré par la loi NOME en France à compter du 1er juillet 2011, s'appuient, d'une part, sur les données disponibles auprès de votre Groupe, ou publiées par la Commission de Régulation de l'Énergie, et, d'autre part, sur les constats résultant de procédures convenues réalisées par des tiers indépendants ayant eu accès aux données et transactions élémentaires.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes consolidés, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

Vérification spécifique

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, à la vérification spécifique prévue par la loi des informations relatives au Groupe données dans le rapport de gestion.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Paris - la Défense et Neuilly-sur-Seine, le 11 février 2015

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

本社：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

2014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2014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、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2014年12月31日現在の資産負債および財政状態、ならびにグループの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、以下の事項について、注意を喚起する。

- ・ 注記1.2.1.1および2.1に記載されているIFRS第10号「連結財務諸表」、IFRS第11号「共同支配の取決め」およびIFRS第12号「他の企業への関与の開示」の2014年1月1日現在での適用に関する会計方針の変更。
- ・ 原子力発電関連長期引当金の評価額。これは、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、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、2014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1.3.27.1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、経営者が重要な見積りおよび仮定を設定し、判断を行う、慎重に取り扱うべき主な会計方針が記載されている。これらの見積りは経済および金融危機ならびに著しい市場ボラティリティ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、当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。

- ・ 2013年1月14日に公表されたフランス政府との間の合意および2013年2月8日における関連する保有債権の長期原子力費用の資金確保のための専用資産への2013年12月31日をもって終了した期間中の配分を受けた、公共電力サービス拠出金 (Contribution au Service Public de l'Électricité)の2012年12月31日現在の填補不足額の会計処理に使用された方法 (注記36.3および47.2)
- ・ 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および13)
- ・ 従業員給付引当金および偶発債務 (注記31、32および45)

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。

検証手続

フランスのNOME法が定め、2011年7月1日から効力を生じた過去の原子力エネルギーへの規制接続 (Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire HistoriqueまたはARENH) の原則に関連する法的枠組みとの関係で私たちが行った手続は、グループから提供された情報または原子力庁 (Commission de Régulation de l'Énergie) が発表した情報および基礎となる取引にアクセスできる独立した第三者が行った合意された手続における発見事項に基づくものである。

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、2015年2月11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

Electricité de France S.A.

Siège social : 22-30, avenue de Wagram – 75008 Paris

Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

Exercice clos le 31 décembre 2015

Aux actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2015 sur :

- le contrôle des comptes consolidés de la société Electricité de France S.A. (« le Groupe »), tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- la vérification spécifique prévue par la loi.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le Conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

Opinion sur les comptes consolidés

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et informations figurant dans les comptes consolidés. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Nous certifions que les comptes consolidés de l'exercice sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté par l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière ainsi que du résultat de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, qui résulte des meilleures estimations de la Direction et dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 1.3.2.1 et 29 de l'annexe aux comptes consolidés. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en terme de procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme, de durée d'amortissement des centrales en exploitation, maintenue à 40 ans en France dans le contexte décrit en note 1.3.2, et d'échéanciers de décaissements. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

Justification des appréciations

En application des dispositions de l'article L.823-9 du Code de commerce, nous avons procédé à nos propres appréciations et nous portons à votre connaissance les principaux éléments suivants :

Règles et principes comptables

Nous nous sommes assurés que la note 1.3.28.1 de l'annexe donnait une information appropriée sur le traitement comptable retenu au titre des droits d'émission de gaz à effet de serre, domaine qui ne fait pas l'objet de dispositions spécifiques ou obligatoires dans le référentiel comptable IFRS tel qu'adopté par l'Union européenne au 31 décembre 2015.

Jugements et estimations de la Direction

La note 1.3.2 de l'annexe décrit les principales méthodes comptables sensibles pour lesquelles la Direction a recours à des jugements et estimations, lesquels sont fondés, le cas échéant, sur des hypothèses macro-économiques adaptées au cycle de très long terme des actifs du Groupe. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations qui ont été réalisées dans un contexte de baisse sensible des marchés énergies dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.

En particulier, le Groupe présente dans ses notes annexes les informations relatives :

- aux principales hypothèses et indices de perte de valeur retenus pour effectuer les tests de dépréciation des goodwill et des actifs immobilisés et aux pertes de valeurs enregistrées (notes 1.3.15, 13 et 23) ;
- aux provisions pour avantages du personnel, autres provisions et passifs éventuels (notes 31, 32 et 45) ;
- aux modalités de comptabilisation des déficits de collecte de la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE), conformément aux dispositions de l'accord en date du 14 janvier 2013 entre la société EDF SA et les pouvoirs publics, révisé par un courrier ministériel du 26 janvier 2016 (notes 4.3 et 36.3).

Nos travaux ont consisté à apprécier ces estimations, notamment les données, hypothèses et, le cas échéant, opinions juridiques sur lesquelles ces dernières sont fondées, à revoir, par sondages, les données techniques disponibles et les calculs effectués par le Groupe, à comparer les estimations comptables des périodes précédentes avec les réalisations correspondantes, à examiner les procédures d'approbation de ces estimations par la Direction et enfin à vérifier que les notes aux états financiers restituent une information appropriée.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes consolidés, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

Vérification spécifique

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, à la vérification spécifique prévue par la loi des informations relatives au Groupe données dans le rapport de gestion.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Paris La Défense et Neuilly-sur Seine, le 15 février 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.

Siège social : 22-30, avenue de Wagram – 75008 Paris

Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2014

Aux Actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2014, sur :

- le contrôle des comptes annuels de la société Électricité de France S.A. (« la Société »), tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- les vérifications et informations spécifiques prévues par la loi.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le Conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

1. Opinion sur les comptes annuels

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France : ces normes requièrent la mise en oeuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et informations figurant dans les comptes annuels. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Nous certifions que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle de la Société, du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la Société à la fin de cet exercice.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, qui résulte des meilleures estimations de la Direction et dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 1.15 et 28 de l'annexe aux comptes annuels. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme et d'échéanciers de décaissements. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

2. Justification des appréciations

En application des dispositions de l'article L. 823-9 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les principaux éléments suivants :

Règles et principes comptables

Les notes 1.3 et 3.1, la note 1.7 et la note 1.16 de l'annexe décrivent les principes et les modalités respectivement retenus en matière de comptabilisation et d'évaluation du chiffre d'affaires, pour la partie relative à l'énergie livrée non facturée, de valorisation des immobilisations financières, ainsi que la détermination des provisions pour avantages du personnel.

Dans le cadre de notre appréciation des règles et principes comptables suivis par votre Société, nous avons vérifié le caractère approprié de ces méthodes et des informations fournies dans les notes aux états financiers et nous nous sommes assurés de leur correcte application.

Estimations comptables

La note 1.2 de l'annexe décrit les principales méthodes comptables sensibles pour lesquelles la Direction a recours à des jugements, estimations et hypothèses significatifs, lesquels sont fondés, le cas échéant, sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs de la Société. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations, qui ont été réalisées dans un contexte de crise économique et financière et de volatilité importante des marchés énergies dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.

En particulier, la Société présente dans l'annexe aux comptes annuels les informations relatives :

- aux modalités de comptabilisation du déficit de collecte de la Contribution au Service Public de l'Électricité arrêté au 31 décembre 2012, lesquelles font suite à l'accord annoncé le 14 janvier 2013 avec les pouvoirs publics, et à l'affectation sur l'exercice clos le 31 décembre 2013 de la créance correspondante aux actifs dédiés au financement des obligations nucléaires de long terme réalisée le 8 février 2013 (note 18.1) ;
- aux modalités d'évaluation des titres de participations et immobilisés (notes 1.7.1 et 18) ;
- aux provisions pour avantages du personnel (notes 1.16 et 30), autres provisions et passifs éventuels (notes 1.15, 27 et 37).

Nos travaux ont consisté à apprécier ces estimations, notamment les données, hypothèses et, le cas échéant, opinions juridiques sur lesquelles ces dernières sont fondées, à revoir, par sondages, les calculs effectués par la Société, à comparer les estimations comptables des périodes précédentes avec les réalisations correspondantes, à examiner les procédures d'approbation de ces estimations par la Direction et enfin à vérifier que l'annexe aux comptes annuels restitue une information appropriée.

Procédures de contrôle

Nos contrôles sur les opérations résultant du dispositif d'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH), tel qu'instauré par la loi NOME en France à compter du 1er juillet 2011, s'appuient, d'une part, sur les données disponibles auprès de votre Société, ou publiées par la Commission de Régulation de l'Énergie, et, d'autre part, sur les constats résultant de procédures convenues réalisées par des tiers indépendants ayant eu accès aux données et transactions élémentaires.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes annuels, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

3. Vérifications et informations spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par la loi.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations dans le rapport de gestion du Conseil d'administration et dans les documents adressés aux actionnaires sur la situation financière et les comptes annuels.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L. 225-102-1 du Code de commerce sur les rémunérations et avantages versés aux mandataires sociaux ainsi que sur les engagements consentis en leur faveur, nous avons vérifié leur concordance avec les comptes ou avec les données ayant servi à l'établissement de ces comptes et, le cas échéant, avec les éléments recueillis par votre Société auprès des sociétés contrôlant votre Société ou contrôlées par elle. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces informations.

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives aux prises de participation et de contrôle et à l'identité des détenteurs du capital ou des droits de vote vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

Paris - la Défense et Neuilly-sur-Seine, le 11 février 2015.

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

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

2014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2014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2014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、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、3.1、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、経営者が重要な見積りおよび仮定を設定し、判断を行う、慎重に取り扱うべき主な会計方針が記載されている。これらの見積りは経済および金融危機ならびに著しい市場ボラティリティ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。

- ・ 2013年1月14日に発表されたフランス政府との間の合意および2013年2月8日における関連する保有債権の長期原子力費用の資金確保のための専用資産への2013年12月31日をもって終了する期間中の配分を受けた、公共電力サービス拠出金 (Contribution au Service Public de l'Électricité)の2012年12月31日現在の填補不足額の会計処理に使用された方法 (注記18.1)
- ・ 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)

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の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、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。

検証手続

フランスのNOME法が定め、2011年7月1日から効力を生じた過去の原子力エネルギーへの規制接続 (Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire HistoriqueまたはARENH) の原則に関連する法的枠組みとの関係で私たちが行った手続きは、会社から提供された情報または原子力庁 (Commission de Régulation de l'Énergie) が発表した情報および基礎となる取引にアクセスできる独立した第三者が行った合意された手続における発見事項に基づくものである。

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、投資および支配持分の取得ならびに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・セヌ、2015年2月11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

Electricité de France S.A.

Siège social : 22-30, avenue de Wagram – 75008 Paris

Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2015

Aux actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2015, sur :

- le contrôle des comptes annuels de la société Electricité de France S.A. (« la Société »), tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- les vérifications et informations spécifiques prévues par la loi.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le Conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

1. Opinion sur les comptes annuels

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et informations figurant dans les comptes annuels. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Nous certifions que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la Société à la fin de cet exercice.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, qui résulte des meilleures estimations de la Direction et dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 1.15 et 28 de l'annexe aux comptes annuels. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme, de durée d'amortissement des centrales en exploitation, maintenue à 40 ans en France dans le contexte décrit en note 1.2, et d'échéanciers de décaissements. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

2. Justification des appréciations

En application des dispositions de l'article L.823-9 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les principaux éléments suivants :

Règles et principes comptables

La note 1.3, la note 1.7 et la note 1.16 de l'annexe décrivent les principes et les modalités respectivement retenus en matière de comptabilisation et d'évaluation du chiffre d'affaires, pour la partie relative à l'énergie livrée non relevée non facturée, de valorisation des immobilisations financières, ainsi que la détermination des provisions pour avantages du personnel.

Dans le cadre de notre appréciation des règles et principes comptables suivis par votre Société, nous avons vérifié le caractère approprié de ces méthodes et des informations fournies dans les notes aux états financiers et nous nous sommes assurés de leur correcte application.

Jugements et estimations de la Direction

La note 1.2 de l'annexe décrit les principales méthodes comptables sensibles pour lesquelles la Direction a recours à des jugements et estimations, lesquels sont fondés, le cas échéant, sur des hypothèses macro-économiques adaptées au cycle de très long terme des actifs de la Société. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations qui ont été réalisées dans un contexte de baisse sensible des marchés énergies dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.

En particulier, la Société présente dans l'annexe aux comptes annuels les informations relatives :

- aux modalités d'évaluation des titres de participations et immobilisés (notes 1.7.1 et 18) ;
- aux provisions pour avantages du personnel (notes 1.16 et 30), autres provisions et passifs éventuels (notes 1.15, 27 et 37) ;
- aux modalités de comptabilisation des déficits de collecte de la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE), conformément aux dispositions de l'accord en date du 14 janvier 2013 entre la société et les pouvoirs publics, révisé par un courrier ministériel du 26 janvier 2016 (notes 3.2 et 18.6).

Nos travaux ont consisté à apprécier ces estimations notamment les données, hypothèses et, le cas échéant, opinions juridiques sur lesquelles ces dernières sont fondées, à revoir, par sondages, les calculs effectués par la Société, à comparer les estimations comptables des périodes précédentes avec les réalisations correspondantes, à examiner les procédures d'approbation de ces estimations par la Direction et enfin à vérifier que l'annexe aux comptes annuels restitue une information appropriée.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes annuels, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

3. Vérifications et informations spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par la loi.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du Conseil d'administration et dans les documents adressés aux actionnaires sur la situation financière et les comptes annuels.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L.225-102-1 du Code de commerce sur les rémunérations et avantages versés aux mandataires sociaux ainsi que sur les engagements consentis en leur faveur, nous avons vérifié leur concordance avec les comptes ou avec les données ayant servi à l'établissement de ces comptes et, le cas échéant, avec les éléments recueillis par votre Société auprès des sociétés contrôlant votre Société ou contrôlées par elle. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces informations.

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives à l'identité des détenteurs du capital ou des droits de vote vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

Paris La Défense et Neuilly-sur Seine, le 15 février 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

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

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きをレビューし、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 S.A.の部門

デロイト・エ・アソシエ

Jacques-François Lethu

Patrick E. Suissa