

N° XXXX

ASSEMBLÉE NATIONALE

CONSTITUTION DU 4 OCTOBRE 1958

QUATORZIÈME LÉGISLATURE

Enregistré à la Présidence de l'Assemblée nationale le XXX.

RAPPORT D'INFORMATION

DÉPOSÉ

en application de l'article 146 du Règlement

PAR LA COMMISSION DES FINANCES, DE L'ÉCONOMIE GÉNÉRALE ET DU CONTRÔLE BUDGÉTAIRE

sur la situation du groupe **Électricité de France** et de la filière nucléaire

ET PRÉSENTÉ

PAR MM. MARC GOUA ET HERVÉ MARITON
Députés

PROJET

SOMMAIRE

Pages

INTRODUCTION.....	5
I. PERMETTRE À ÉLECTRICITÉ DE FRANCE D’AFFRONTER LES DÉFIS D’UN SECTEUR ÉNERGÉTIQUE BOULEVERSE DANS SON ÉCONOMIE.6	
A. ATTÉNUER LES CONSÉQUENCES DES BOULEVERSEMENTS DU MARCHÉ EN FAVORISANT UNE RÉMUNÉRATION ADÉQUATE DE LA PRODUCTION D’ÉLECTRICITÉ.....	6
1. Un énergéticien fragilisé par la baisse durable des cours de l’électricité et l’ouverture à la concurrence de ses marchés.....	6
2. Une adaptation souhaitable des mécanismes de tarification et du financement des investissements des producteurs d’électricité.....	14
a. Organiser une évolution des tarifs réglementés tenant compte de l’évolution du marché de l’électricité et d’une évolution raisonnable des coûts supportés par l’exploitant.....	15
b. Envisager de nouveaux dispositifs de tarification et de soutien conformes aux exigences d’investissement de longs termes du secteur.....	20
B. CONFIRMER LA PLACE ÉMINENTE D’EDF DANS LA MISE EN OEUVRE DU MIX ÉNERGÉTIQUE NATIONAL.....	24
1. Donner au parc nucléaire d’EDF sa juste place dans la production d’électricité.....	24
a. Définir une trajectoire précise pour la production d’énergie nucléaire.....	25
b. Tirer des conséquences raisonnables du plafonnement de l’énergie nucléaire dans la production d’électricité.....	28
2. Mener à bien le « Grand carénage » et préparer le nouveau nucléaire.....	34
C. RENFORCER LA RELATION STRATÉGIQUE AVEC L’ÉTAT.....	39
1. Tirer les enseignements des difficultés de pilotage liées à des positionnements et des intérêts contradictoires.....	39
2. Créer les conditions d’un engagement financier durable et raisonné de l’État auprès d’EDF en tant qu’actionnaire principal.....	45
II. RENOUELER LE MODÈLE DE DÉVELOPPEMENT ET LA STRATÉGIE INDUSTRIELLE D’UN GROUPE DONT LES FONDAMENTAUX SONT SOLIDES.....	47
A. MENER À BIEN LA RESTRUCTURATION DE LA FILIÈRE NUCLÉAIRE ENGAGÉE AVEC LA CESSION D’AREVA NP ET LA CRÉATION DE NEW CO.....	48

1. Finaliser la cession d'AREVA NP afin de renforcer les synergies dans l'ingénierie et la construction de réacteurs au sein d'EDF	48
2. Parachever la restructuration et les efforts de redressement du premier fournisseur d'Électricité de France	51
B. CONFORTER EDF DANS SA VOCATION DE SERVICE PUBLIC COMPÉTITIF ET D'EXPORTATEUR À L'INTERNATIONAL	54
1. Poursuivre, dans une conjoncture difficile, un effort de compétitivité indispensable au maintien d'une bonne santé financière	54
a. Des résultats financiers en demi-teinte	55
b. Les enjeux d'une maîtrise indispensable des coûts face aux risques inhérents à une dette contenue mais importante.	58
2. Mener à bien le programme des cessions et envisager une évolution du périmètre et des activités	62
3. Renouer avec une tradition d'excellence dans le domaine nucléaire sans écarter une diversification des sources d'énergie produites.....	65
a. Maintenir et renforcer un savoir-faire et des compétences essentielles à la compétitivité et à la sûreté de la filière nucléaire nationale.....	65
b. Assurer le rayonnement de la filière nucléaire française par la participation à des projets ambitieux et le renouvellement des produits	68
c. Poursuivre les efforts d'investissements du groupe vers les nouvelles énergies renouvelables et les services énergétiques.....	75
ANNEXE 1 – LISTE DES PERSONNES AUDITIONNÉES.....	77
ANNEXE 2 - XXX	78

INTRODUCTION

Tout au long de leurs travaux conjoints, vos Rapporteurs n'ont eu de cesse de mettre en lumière l'acuité des enjeux qui, pour la France, s'attachent à la préservation d'une filière nucléaire fidèle à sa tradition d'excellence et compétitive sur le marché international. La filière nucléaire en quelques chiffres, c'est en effet la troisième filière industrielle française, derrière l'aéronautique et l'automobile, avec près de 2 500 entreprises et 220 000 salariés ; c'est un chiffre d'affaires de 46 milliards d'euros dont 14 milliards d'euros de valeur ajoutée ⁽¹⁾ ; c'est enfin un secteur qui consacre 1,8 milliard d'euros à des activités de recherche et développement et, ainsi, se classe quatrième parmi les industries les plus innovantes du pays ⁽²⁾.

Mais la force d'un secteur économique réside au moins autant dans l'importance des ressources qu'il produit que dans la solidité de chacun des maillons de la chaîne qui le structure. De la réunion organisée sous la présidence du chef de l'État, le 3 juin 2015, l'opinion publique aura sans doute retenu les mesures destinées à établir les termes d'un nouveau futur pour AREVA. En réalité, les décisions prises forment une véritable feuille de route qui vise une refondation globale de la filière et qui, par conséquent, repose sur Électricité de France (EDF) et implique de préserver son potentiel de développement.

Au début de l'année 2016, la démission d'un directeur financier et les précautions dont s'entoure le groupe avant de s'engager dans le projet d'Hinkley Point C ont quelque peu alourdi le climat de relatif scepticisme dans lequel, aujourd'hui, Électricité de France évolue.

Pourtant, on ne saurait réduire EDF à l'image que peuvent renvoyer la notation encore récemment dégradée par les agences financières ⁽³⁾, la cotation de son titre en bourse, ou les aléas de la conduite de chantiers aussi complexes que celui de l'EPR ou du « Grand carénage ». En effet, le groupe conserve aujourd'hui des atouts indiscutables qui, objectivement, le placent parmi les trois premiers énergéticiens d'Europe et garantissent la pérennité de son exploitation. Cette place procède de plusieurs facteurs : un savoir-faire reconnu dans la fourniture d'électricité ; l'avantage compétitif que procure l'exploitation du second parc nucléaire au monde pour la fixation de tarifs ; des personnels compétents et engagés ; enfin, le statut, consacré depuis juin 2015, de chef de file de « l'équipe de France du nucléaire ».

(1) Société française d'énergie nucléaire (SFEN).

(2) Portail du ministère de l'économie.

(3) En mai 2016, Moody's puis Standard and Poor's (S&P) ont respectivement abaissé la note financière attribuée à EDF de A1 à A2 et de A+/A-1 à A/A-1 ; les deux agences ont toutes deux jugé que la notation de ses titres présentaient une « perspective négative ». En juin 2016, l'Agence Fitch a, pour sa part, abaissé la notation d'émetteur long terme de "A" à "A-" et court terme de "F1" à "F2".

Toutefois, dans un secteur énergétique en plein renouvellement, le meilleur moyen de valoriser pleinement ces actifs reste encore de refuser le *statu quo*. Pour dissiper toute incertitude quant à la solidité financière du groupe et le caractère intact de son potentiel de développement, il importe de trouver des réponses pragmatiques et efficaces aux grands enjeux qui dessineront son avenir

Du point de vue de vos Rapporteurs, cette démarche comporte deux exigences capitales et complémentaires : d'une part, permettre à Électricité de France d'affronter les défis d'un secteur énergétique bouleversé dans son économie ; d'autre part, renouveler le modèle de développement et la stratégie industrielle d'un groupe dont les fondamentaux restent solides.

I. PERMETTRE À ÉLECTRICITÉ DE FRANCE D'AFFRONTER LES DÉFIS D'UN SECTEUR ÉNERGÉTIQUE BOULEVERSE DANS SON ÉCONOMIE

Le groupe Électricité de France (EDF) fait aujourd'hui face à de nombreux défis dont une grande partie est exogène de la conduite des activités de l'opérateur historique et conduisent à modifier l'environnement dans lequel il évolue : un marché de l'électricité en plein bouleversement avec des prix historiquement bas et une ouverture à la concurrence croissante sous l'influence européenne ; un volontarisme politique fort qui conduit à modifier grandement la composition du mix énergétique français vers un mix davantage diversifié et essentiellement non-carboné ; et enfin, un État stratège qui n'a pas toujours su montrer au rendez-vous ou tenir ses engagements d'État stratège ou régulateur.

A. ATTÉNUER LES CONSÉQUENCES DES BOULEVERSEMENTS DU MARCHÉ EN FAVORISANT UNE RÉMUNÉRATION ADÉQUATE DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

La situation financière du groupe Électricité de France (EDF) résulte de plusieurs facteurs, en partie exogènes à l'entreprise, qui modifient substantiellement l'environnement économique et réglementaire dans lequel le groupe et ses principaux concurrents évoluent. EDF doit, en particulier, faire face à un contexte économique difficile marqué par une baisse des cours de l'électricité et une ouverture croissante de ses activités à la concurrence, rendant nécessaire et souhaitable la mise en place de mécanismes de tarification et du financement durables des investissements du secteur en faveur de la transition énergétique.

1. Un énergéticien fragilisé par la baisse durable des cours de l'électricité et l'ouverture à la concurrence de ses marchés

Le groupe EDF doit faire face, comme l'ensemble des énergéticiens européens, à une diminution mécanique de son chiffre d'affaires en raison d'une baisse des cours de l'électricité et d'une ouverture progressive de ses activités à la concurrence. Ces entreprises sont fragilisées par une diminution significative des cours de l'électricité en Europe qui réduit mécaniquement leur chiffre d'affaires et

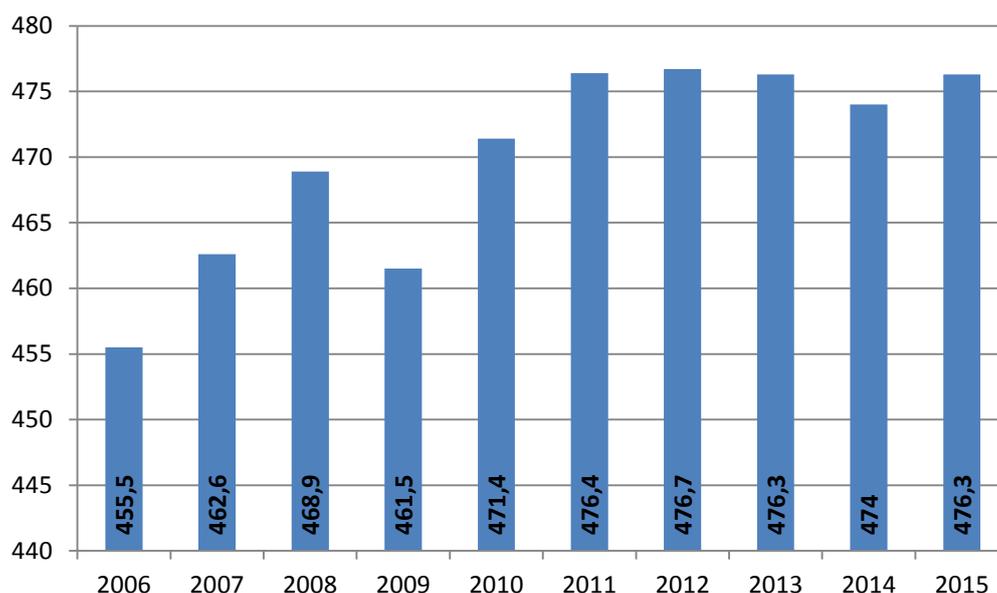
leur résultat financier. La baisse observée s'explique par plusieurs facteurs parmi lesquels :

– une baisse généralisée des prix des combustibles fossiles en raison de l'arrivée sur le marché européen du gaz de schiste américain, de la diminution de la demande mondiale d'énergie résultant d'une croissance moins forte dans certains pays en voie de développement et d'une conjoncture géopolitique favorable avec la levée des sanctions contre l'Iran et le gel des quotas de production au sein des pays membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP). Dans ce contexte, les prix du gaz ont affiché un net recul par rapport au trimestre précédent, tant sur le spot (diminution de 24 % sur les prix *day-ahead*) que sur le marché à terme (diminution de 19 % sur les prix Y+1) ; le baril de Brent a quant à lui diminué de 23 % et s'est situé en moyenne à 30,70 euros le baril sur la même période, pour atteindre début janvier 2016 des niveaux les plus bas depuis 2004 ; enfin, les prix spot du charbon s'établissent en moyenne à 45,30 euros la tonne, en baisse de près de 25 % par rapport aux prix spots du premier trimestre 2015 ; toutefois, les prix des combustibles fossiles semblent sensiblement remonter depuis quelques mois en raison d'un recul important des capacités de production hors-OPEP devenues non rentables au niveau des cours actuels de l'énergie (réduction des investissements aux États-Unis) et de nombreuses interruptions de production (situation sociale au Venezuela et au Nigéria, incendies dans la province de l'Alberta au Canada) ;

– une diminution des prix des droits d'émission de dioxyde de carbone (*European Union Allowance*) dont le prix moyen spot affiche une baisse de 33 % au premier trimestre 2016 par rapport au quatrième trimestre 2015, s'établissant à 5,60 euros par tonne de dioxyde de carbone et poursuivant progressivement une baisse pour atteindre fin juin 2016 le prix de 4,8 euros la tonne (la diminution du prix de la tonne de dioxyde de carbone conduit à diminuer le prix de l'électricité produite à partir de combustibles fossiles, renforçant la compétitivité des centrales thermiques à charbon) ;

– une situation de surcapacités des moyens de production en raison de l'arrivée sur le marché d'importantes quantités d'énergie renouvelable subventionnée ainsi que d'une stabilité persistante de la demande d'énergie résultant d'une croissance peu soutenue, d'une baisse durable de la demande industrielle et de la montée en puissance des politiques d'économie d'énergie. Ainsi, depuis 2011, la consommation électrique hors secteur énergie et corrigée de l'aléa météorologique connaît une quasi stabilité, voire une légère diminution en 2014, tandis que le développement des énergies renouvelables se poursuit pour accompagner la transition énergétique avec un accroissement du parc renouvelable de près de 2 000 MW en 2015.

CONSOMMATION ÉLECTRIQUE EN TÉRAWATTHEURES CORRIGÉE DE L'ALÉA MÉTÉOROLOGIQUE ET HORS SOUTIRAGE DU SECTEUR ÉNERGIE

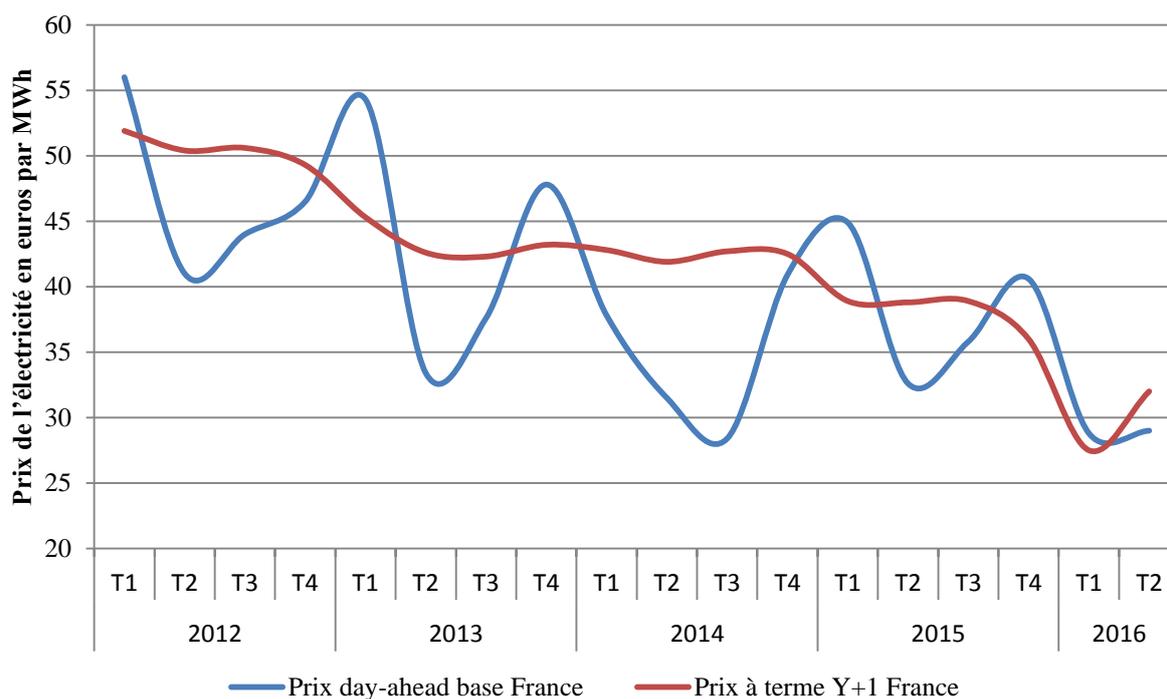


Sources : Bilan électrique 2015 de Réseau de transport d'électricité (RTE).

En conséquence, en France comme dans le reste de l'Europe, EDF évolue dans un marché de l'électricité fortement déprimé qui suit la baisse observée sur les marchés des combustibles fossiles et des quotas de dioxyde de carbone. Pour les contrats d'achat au comptant, les prix de l'électricité un jour en avance (*day-ahead*) et infra-journaliers s'établissaient respectivement à 28,8 euros par mégawattheures (MWh) et à 29,3 euros par MWh en moyenne au premier trimestre 2016, soit une baisse de respectivement 29 % et 28 % par rapport au quatrième trimestre 2015. Par rapport au premier trimestre 2015, les prix *day-ahead* sont en baisse de 36 % en lien avec la baisse des soutirages par rapport à 2015.

Pour les contrats d'achat à terme, le prix des produits calendaire (Y+1) s'établissait au premier trimestre 2016 à 26,9 euros par MWh alors qu'il était passé sous la barre des 42 euros par MWh au dernier trimestre 2014 – soit le niveau de l'Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH). Le prix du produit calendaire a chuté de 20 % au cours du premier trimestre 2016 avant de remonter légèrement à la fin du trimestre pour atteindre de nouveau la barre des 32 euros par MWh à la fin du mois de juin 2016. Bien qu'il soit encore trop tôt pour en tirer les premières conclusions, cette remontée semble devoir se poursuivre, ce qui pourrait être le premier signe d'un rééquilibrage du marché.

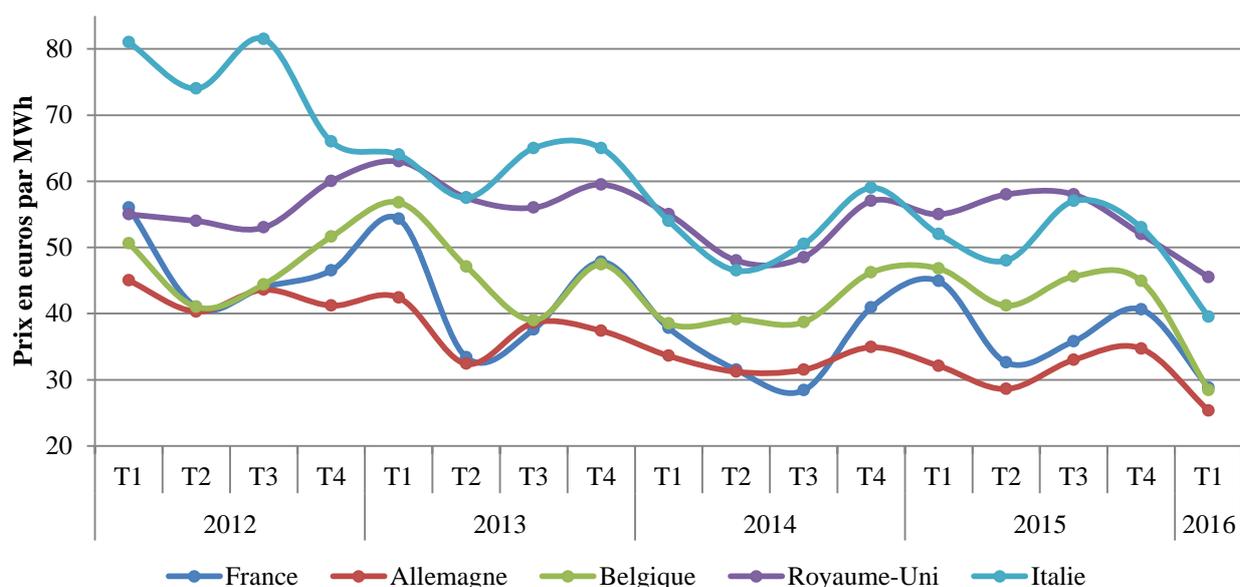
ÉVOLUTION DES PRIX *DAY-AHEAD* BASE ET CALENDRIERS À TERME EN FRANCE



Sources : commission des finances à partir des informations EPEX SPOT.

La baisse des prix de l'électricité n'est pas propre à la France et s'observe dans l'ensemble de l'Europe où le marché de l'énergie est de plus en plus interconnecté et soumis à des contraintes économiques et réglementaires similaires. Par rapport au quatrième trimestre 2015, les prix *day-ahead* de l'électricité diminuaient au premier trimestre 2016 de 37 % en Belgique, de 29 % en France, de 27 % en Allemagne, de 26 % en Italie et de 13 % au Royaume-Uni. Elle touche ainsi l'ensemble des énergéticiens européens sans distinction.

ÉVOLUTION DES PRIX DAY-AHEAD BASE SUR LES PRINCIPAUX MARCHÉS EUROPÉENS



Sources : commission des finances à partir des informations EPEX SPOT.

La baisse des prix de gros de l'électricité a mécaniquement un impact direct sur le chiffre d'affaires des énergéticiens européens et sur leur résultat financier en conduisant les prix de l'électricité à des niveaux qui ne reflètent plus leurs coûts complets de production. Les résultats opérationnels des principaux énergéticiens allemands marquent très fortement le pas, voire s'effondrent totalement entre 2014 et 2015 : le résultat opérationnel d'E.ON passe de -0,3 milliard d'euros à -4,5 milliards d'euros tandis que celui de RWE passe de 3,6 milliards à 0,5 milliard d'euros avec un chiffre d'affaires en retrait de 4,4 %.

**PRINCIPAUX AGRÉGATS FINANCIERS DES GRANDS ÉNERGÉTICIENS
EUROPÉENS**

(en millions d'euros)

	Chiffre d'affaires			Résultat opérationnel		
	2014	2015	Evolution	2014	2015	Evolution
Electricité de France (Fr.)	72,9	75,0	+ 2,9 %	8,0	4,3	- 46,4 %
Engie (Fr.)	74,7	69,9	- 6,4 %	6,1	-3,2	- 152,9 %
E.ON (All.)	111,6	116,2	+ 4,2 %	-0,3	-4,5	—
RWE (All.)	48,5	46,4	- 4,4 %	3,6	0,5	- 86,8 %
Enel (It.)	73,3	73,1	- 0,3 %	3,1 (1)	7,7	+ 148,9 %
Iberdrola (Esp.)	30,0	31,4	+ 4,6 %	3,9	3,8	- 2,8 %
Fortum (Fin.)	4,8	3,5	- 27,2 %	3,4	-0,2	- 104,4 %

(1) L'augmentation observée entre 2014 et 2015 tient en réalité aux très mauvais résultats d'Enel en 2014 dont le bénéfice net a reculé de 84 % à 517 millions d'euros en raison notamment de 6,4 milliards d'euros de dépréciations, notamment en Italie et sur des actifs en cours de cession en Slovaquie.

Sources : commission des finances.

Si le contexte économique est particulièrement défavorable à EDF, c'est également parce que la situation de l'entreprise a profondément changé depuis le vote de la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant organisation du marché de l'électricité, dite loi NOME, qui a initié une ouverture effective du marché de l'énergie. EDF, opérateur historique du marché anciennement en situation de quasi-monopole, se trouve désormais en situation de concurrence sur le secteur de la production d'électricité en France. Le groupe est désormais fortement exposé au prix de marché, en raison de la fin progressive des tarifs réglementés et de l'apparition de nouveaux concurrents se fournissant directement sur le marché en gros de l'électricité.

La fin des tarifs réglementés de l'électricité pour l'ensemble des clients ayant un contrat dont la puissance est supérieure à 36 kilovoltampère (kVA) (tarifs jaunes et verts) est définitivement rentrée en vigueur le 31 décembre 2015. Afin d'éviter les coupures d'électricité et de gaz, la loi dispose que les consommateurs n'ayant pas souscrit une offre de marché avant la date de suppression des tarifs réglementés de vente basculent sur une offre par défaut dite offre transitoire. L'offre transitoire est réputée résiliée au bout de six mois, c'est-à-dire théoriquement au 30 juin 2016. Pendant cette période, les clients pouvaient changer d'offre et de fournisseur sans frais et sans préavis de résiliation. Si le client n'a toujours pas souscrit une offre de marché à cette date, la fourniture d'énergie n'est plus assurée. Fin mars 2016, près de 88 % des grands clients non résidentiels et 86 % des moyens clients non résidentiels ont souscrits une offre de marché, tandis que les clients restants ont basculé au 1^{er} janvier 2016 dans une offre transitoire par défaut d'une durée de six mois chez leur fournisseur historique, ce qui concernait au 31 mars 2016 près de 63 000 sites sur un total de

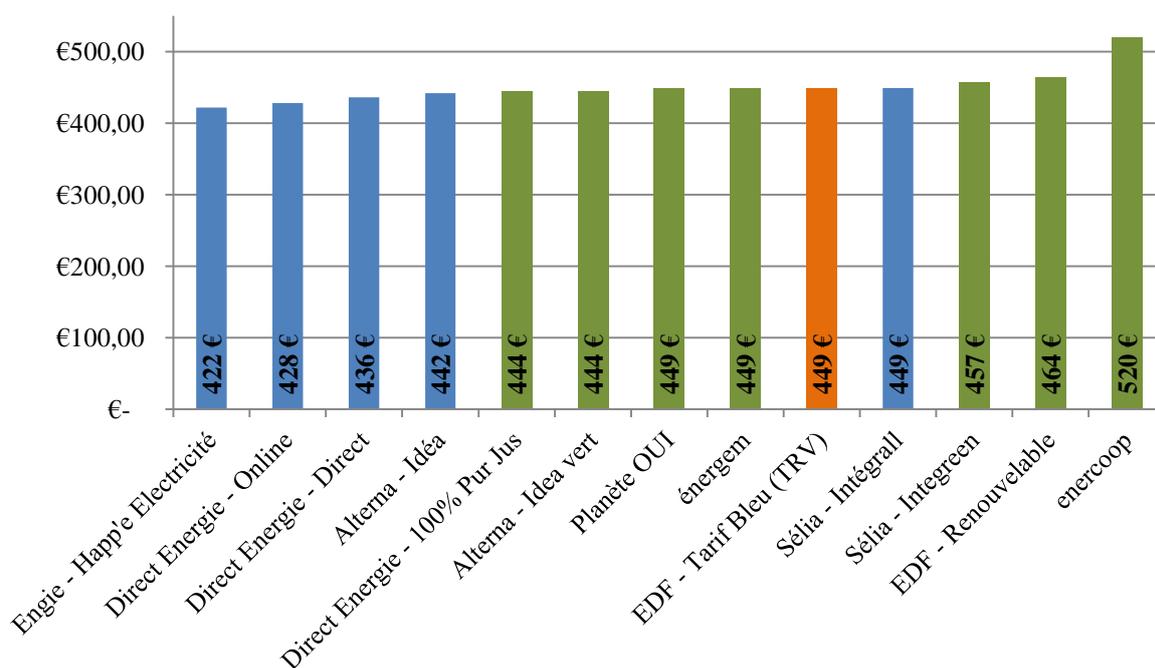
468 000 sites. Au total, et tous secteurs confondus, 5 263 000 sites ont choisi une offre de marché au 31 mars 2016, ce qui représente environ 15 % des sites pour près de 60 % des volumes vendus.

Depuis l'ouverture à la concurrence du secteur, les clients peuvent disposer de deux types de contrats : soit les contrats aux tarifs réglementés (TRV), proposés uniquement par le fournisseur historique, soit les contrats en offre de marché, proposés par le fournisseur historique et par les fournisseurs alternatifs. Les offres de marchés peuvent être à prix fixe ou à prix variable, être indexées sur les tarifs réglementés de vente ou évoluer selon une formule propre au fournisseur. Le comparateur d'offres d'électricité et de gaz naturel Énergie-Info ⁽¹⁾ permet d'effectuer des comparaisons des différentes offres proposées par les fournisseurs d'électricité. De nombreux fournisseurs alternatifs proposent désormais des offres de marché dont les prix sont inférieurs au TRV ou à l'offre de marché de l'opérateur historique.

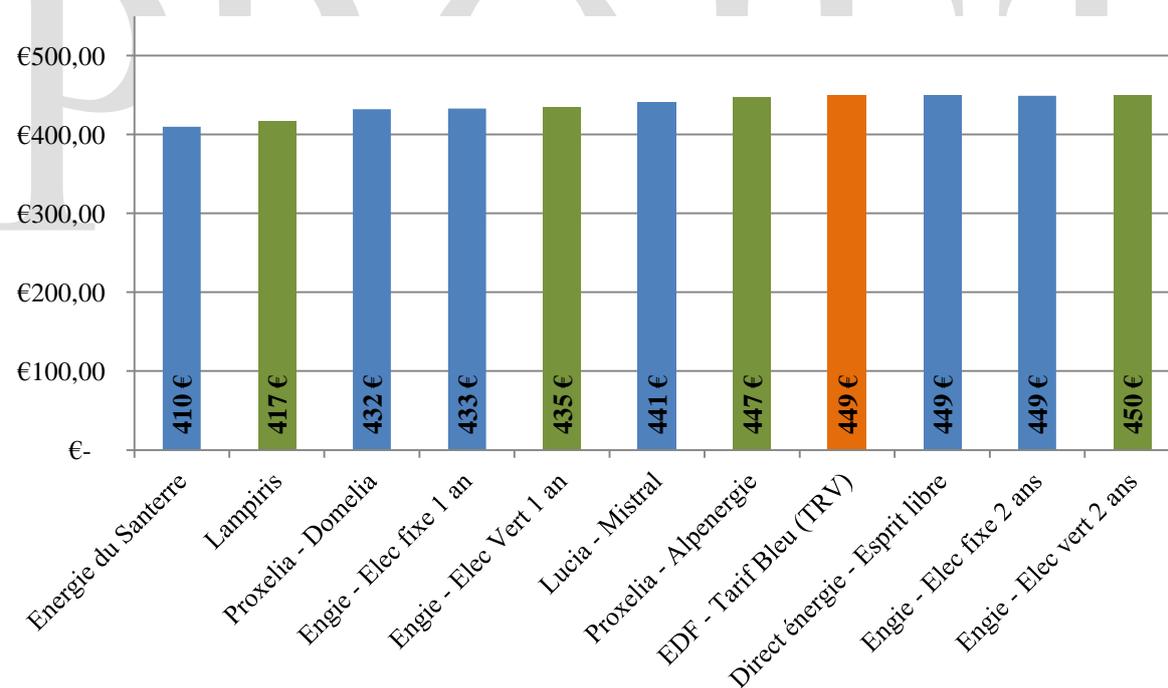
PROJET

(1) <http://www.energie-info.fr/>

COMPARAISON DES OFFRES À PRIX VARIABLE POUR UN CLIENT TYPE BASE



COMPARAISON DES OFFRES À PRIX FIXE POUR UN CLIENT TYPE BASE



En vert les offres dont l'électricité provient intégralement de sources d'énergies renouvelables. En orange l'offre de l'opérateur historique sur la base des tarifs réglementés de vente. Le niveau du TRV est présenté dans le second graphique à titre indicatif car susceptible d'évoluer au moins une fois par an.

Sources : analyse effectuée sur la base des informations du site *Énergie-Info* au 30 juin 2016 pour un client situé à Paris, en option base et consommant 2 400 kWh, pour une année.

À l'inverse, les TRV de l'électricité de l'opérateur historique pour les clients au tarif bleu résidentiel poursuivent leur augmentation. Le prix hors taxes de l'électricité a augmenté au 1^{er} août 2015 de 2,5 % pour les tarifs bleus résidentiels et non résidentiels. Pour autant, la part de marché des fournisseurs alternatifs reste particulièrement faible puisqu'elle ne touche que 12 % du nombre de sites dans le secteur résidentiel et 16 % dans le secteur non résidentiel. Une telle situation tend à creuser davantage l'écart entre les offres de marché et le TRV, rendant les offres alternatives plus compétitives.

**HISTORIQUE DES ÉVOLUTIONS MOYENNES
DU TARIF RÉGLEMENTÉ DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ**

Date	Tarifs bleus résidentiels	Tarifs bleus non résidentiels
16 août 2008	+ 2,0 %	
15 août 2009	+ 1,9 %	
15 août 2010	+ 3,0 %	+ 4,0 %
1 ^{er} juillet 2011	+ 1,7 %	
23 juillet 2012	+ 2,0 %	
1 ^{er} juillet 2013	+ 5,0 %	
1 ^{er} novembre 2014 (1)	+ 2,5 %	- 0,7 %
1 ^{er} août 2015	+ 2,5 %	+ 0,0 %

(1) Le Conseil d'État a annulé les deux arrêtés tarifaires de 2014 qui avaient minoré, compte tenu de la réglementation en vigueur, la hausse des TRV. La hausse des tarifs bleus résidentiels en 2014 devrait dès lors être proche de 5 %.

Sources : Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Par conséquent, la part du chiffre d'affaires d'EDF soumise au secteur non-régulé tend à croître progressivement tant sous l'effet du passage progressif des tarifs réglementés vers les offres de marché que du développement des offres alternatives à l'opérateur historique. **En 2014, à peine 20 % du chiffre d'affaires du groupe étaient exposés à des prix de marché ; aujourd'hui, ce sont plus de 60 % du chiffre d'affaires qui sont soumis à la concurrence.**

2. Une adaptation souhaitable des mécanismes de tarification et du financement des investissements des producteurs d'électricité

Dans le contexte économique actuel, **il convient à l'État régulateur d'assurer un environnement juridique qui garantisse la rentabilité des investissements de long terme des exploitants** pour permettre à ces derniers d'entretenir et de renouveler leurs capacités de production tout en respectant les engagements pris dans le cadre de la transition énergétique. L'État doit ainsi respecter ses engagements dans le temps concernant l'évolution des tarifs réglementés, en prenant définitivement acte des réformes mises en œuvre par la loi de transition énergétique, tout en envisageant de nouveaux dispositifs conformes aux exigences d'investissements de long terme du secteur.

a. Organiser une évolution des tarifs réglementés tenant compte de l'évolution du marché de l'électricité et d'une évolution raisonnable des coûts supportés par l'exploitant

L'évolution des tarifs réglementés au cours des dernières années, qu'il s'agisse des tarifs réglementés de vente (TRV), de l'Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) ou encore de l'ancienne Contribution au service public de l'électricité (CSPE), s'est souvent effectuée au détriment de l'opérateur historique. En effet, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) estime le déficit tarifaire des TRV à 1,85 milliard d'euros et celui de la CSPE à 5,88 milliards d'euros, tandis que l'ARENH semble aujourd'hui un outil dépassé de régulation du marché ouvert à la concurrence. **Vos Rapporteurs estiment qu'il est impératif de ne pas pénaliser davantage EDF en respectant et en poursuivant les réformes engagées dans ce domaine.**

L'article L. 337-6 du code de l'énergie, modifié par l'article 151 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV), prévoit désormais que les tarifs réglementés de vente (TRV) de l'électricité sont déterminés en référence aux coûts supportés par un fournisseur qui s'approvisionne auprès de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) et au prix de marché. Cette méthode reflète les coûts supportés par un fournisseur alternatif pour approvisionner les clients de son portefeuille, lui assurant ainsi la possibilité de proposer des offres de marché plus compétitives que les tarifs réglementés de vente. Elle ne vise plus à couvrir les coûts comptables complets supportés par l'opérateur historique et reflètent pour partie les prix de marché. Les tarifs réglementés sont désormais calculés comme l'addition du coût de l'énergie, reposant sur un approvisionnement pour 70 % environ au prix de l'ARENH et pour 30 % au prix du marché de gros, du coût d'acheminement de l'électricité, transport et distribution et du coût de commercialisation qui inclut une rémunération normale, destinée à couvrir les risques du fournisseur et fixée par la CRE à 3 %. La LTECV confie également à la CRE la compétence de fixer le montant de l'évolution des TRV d'électricité d'EDF, qui n'appartient en conséquence plus aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie.

À partir de l'ensemble de ces éléments, dans un communiqué daté du 27 juin 2016, la CRE a annoncé une baisse de 0,5 % du tarif réglementé de vente d'électricité aux particuliers pour 2016 qui s'explique par la répercussion de la baisse des prix de marché observée depuis plusieurs mois. La CRE a par ailleurs décidé, pour le bon fonctionnement du marché, de continuer à rattraper le déficit de couverture des coûts d'EDF par les tarifs réglementés.

En effet, jusqu'au 1^{er} novembre 2014, date du passage à une construction tarifaire par empilement, les tarifs réglementés de vente devaient couvrir les coûts complets d'EDF. Cette méthode reposait sur une prise en compte des coûts comptables d'EDF en incluant une rémunération des capitaux engagés dans l'activité de production d'électricité. Or les écarts observés par le passé entre les

recettes générées par les tarifs réglementés de vente arrêtés par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie et les coûts de production d'EDF doivent, conformément aux principes dégagés par les décisions du Conseil d'État, faire l'objet d'un rattrapage. La CRE a estimé dans son rapport annuel de 2014 que les niveaux de sous-couverture des tarifs avaient occasionné un retard de respectivement 509 millions d'euros en 2012 et 627 millions d'euros 2013. De même, durant la période du 1^{er} janvier au 31 octobre 2014, les tarifs ne permettaient toujours pas de couvrir les coûts d'EDF engendrant de nouveaux rattrapages tarifaires à réaliser sur les exercices tarifaires suivants pour un montant additionnel de 922 millions d'euros.

En conséquence, l'arrêté du 30 octobre 2014 des ministres chargés de l'écologie et de l'économie prévoyait une hausse tarifaire devant permettre, outre l'atteinte de l'empilement en niveau, de rattraper partiellement les écarts constatés sur les années passées. Dans son avis, la CRE a déterminé les évolutions qu'il faudrait appliquer aux TRV pour réaliser l'ensemble des rattrapages tarifaires, compte-tenu du niveau de l'empilement en 2015 et des rattrapages prévisionnels déjà effectués ⁽¹⁾. Elle a estimé que le rattrapage s'élevait à 3,5 % de hausse par an pendant deux ans pour le tarif bleu et a émis un avis favorable s'agissant des tarifs bleus des particuliers et des petites entreprises. En revanche, elle a estimé que le rattrapage s'élevait à 2,5 % pour le tarif jaune et 10,9 % pour le tarif vert pour un rattrapage réalisé sur la période du 1^{er} août 2015 au 31 décembre 2015, date à laquelle ces tarifs ont été supprimés. En conséquence, la CRE avait estimé que les hausses envisagées par les ministres au 1^{er} août 2015 étaient très insuffisantes pour réaliser l'intégralité des rattrapages des tarifs vert et jaune d'ici le 1^{er} janvier 2016.

Pour autant, dans deux décisions datées du 15 juin 2016, le Conseil d'État a annulé l'arrêté du 28 juillet 2014 et celui du 30 octobre 2014 concernant la fixation des tarifs résidentiels et des tarifs verts ⁽²⁾. L'arrêté du 28 juillet 2014 abrogeait l'article 6 de l'arrêté ministériel du 26 juillet 2013 qui prévoyait, pour compenser une hausse insuffisante au regard de la réglementation applicable des tarifs, que ces derniers devaient encore augmenter à partir du 1^{er} août 2014. Le nouvel arrêté tarifaire du 30 octobre 2014 fixait quant à lui les tarifs réglementés applicables à partir du 1^{er} novembre 2014 et jusqu'au 31 juillet 2015, date d'entrée en vigueur de l'arrêté tarifaire suivant.

Dans le premier cas, le Conseil d'État a considéré que l'abrogation de l'article 6 étant survenue trois jours seulement avant l'échéance, l'arrêté méconnaissait le principe de sécurité juridique. Son annulation pour ce motif a rendu nécessaire la prise d'un nouvel arrêté fixant, à titre rétroactif, les tarifs réglementés de vente de l'électricité applicables du 1^{er} août 2014 au 31 octobre 2014, de manière à ce que ces tarifs respectent la réglementation alors applicable en prévoyant une hausse moyenne de l'ensemble des tarifs bleus à 5 %.

(1) *Le montant estimatif des rattrapages déjà réalisés par les TRV sur la période du 1^{er} novembre 2014 au 31 juillet 2015 s'établit à 205 millions d'euros.*

(2) *CE, 15 juin 2016, Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE), n° 383722 et n° 386078.*

Dans le second cas, le Conseil d'État a estimé que les tarifs bleus résidentiels et les tarifs verts avaient été fixés à un niveau manifestement insuffisant pour assurer le rattrapage des écarts tarifaires passés. Il a donc annulé l'arrêté pour ce qui concerne ces tarifs, en estimant en revanche que les tarifs bleus non résidentiels et jaunes avaient été fixés à un niveau suffisant au regard des règles de rattrapage. Le Conseil d'État a en conséquence ordonné aux ministres de prendre, dans un délai de trois mois, un nouvel arrêté fixant une augmentation rétroactive des tarifs concernés pour la période comprise entre le 1^{er} novembre 2014 et le 31 juillet 2015.

L'existence de rattrapages récurrents et insuffisants et de multiples contestations devant la juridiction administrative tant par l'exploitant historique que par ses concurrents, nuit grandement à la sécurité juridique et aux prévisions économiques de l'opérateur historique.

Vos Rapporteurs estiment qu'il est nécessaire de prendre définitivement acte du nouveau dispositif de fixation des tarifs qui incombe désormais à la CRE et à elle seule, et de mettre un terme définitif aux déficits tarifaires constatés par le passé. Il s'agit de solder au plus vite une situation qui est préjudiciable à l'ensemble des opérateurs du marché et dont les conséquences financières pour l'opérateur historique ne sont pas négligeables au vu des montants conséquents du déficit tarifaire, estimé en juillet 2015 à 1,85 milliard d'euros.

Une autre conséquence des bouleversements du marché de gros de l'électricité est le passage des tarifs de l'électricité sous la barre symbolique de celui de l'Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH).

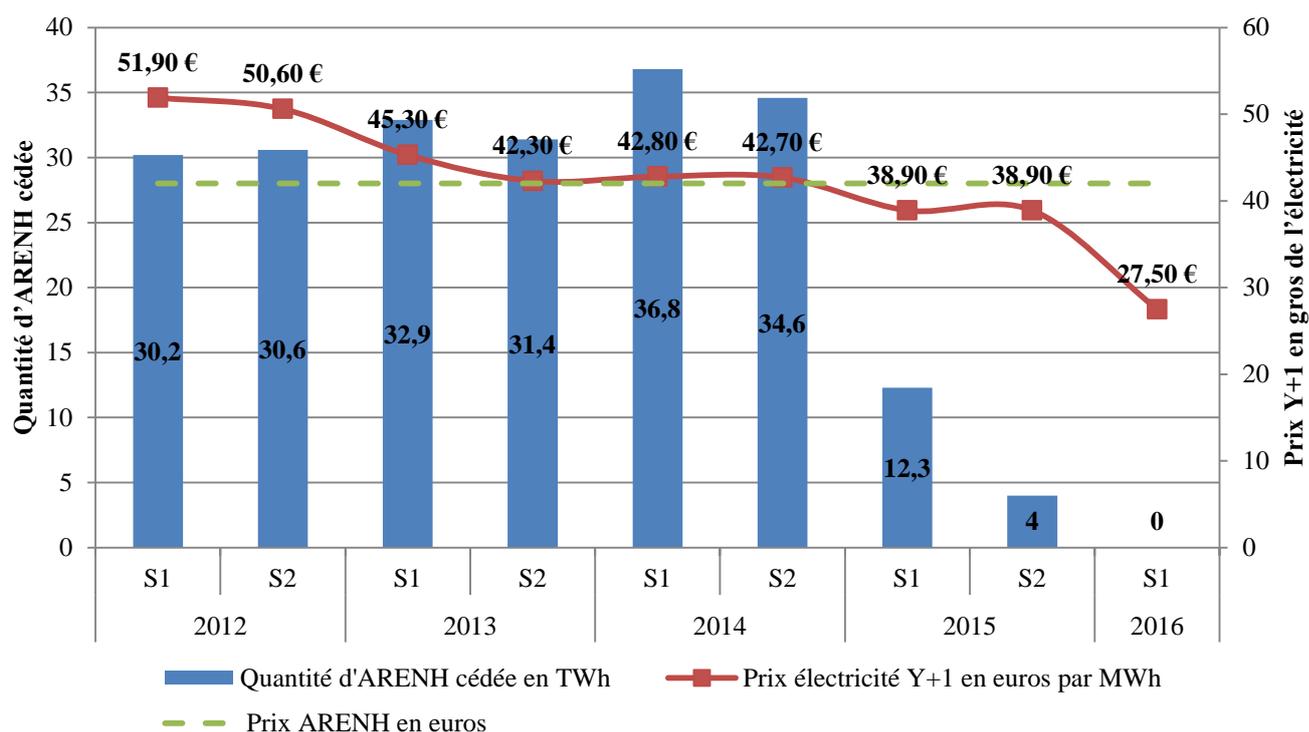
L'Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH)

La loi du 7 décembre 2010 a instauré le dispositif ARENH qui donne le droit à tout fournisseur alternatif d'acheter de l'électricité d'origine nucléaire à EDF à prix régulé et déterminé sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Le niveau du prix doit assurer une juste rémunération à EDF et être représentatif des conditions économiques de production d'électricité par les centrales nucléaires. L'électricité achetée dans ce cadre ne peut excéder un volume global maximal qui est déterminé en fonction du développement de la concurrence sur les marchés de la production d'électricité et de la fourniture de celle-ci à des consommateurs finals. Il ne peut dans tous les cas excéder le volume de 100 térawattheures par an.

L'ARENH est une option pour les fournisseurs alternatifs qui peuvent décider d'avoir recours à un prix régulé lorsque les prix de marché sont supérieurs au niveau de l'ARENH, soit 42 euros par MWh. Il convient toutefois de signaler que, pour la première fois depuis le démarrage du dispositif, aucun volume d'ARENH n'a été livré aux fournisseurs alternatifs sur le premier semestre 2016, dans la mesure où les prix en gros de l'électricité s'établissent désormais durablement sous la barre des 42 euros par MWh.

ÉVOLUTION DES PRIX EN GROS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DE LA QUANTITÉ D'ARENH CÉDÉE



Dans ce contexte, on peut s'interroger sur la pertinence du maintien d'un dispositif devenu inopérant. L'objectif de l'ARENH était de permettre une ouverture effective du marché de l'électricité afin de garantir aux fournisseurs alternatifs des conditions économiques équivalentes à celles résultant pour EDF de l'utilisation des centrales nucléaires historiques. **Or si l'ARENH a joué le rôle d'un prix plafond, protégeant les consommateurs, il a privé EDF des bénéfices qu'il aurait pu retirer de prix de marché à la hausse, tandis qu'en l'absence de prix plancher, l'entreprise est contrainte de supporter les effets d'une baisse des prix. Un tel dispositif semble dès lors devenu sans objet en l'absence d'une remontée à moyen terme des prix de l'électricité. Vos Rapporteurs estiment qu'il est en conséquence nécessaire d'étudier les évolutions possibles à apporter au dispositif de l'ARENH ainsi que la question de son devenir après 2025.**

Enfin, à moyen terme, se pose la question du financement du nouveau compte d'affectation spécial dédié au financement des charges de service public de l'énergie. Le mécanisme antérieur de la contribution au service public de l'électricité (CSPE) a en effet été réformé par la loi n° 2015-1786 du 29 décembre 2015 de finances rectificative pour 2015, qui a intégré au budget de l'État les charges de service public de l'énergie au sein d'un compte d'affectation spécial (CAS) *Transition énergétique* d'un montant de 5,5 milliards d'euros en année pleine. Ce dernier est alimenté par le produit de la taxe intérieure de consommation finale d'électricité (TICFE) diminué, pour l'année 2016, de 2 milliards d'euros, puis de 2,5 milliards d'euros pour l'année 2017, et par une fraction égale à 2,16 % du produit de la taxe intérieure sur la consommation sur le gaz naturel (TICGN). Il couvre les dépenses supportées par les opérateurs pour le

développement des énergies renouvelables telles que le surcoût des contrats d'obligations d'achat des énergies renouvelables.

Lors de l'examen du projet de loi à l'Assemblée nationale, la Rapporteuse générale avait souligné que « *l'équilibre du CAS Transition énergétique n'est pas assuré pour 2017 compte tenu du dynamisme des dépenses de soutien aux énergies renouvelables et du remboursement de la dette de l'État à l'égard d'EDF* »⁽¹⁾. Elle rappelait ainsi qu'au moins 6,2 milliards d'euros de dépenses devront être anticipées, dont au moins 1,2 milliard d'euros au titre du remboursement de la dette d'EDF, alors que les recettes seraient limitées à 5,5 milliards d'euros. Vos Rapporteurs estiment qu'il n'est pas envisageable de mettre en péril des investissements des producteurs d'électricité dans le domaine des énergies renouvelables par défaut d'anticipation des besoins financiers du CAS et qu'il est impératif que le financement du CAS soit stabilisé lors de la prochaine loi de finances pour 2017. Une telle situation est d'autant moins tenable que le différentiel entre les dépenses et les recettes est amené à s'accroître avec la montée en puissance des énergies renouvelables prévue par la transition énergétique. **Vos Rapporteurs proposent de prévoir l'affectation d'une partie des recettes supplémentaires liées à la hausse de la fiscalité sur les taxes intérieures de consommation au titre de l'augmentation de la contribution climat énergie vers le CAS Transition énergétique.**

Vos Rapporteurs rappellent également qu'une partie du CAS est mobilisée pour rembourser la dette résultant du déficit de compensation des charges de service public de l'État (CSPE) vis-à-vis d'EDF qui représentait 5,14 milliards d'euros en 2014. Le déficit de CSPE s'était constitué par différence, sur la période entre 2002 et 2015, entre le montant des charges de service public supportées par EDF et le montant de CSPE qui lui était attribué. **Alors que la mise en place du CAS doit conduire à l'extinction progressive de la dette de l'État vis-à-vis d'EDF, vos Rapporteurs signalent que le déficit de CSPE à l'égard d'EDF, complété des coûts de portage associés, s'élève au 31 décembre 2015 à 5,88 milliards d'euros, soit une augmentation sensible de 731 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2014. Vos Rapporteurs estiment que cette situation est préjudiciable pour l'opérateur historique dans une période où ce dernier est confronté à d'importants besoins de financements.** Ils notent en revanche avec satisfaction que l'État, par courrier ministériel daté du 26 janvier 2016, a autorisé le groupe EDF à affecter cette créance aux actifs dédiés pour 2016 et a adapté en conséquence l'échéancier de remboursement pour que la créance soit remboursée à l'horizon 2020.

(1) Valérie Rabault, Rapport sur le projet de loi de finances rectificative pour 2015, Tome I, Assemblée nationale, XIV^e législature, n° 3217, 26 novembre 2015.

http://www.assemblee-nationale.fr/14/rapports/r3282-tI.asp#P5808_322073.

b. Envisager de nouveaux dispositifs de tarification et de soutien conformes aux exigences d'investissement de longs termes du secteur

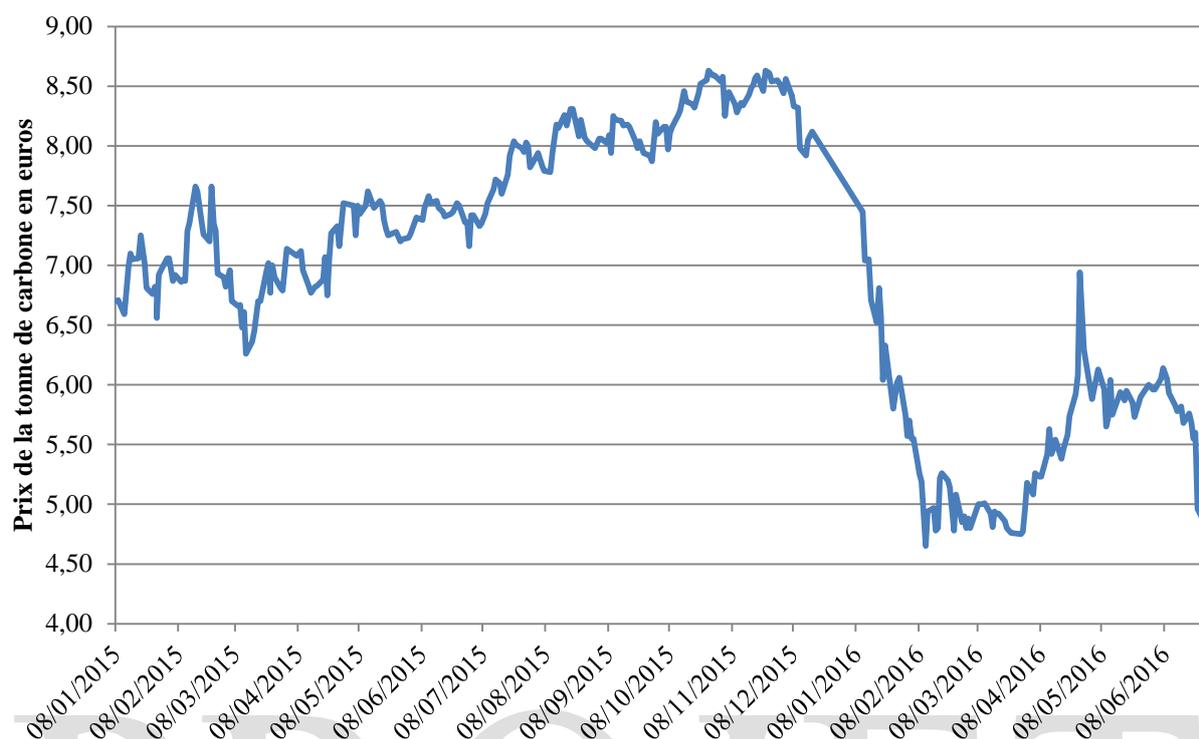
Sur un marché de l'électricité ouvert à la concurrence et où les tarifs régulés disparaissent progressivement, le prix de l'électricité tend à être désormais fixé au coût marginal de production du dernier moyen appelé. Le coût marginal de production reflète les charges d'exploitation et de maintenance des centrales : celui des énergies renouvelables étant proche de zéro, elles sont donc systématiquement appelées en premier sur le réseau. Leur introduction massive sur le réseau européen a contribué à faire diminuer fortement les prix moyens sur les marchés de gros et a entraîné des distorsions importantes dans la dynamique d'établissement des prix de l'électricité : des prix négatifs sont même apparus dans plusieurs pays d'Europe, conduisant certains opérateurs à payer pour vendre leur production. Ils ont atteint jusqu'à – 200 euros par MWh en France.

Les prix moyens constatés sur les marchés de gros européens ont tellement diminué que la rentabilité des investissements dans de nouveaux moyens de production est devenue très incertaine. Dans ce contexte économique, le principal défi pour le groupe EDF et pour l'ensemble des producteurs d'électricité porte sur le financement de leurs investissements de long terme et l'amélioration de la compétitivité de l'offre énergétique dans un marché déprimé. Il est en effet paradoxal que les seuls moyens de production pour lesquelles l'investissement reste attractif aujourd'hui soient les centrales à charbon, en contradiction totale avec les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Cela impose donc de faire la démonstration de la viabilité de l'équation économique de l'électricité d'origine non-carbonée, dans un contexte où le coût des énergies ne doit pas s'arrêter au seul coût marginal de production mais devrait davantage prendre en compte les externalités (prix du carbone, coûts des mécanismes de capacité, coûts des réseaux et du stockage, coûts du démantèlement et de gestion des déchets, etc.).

Vos Rapporteurs estiment donc qu'il est nécessaire d'internaliser dans la détermination des prix de marché certaines externalités (prix du carbone ou marché de capacité) tout en prenant garde aux distorsions qu'entraînent certains mécanismes de soutien public.

Afin d'internaliser le coût pour la société des émissions de dioxyde de carbone, le système *European Union Emission Trading Scheme* (EU ETS) devait inciter les principaux émetteurs de gaz à effet de serre à réduire leurs émissions en les obligeant à les compenser par des quotas alloués ou achetés sur le marché. Or ce marché est confronté à de profonds dysfonctionnements : avec des cours qui oscillent depuis 2012 entre 4 et 9 euros par tonne de dioxyde de carbone (CO₂), il ne permet pas d'influencer les décisions des énergéticiens en faveur des énergies bas-carbone.

ÉVOLUTION DU PRIX D'AUTORISATION EUROPÉENNE D'ÉMISSION DE DIOXYDE DE CARBONE EN EUROS PAR TONNE



Sources : European Energy Exchange (EEX).

Vos Rapporteurs estiment qu'il est dès lors essentiel de réformer le système actuel de fixation du prix au carbone pour que les coûts de production de l'électricité reflètent davantage cette externalité négative. Dans cette optique, à l'occasion de la quatrième conférence environnementale, le Président de la République a annoncé la mise en place d'un prix-plancher du carbone sur l'électricité au niveau national, avec l'objectif de donner plus de visibilité aux investisseurs tout en privilégiant, dans la production d'électricité, l'utilisation du gaz par rapport au charbon. Ce dispositif sera complémentaire de la contribution climat énergie (CCE) dont la loi a fixé l'évolution de 22 euros par tonne de dioxyde de carbone en 2016 à 56 euros en 2020 puis à 100 euros en 2030.

L'annonce du Président de la République vient renforcer l'action entreprise par le ministère en charge de l'environnement au niveau européen qui a engagé une discussion en vue de mettre en place un corridor de prix sur le marché du carbone européen. Un tel mécanisme, en encadrant l'évolution du prix du marché entre un minimum et un maximum, améliorerait la prévisibilité du prix du carbone, créant une incitation forte en faveur des investissements bas-carbone. Dans un communiqué en amont du conseil européen des ministres chargé de l'environnement du 4 mars 2016, le ministère indiquait que dans le cas d'un échec de la mise en place d'un prix-plancher du marché européen, il serait envisagé de mettre en place, à titre transitoire, un mécanisme complémentaire de taxation des énergies fossiles consommées pour produire de l'électricité. Une telle mesure

serait inspirée de la décision du Royaume-Uni qui a institué un prix-plancher du carbone pour le secteur électrique au moyen d'une taxe différentielle qui s'ajoute au prix des quotas européens de CO₂ lorsque ce dernier est inférieur à la cible visée.

Dans un rapport publié en mars 2016, Réseau de transport d'électricité (RTE) et l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME), estiment qu'avec « *le parc de production actuel, les simulations réalisées montrent qu'il faudrait retenir un prix autour de 30 euros par tonne de CO₂ au niveau européen pour diminuer de façon significative – de l'ordre de 100 millions de tonnes par an, soit 15 % – les émissions du secteur électrique européen* » avant d'ajouter qu'un « *signal prix plus élevé, de l'ordre de 100 euros par tonne, permettrait d'atteindre une réduction des émissions de l'ordre de 30 %* »⁽¹⁾. L'étude conclut également que « *la mise en place d'un prix élevé du CO₂ donnerait un signal favorable à l'investissement dans les énergies renouvelables et pourrait faciliter le développement de la flexibilité et du stockage* ».

La mise en place d'un prix-plancher du carbone permettrait ainsi d'assurer la rentabilité d'énergies peu ou non carbonées, telles que les énergies renouvelables ou l'énergie nucléaire, tout en décourageant l'utilisation de centrales thermiques au charbon. La mesure serait toutefois limitée pour la France puisque seules cinq centrales alimentés par du charbon sont en fonctionnement sur le territoire national, exploitées par EDF ou E.ON France. Elle permettrait néanmoins, en fonction du contexte économique, d'économiser près de 2 millions de tonnes de CO₂ par an⁽²⁾.

Vos Rapporteurs seront dès lors attentifs à la mise en œuvre d'un tel dispositif dans le cadre de la prochaine loi de finances. Ils estiment néanmoins préférable que la mesure soit mise en place au niveau européen afin d'éviter d'éventuelles « fuites carbonées » au sein même de l'Union européenne : en effet, l'introduction d'un prix-plancher unilatéral en France pourrait avoir un impact sur l'équilibre du marché électrique en Europe du fait des interconnexions existantes et conduire à substituer à la production thermique française des importations d'électricité d'origine carbonée de l'étranger, principalement d'Allemagne.

Les prix de l'électricité doivent également tenir compte de ce que les énergéticiens nomment « le marché de la capacité ». En effet, la situation actuelle

(1) Réseau de transport d'électricité (RTE) et l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME), Signal prix du CO₂ Analyse de son impact sur le système électrique européen, mars 2016.

http://www.rte-france.com/sites/default/files/etude_signal_prix_co2.pdf

(2) Raphaël TROTIGNON, Boris SOLIER et Christian de PERTHUIS, Un prix-plancher du carbone pour le secteur électrique : Quelles conséquences ?, Policy brief n° 2015-03, Chaire de l'économie du climat, Novembre 2015.

<http://www.chaireeconomieduclimat.org/wp-content/uploads/2015/11/15-11-Policy-Brief-2015-03-Trotignon-Solier-De-Perthuis.pdf>

fait peser un risque non négligeable sur la rentabilité des moyens de pointe, ce qui pourrait générer des tensions importantes sur l’approvisionnement en période de forte demande et rend nécessaire l’établissement en France comme en Europe d’un marché de capacité. La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l’électricité, codifiée aux articles L. 335-1 et suivants du code de l’énergie, établit un dispositif d’obligation de capacité qui prévoit que « *chaque fournisseur d’électricité contribue, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d’approvisionnement* ». Le mécanisme de capacité doit stimuler les investissements dans les moyens de production et d’effacement de consommation pour sécuriser l’alimentation électrique à moyen terme. Un arrêté du 22 janvier 2015 est venu en préciser les règles pour une mise en œuvre effective prévue pour l’hiver 2016-2017.

Le mécanisme de capacité institué par la loi NOME

Les fournisseurs se verront attribuer une obligation qui dépend de la consommation effective de leurs clients lors des pointes de consommation et devront, en contrepartie, détenir un certain montant de garanties de capacité, soit du fait de moyens détenus en propre, soit en acquérant ces garanties de capacité auprès de ceux qui les détiennent. Le système permettra d’apporter, dans les cas où les moyens d’effacement ou de production sont insuffisants pour satisfaire la demande, une rémunération complémentaire pour mettre en service des capacités d’effacement ou de production supplémentaires le moment venu.

Cette rémunération soutiendra le développement de l’offre d’effacement et pourra, dans certains cas, éviter que des installations existantes soient mises sous cocon au détriment de la sécurité d’approvisionnement en électricité.

Enfin, au-delà de la pénalisation du carbone, il convient également de prendre garde aux distorsions de concurrence entre énergies bas-carbone qui peuvent être induites par les mécanismes de soutien public aux énergies renouvelables.

C’est pourquoi, du point de vue de vos Rapporteurs, les réformes engagées des dispositifs de soutien au déploiement des énergies renouvelables dans le cadre de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) constituent un progrès essentiel et répondent à une nécessité objective.

En effet, les articles 104 et 106 de la LTECV instaurent un dispositif de complément de rémunération, qui a vocation à se substituer partiellement au dispositif d’obligation d’achat pour certaines filières renouvelables. Le nouveau dispositif consiste en une prime, compensée par le CAS *Transition énergétique*, versée à un producteur d’électricité à partir d’énergies renouvelables en complément de la vente sur le marché de l’électricité qu’il a produite. Le dispositif ne sera pas obligatoire dans un premier temps pour les plus petites installations qui pourront rester sous tarif d’achat ni pour l’éolien terrestre. De même que pour

l'obligation d'achat, le niveau de la prime sera déterminé pour chaque filière de façon à assurer une rentabilité normale des capitaux investis et devra être revu périodiquement afin de rester en adéquation avec la maturité de la filière et la baisse des coûts de production observée.

Un tel dispositif permettra de mieux prendre en compte les prix de marché dans la détermination du niveau de subventionnement et atténuer les distorsions qui en résultent sur le marché de l'électricité.

Le dispositif mis en place pour les énergies renouvelables s'apparente au dispositif de garantie de prix mis en place par les pouvoirs publics britanniques, dénommé « *contract for difference* » (CFD), qui sera notamment utilisé pour la construction de la future centrale nucléaire d'Hinkley Point C. Le CFD est un contrat de long terme passé entre un producteur d'électricité et l'État britannique qui permet au producteur de garantir le niveau de ses revenus en s'accordant à l'avance sur un prix de rachat pour une période donnée. Lorsque les prix de marché de l'électricité sont inférieurs au prix négocié, l'État britannique complète la différence ; à l'inverse, lorsque les prix de marché de l'électricité sont supérieurs au prix négocié, le producteur reverse à l'État britannique la différence. Ainsi, le CFD permet d'inciter les producteurs d'électricité à investir dans des énergies faiblement carbonées en leur fournissant de la visibilité et de la stabilité sur leurs flux de revenus futurs.

B. CONFIRMER LA PLACE ÉMINENTE D'EDF DANS LA MISE EN OEUVRE DU MIX ÉNERGÉTIQUE NATIONAL

Pour toute entreprise soumise à une contrainte de rentabilité et opérant dans un secteur ouvert à la concurrence, pouvoir anticiper les évolutions de son environnement représente un enjeu fondamental. Mais en ce qui concerne EDF, cette exigence ne suppose pas seulement de surmonter les aléas de la conjoncture économique ou d'identifier des relais de croissance : elle suppose une adaptation au cadre établi par la puissance publique en vue de la régulation du secteur de l'énergie.

Dès lors, la redéfinition des termes d'un avenir possible pour EDF appelle, de la part de l'État, l'affirmation de choix politiques clairs s'agissant de la programmation de la politique énergétique et du sort des capacités de production d'électricité d'origine nucléaire.

1. Donner au parc nucléaire d'EDF sa juste place dans la production d'électricité

En autorisant la ratification de l'accord de Paris adopté le 12 décembre 2015, le Parlement vient de réaffirmer solennellement le rôle de tout premier plan qu'entend jouer la France dans la lutte contre le réchauffement climatique. Parce qu'il conduit les États à formaliser leur action en faveur de la réduction des gaz à effet de serre et parce qu'il affirme l'objectif d'une neutralité

des émissions dans la seconde moitié du XXI^e siècle, ce nouvel instrument de droit international nous engage.

Il rend d'autant plus indispensable une action résolue des pouvoirs publics en faveur de toutes les sources d'énergies « décarbonées », ce qui invite nécessairement à reconnaître l'importance de l'énergie nucléaire pour permettre au pays de tenir ses engagements internationaux, mais aussi de garantir son indépendance et la compétitivité de son économie. Son statut d'opérateur prédominant du secteur public de l'électricité autant que l'importance de ses capacités de production désignent tout naturellement EDF comme un acteur incontournable de cette politique. Mais encore faut-il que le groupe dispose de perspectives solides en ce qui concerne deux éléments essentiels pour la mise en œuvre de la transition énergétique : la définition d'une trajectoire pour la production d'énergie nucléaire ; les conséquences du plafonnement de la part de cette énergie dans la production d'électricité – s'il devait être maintenu.

a. Définir une trajectoire précise pour la production d'énergie nucléaire

En réécrivant l'article L. 100-4 du code de l'énergie, la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) ⁽¹⁾ a fixé aux pouvoirs publics un objectif qui affecte l'avenir du groupe EDF : celui de « *réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025* ».

Nonobstant les débats qu'ont suscité – et que peuvent encore inspirer – l'échéance et le pourcentage retenus par le législateur, cet objectif nécessite assurément une démarche prospective et planificatrice. De fait, atteindre cet objectif ne va pas de soi, compte tenu de la part d'incertitude qui entoure les deux conditions nécessaires à sa réalisation : d'une part, le volume de la demande intérieure d'électricité, lequel semble aujourd'hui moins tributaire de la conjoncture économique que de l'évolution des comportements de consommation ; d'autre part, l'état de développement et le poids respectif des différentes capacités de production d'énergie électrique (centrales nucléaires ; centrales thermiques au charbon ou au pétrole ; énergies renouvelables).

Remaniant ou étoffant des dispositifs antérieurs ⁽²⁾, la LTECV a consacré un nouvel outil de planification : la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

(1) Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

(2) Cf. articles L. 141-1 à L. 141-6 du code de l'énergie.

LA PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

Avec la Stratégie nationale bas carbone (SNBC), la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) se présente comme un des deux outils structurant du pilotage de la transition énergétique. En application des textes en vigueur, la programmation vise à établir les priorités d'action des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergies sur le territoire métropolitain continental afin d'atteindre les objectifs de la politique énergétique : elle doit traiter, dans un cadre intégré, à la fois de la maîtrise de la demande et de la diversification des sources, ainsi que de la sécurité d'approvisionnement, du développement et du stockage de l'énergie et des réseaux. Aux termes de l'article L. 141-2 du code de l'énergie, l'élaboration de la PPE intègre « *des scénarios de besoins énergétiques associés aux activités consommatrices d'énergie, reposant sur différentes hypothèses d'évolution de la démographie, de la situation économique, de la balance commerciale et d'efficacité énergétique* ».

L'article L. 141-3 précise qu'il incombe à la programmation de « *définir les objectifs quantitatifs de la programmation et l'enveloppe maximale indicative des ressources publiques de l'État et de ses établissements publics mobilisés pour les atteindre* ».

Son élaboration requiert l'avis de du comité d'experts pour la transition énergétique, du conseil supérieur de l'énergie (CSE), et du conseil national de la transition écologique (CNTE) et la PPE doit faire l'objet d'une présentation au Parlement.

L'article L. 141-4 du même code fixe également le principe d'une révision de la PPE à échéance d'au moins tous les cinq ans pour deux périodes de cinq ans et, le cas échéant, les années restant à courir de la période pendant laquelle intervient la révision. À l'initiative du Gouvernement, le document peut faire l'objet d'une révision simplifiée sous réserve que celle-ci n'en modifie pas l'économie générale.

Pour l'entrée en vigueur du dispositif, la LTECV a résolu de réduire la durée de la première programmation en échelonnant son exécution sur deux temps : une première période entre 2016 et 2018, la PPE présentant un caractère prescriptif entre ces deux dates ; une seconde période comprise entre 2019 et 2023, dans laquelle la PPE se bornerait à fixer des objectifs, avec des options hautes et basses destinées à tenir compte d'incertitudes.

Or, la mise en œuvre de cette planification conserve à ce jour un caractère assez virtuel – voire inopérant – dès lors que le processus d'élaboration de la première PPE tarde à aboutir en ce qui concerne l'énergie nucléaire.

De fait, les éléments de programmation rendus publics en avril 2016 par le ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer ne traitent essentiellement que des filières de production d'énergie renouvelable. D'après les informations recueillies dans la presse ⁽¹⁾, la PPE complète devait être présentée dans le courant du mois de juillet 2016. Toutefois, suivant cette même source, la seule mention relative à l'énergie nucléaire se limiterait à prévoir de « *décider des fermetures et*

(1) Pierre Le Hir, « Le mirage français de la baisse du nucléaire », *Le Monde.fr*, article du 30 juin 2016.

des prolongations de l'exploitation de certains réacteurs au cours de la deuxième période de la PPE » – c'est-à-dire après 2019. Cette décision n'interviendrait qu'« *en fonction de l'évolution de la consommation d'électricité et des exportations, du développement des énergies renouvelables, des décisions de l'Autorité de sûreté nucléaire et de l'impératif de sécurité de l'approvisionnement* ».

Au-delà de considérations de principe touchant au respect de la loi, vos Rapporteurs ne peuvent que déplorer le retard pris ou subi dans l'établissement de la première PPE. Certes, il apparaît parfaitement concevable qu'en raison de la complexité des questions relatives à cette énergie, les consultations requises exigent certains délais. Toutefois, **l'absence de visibilité sur des échéances finalement très proches nuit très directement aux opérateurs de la filière nucléaire française** car elle leur interdit d'estimer la valeur de leurs actifs sur le moyen terme et, en conséquence, de procéder à des arbitrages en matière d'investissement ou de renouvellement de leur appareil de production.

Le besoin de prévisibilité revêt un caractère d'autant plus impérieux s'agissant de l'énergie nucléaire que **des décisions devront être prises prochainement quant à l'éventuel maintien en service d'un nombre relativement important d'installations du parc français**. Ainsi, 27 des 58 réacteurs propriété d'EDF devront faire face, d'ici au début de la prochaine décennie, à leur quatrième visite décennale. Or, le coût et la durée potentiels des travaux de maintenance ou de renouvellement des capacités de production exigent *a minima* une planification de moyen terme, eu égard aux objectifs d'équilibre financier des opérations ainsi que de continuité dans la production et la fourniture en électricité.

Dans ces conditions, vos Rapporteurs appellent le Gouvernement à **publier dans les meilleurs délais une programmation pluriannuelle de l'énergie comprenant, comme initialement prévu dans la LTECV, des lignes directrices pour le secteur nucléaire pour la période 2016 à 2025**. Les dispositions de la loi sur la transition énergétique ne présentent pas de caractère intangible : rien n'interdit au législateur, en fonction des choix opérés par les Français et des acquis de l'expérience, de réviser les objectifs qu'elle assigne. Toutefois, une politique de l'énergie ne vaut que par les moyens qui la soutiennent et la lisibilité des engagements pris.

Au-delà des circonstances propres à ce premier exercice, les délais observés dans l'établissement de la première programmation pluriannuelle incitent à une réflexion sur sa nature et sur sa portée. À supposer que l'on veuille lui conférer une dimension plus prescriptive, **il conviendrait de conférer à la PPE le statut de projet de loi de programmation**, au sens de l'article 34 de la Constitution.

Même si l'article L. 141-4 du code de l'énergie prévoit qu'elle doit faire l'objet d'une présentation au Parlement, elle demeure en l'état un texte

réglementaire, à la discrétion du Gouvernement. **Du point de vue de vos Rapporteurs, cette procédure permettrait de donner une réelle portée à cet exercice de planification aujourd'hui relativement technocratique : il permettrait aux citoyens, par l'intermédiaire de leurs représentants, de se saisir pleinement des enjeux de la politique énergétique à échéance régulière et scellerait dans la durée l'engagement des pouvoirs publics.**

b. Tirer des conséquences raisonnables du plafonnement de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité

Encadrant la délivrance des autorisations d'exploiter des installations, l'article L. 311-5 du code de l'énergie limite à 63,2 gigawatts la capacité totale de production d'électricité d'origine nucléaire. Cette valeur correspond au niveau actuel de l'énergie susceptible d'être fournie par le parc nucléaire français.

Combiné à l'objectif de réduction de la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 %, le plafonnement ainsi instauré par la LTECV place EDF devant une fausse alternative : soit laisser le parc en l'état en ne procédant qu'à des travaux de maintenance des unités de production en service ; soit en assurer le renouvellement progressif grâce à l'ouverture de nouvelles capacités, ce qui implique nécessairement la fermeture de centrales dont la puissance excéderait le plafond global fixé par le législateur ⁽¹⁾.

Ce dilemme revêt aujourd'hui un caractère d'autant plus aigu qu'il a été décidé de lier le renouvellement du parc nucléaire au développement d'un nouveau modèle de réacteurs, d'une capacité de production certes supérieure mais dont la mise en service se fait attendre : le « réacteur pressurisé européen » ou EPR. Compte tenu de sa puissance théorique, soit 1 650 mégawatts, la mise en service de toute unité de ce type impliquerait nécessairement la fermeture préalable d'une autre centrale nucléaire.

D'après le programme arrêté par d'EDF en 2005 ⁽²⁾, le premier exemplaire construit dans l'enceinte de la centrale de Flamanville (Manche) devait être opérationnel et raccordé au réseau en 2012. Compte tenu des multiples retards subis par le chantier, sa mise en service ne devrait intervenir qu'au quatrième trimestre 2018 suivant le dernier calendrier prévisionnel rendu public par le groupe ⁽³⁾.

(1) L'article L. 311-5-5 du code de l'énergie précise qu'afin d'apprécier la capacité totale autorisée, l'autorité administrative prend en compte les abrogations d'autorisation prononcées à la demande des exploitants.

(2) Le décret d'autorisation nécessaire à la construction de l'EPR de Flamanville a été publié en avril 2007, après que la loi d'orientation sur l'énergie du 13 juillet 2005 a fourni le cadre législatif adéquat et qu'un débat public a été organisé au plan national entre octobre 2005 et février 2006.

(3) Cette échéance correspond à la date à laquelle EDF envisage de réaliser le chargement du combustible et de procéder au démarrage du réacteur. Le calendrier prévoit la finalisation des montages mécaniques du circuit primaire au 1^{er} trimestre 2016, l'achèvement des montages électromécaniques et le début des essais d'ensemble devant être réalisés au 1^{er} trimestre 2017. Il ne tient pas compte des conséquences éventuelles d'une déclaration de non-conformité de la cuve posée à raison des défauts que pourraient présenter son fond et son couvercle.

Au-delà des incertitudes quant à la date d'achèvement du chantier de Flamanville, la mise en service probable d'autres EPR ou de nouvelles capacités de production sur le territoire national ne peut rester sans conséquences sur la gestion du parc des centrales d'EDF. Dès lors, il importe de mieux anticiper les conséquences potentielles de la réduction de la part du nucléaire dans l'énergie électrique produite, ainsi que l'application d'un plafonnement des capacités de production.

Il s'agit, en premier lieu, de **garantir la continuité de l'approvisionnement en énergie électrique en évitant qu'une application mécanique du plafonnement établi par la loi ne conduise à des fermetures prématurées ou non justifiées**, compte tenu de la production fournie ou de la rentabilité des sites.

Dans son Rapport public annuel de 2016 ⁽¹⁾, la Cour des comptes a estimé que dans l'hypothèse où la consommation et l'exportation d'électricité demeureraient stables, la réduction à 50 % de la part du nucléaire dans l'énergie électrique produite pourrait conduire à l'abandon de l'équivalent de la production de 17 à 20 réacteurs à échéance de 2025, soit de près d'un tiers des capacités de production. Devant vos Rapporteurs, les représentants d'EDF ont indiqué que la stratégie industrielle du groupe ne s'inscrivait pas dans une telle perspective. Si l'évaluation de la Cour des comptes devait se vérifier, l'objectif fixé par la loi impliquerait, à l'échelle d'un quinquennat, de procéder à la fermeture de 1,3 à 1,5 réacteur chaque année.

Or, **la fermeture d'une centrale n'implique pas seulement de retirer une capacité de production du réseau ou de mettre hors service un réacteur. Elle suppose que d'autres modes de production puissent immédiatement prendre le relais.** En l'état de leur développement, les énergies renouvelables ne sauraient être tenues pour parfaitement substituables – au moins dans l'immédiat – aux capacités de production du parc nucléaire car le nombre d'installations en service ne peut en effet fournir un volume comparable d'électricité. En outre, dès lors que les technologies actuelles ne permettent pas encore d'assurer un stockage, leur production d'électricité apparaît trop dépendante de facteurs climatiques (durée et intensité de l'ensoleillement, force du vent, etc.). D'après les données rendues publiques par le Réseau de transport d'électricité (RTE), la part des énergies renouvelables dans la production totale d'électricité en 2015 s'élevait à 17,4 %, contre 76,3 % pour le nucléaire et 6,2 % pour l'électricité produite à partir d'énergies fossiles. D'après l'analyse développée devant vos Rapporteurs par les représentants de l'Autorité de sûreté nucléaire, la continuité de la fourniture d'énergie électrique suppose une marge de capacité de production équivalente à l'énergie fournie par dix réacteurs nucléaires (ou 10 % de la consommation en électricité).

(1) Cour des comptes, Rapport public annuel 2016, Les observations, Tome I, février 2016, p. 130.

Mise en service et fermeture de capacités de production d'électricité d'origine nucléaire dans le cadre de la loi sur la transition énergétique

La procédure de mise en service repose sur un régime d'autorisation fondé sur deux corps de règles : à titre principal, les dispositions des articles L. 311-5-5 et L. 311-5-6 du code de l'énergie, telles que modifiées ou établies par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 ; à titre subsidiaire, celles des règles posées par le code de l'environnement en ce qui concerne les installations nucléaires de base (articles L. 593-1 et suivants).

L'article L. 311-5-5 conditionne la délivrance d'une autorisation d'exploiter par l'ASN au respect du plafond de production d'électricité d'origine nucléaire. Il prévoit que l'exploitant demande le retrait préalable des autorisations qui permettent l'exploitation de capacités dont le maintien aboutirait au dépassement du plafond de 63,2 gigawatts.

En application de l'article L. 311-5-6, la demande d'autorisation d'exploiter doit être déposée au plus tard dix-huit mois avant la date de mise en service d'un réacteur, et en tout état de cause au plus tard dix-huit mois avant l'expiration du délai prescrit pour sa mise en service par l'autorisation d'exploitation.

Résultant de l'ordonnance n° 2016-128 du 10 février 2016 portant diverses dispositions en matière nucléaire, l'article L. 593-8 du code de l'environnement subordonne la délivrance de l'autorisation de mise en service à l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire, ainsi qu'à l'accomplissement d'une enquête publique.

En application des articles L. 593-26 et L. 593-27 du même code, la procédure de fermeture comporte deux étapes : en premier lieu, au moins deux ans avant la date d'arrêt prévue, ou dans les meilleurs délais si cet arrêt est effectué avec un préavis plus court, l'envoi d'une déclaration au ministre chargé de la sûreté nucléaire et à l'Autorité de sûreté nucléaire par laquelle il indique prévoir l'arrêt définitif du fonctionnement de son installation ou d'une partie de son installation ⁽¹⁾ ; en second lieu, l'envoi à la même autorité, au plus tard deux ans avant la déclaration relative à l'arrêt définitif, d'un dossier précisant et justifiant les opérations de démantèlement et celles relatives à la surveillance et à l'entretien ultérieurs du site qu'il prévoit ⁽²⁾ .

Par ailleurs, **on ne saurait envisager la fermeture des centrales nucléaires sans se préoccuper des conditions de leur démantèlement car il s'agit d'un processus long et coûteux.** Les opérations de démantèlement et d'assainissement d'une installation nucléaire doivent en effet aboutir progressivement à l'élimination des substances radioactives issues des phénomènes d'activation et/ou de dépôts et d'éventuelles migrations de la contamination, à la fois dans les structures des locaux de l'installation et dans les sols du site. Par ailleurs, ainsi que le rappelle l'ASN, la politique de gestion des déchets très faiblement radioactifs ne prévoit pas de seuils de libération pour ces déchets mais leur gestion dans une filière spécifique afin d'assurer leur isolement

(1) Suivant l'article L. 593-26 du code de l'environnement, l'exploitant doit indiquer dans sa déclaration la date à laquelle cet arrêt doit intervenir et précise, en les justifiant, les opérations qu'il envisage de mener, compte tenu de cet arrêt et dans l'attente de l'engagement du démantèlement, pour réduire les risques ou inconvénients pour les intérêts protégés mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement.

(2) L'article L. 593-27 confère au ministre la faculté de prolonger ce délai de deux ans au plus, à la demande de l'exploitant, « dans le cas de certaines installations complexes, en dehors des réacteurs à eau sous pression de production d'électricité ».

et leur traçabilité. Les exploitants des installations nucléaires de base doivent respecter un certain nombre d'obligations édictées par loi du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire⁽¹⁾. Ces textes fixent des principes relatifs aux conditions de réalisation des opérations, au régime de responsabilités ainsi qu'aux modalités de leur couverture financière par des provisions.

Suivant les informations publiées par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN)⁽²⁾, les opérations de démantèlement concernaient en 2015 une trentaine d'installations nucléaires, parmi lesquelles huit sont la propriété d'EDF⁽³⁾. On notera que le démantèlement de la centrale nucléaire de Brennilis (Finistère) dure depuis 1985 et ne devrait s'achever qu'en 2020, pour un coût estimé en 2005 par la Cour des comptes à 482 millions d'euros.

On trouvera une autre illustration de la complexité des enjeux des opérations de démantèlement dans les récentes interrogations sur la stratégie que devrait suivre EDF en ce qui concerne six réacteurs de type « uranium naturel graphite-gaz » mis en service entre 1963 et 1972⁽⁴⁾. Alors qu'il envisageait de procéder à leur déconstruction dans un délai aussi court que possible après leur mise hors service en découpant les structures sous l'eau, le groupe considère aujourd'hui que cette méthode présente des risques beaucoup trop importants en l'état des techniques. EDF préconise désormais de réaliser le démantèlement « sous air », cette opération présentant selon lui deux avantages : éviter les problèmes d'étanchéité et de corrosion ; réduire les volumes de déchets liquides. Toutefois, la mise au point de cette nouvelle méthode exigerait un allongement des calendriers initialement prévus pour le démantèlement des centrales de première génération, une décennie semblant nécessaire pour revoir les technologies et tester des maquettes, selon les informations communiquées à l'ASN. On notera du reste que dans l'attente d'un avis favorable de l'Autorité sur cette nouvelle stratégie, EDF a déjà été amené à accroître de 300 millions d'euros ses provisions pour démantèlement dans les comptes de l'exercice 2015.

Du point de vue de vos Rapporteurs, **les risques inhérents à une application trop mécanique du plafonnement de la part du nucléaire dans la fourniture d'électricité militent en faveur de l'établissement d'une planification ou cartographie – au moins indicative – des capacités de production disponibles pour cette énergie.**

(1) Loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, codifiée par le décret du 2 novembre 2007 et l'arrêté du 7 février 2012.

(2) Autorité de sûreté nucléaire, L'état de la sûreté nucléaire et la radio protection en France en 2015, mai 2015, pp. 464-468.

(3) Les installations concernées (réacteurs, laboratoires de recherche, centre de retraitement, etc.) se trouvent sur les sites du Bugey, de Chinon, de Chooz, de Creys-Malville (Superphénix) et de Saint-Laurent-des-Eaux.

(4) Cf. « Démantèlement des centrales nucléaires de première génération : le collège de l'ASN a auditionné EDF », note d'information du 2 juin 2016.

À cette fin, les pouvoirs publics pourraient parfaitement étoffer la programmation pluriannuelle de l'énergie en s'inspirant de la démarche qui avait présidé, en 2009, à la présentation au Parlement d'une programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité. Initiée au début de la précédente décennie avec les arrêtés du 7 mars 2003 et du 7 juillet 2006⁽¹⁾, cette programmation a pour l'heure essentiellement porté sur le développement des différentes énergies renouvelables⁽²⁾. Elle consiste en la fixation d'objectifs relatifs à la part des différentes sources d'énergie électriques (exprimées en pourcentage et en puissance) ainsi qu'aux moyens de production mis en service sur une période plus ou moins longue. Un instrument analogue pourrait être développé en ce qui concerne les installations nucléaires, les différents acteurs du secteur dont EDF pouvant utilement concourir à son élaboration.

En second lieu, une application raisonnable de la LTECV commande de mettre EDF en situation de valoriser utilement les ressources exploitées pour le compte de la collectivité. Du point de vue de vos Rapporteurs, cette exigence dépasse le seul besoin de perspectives pour mesurer la rentabilité future des investissements. **Elle conduit nécessairement à répondre à l'enjeu que constitue – pour l'entreprise comme pour les finances publiques – la réparation du préjudice du fait des lois que pourrait causer la fermeture anticipée de centrales nucléaires.**

Cette question se pose aujourd'hui pour la centrale de Fessenheim. Conformément à l'engagement pris par le Président de la République en 2012, les gouvernements de Jean-Marc Ayrault et de Manuel Valls ont tour à tour demandé à EDF de procéder à sa fermeture⁽³⁾. Suivant la communication du pouvoir exécutif, cette mesure constituait le corollaire logique de la mise en service prochaine de l'EPR de Flamanville. D'après des informations relayées par la presse⁽⁴⁾, la direction du groupe se refuserait aujourd'hui à engager les procédures nécessaires car, de son point de vue, l'arrêt définitif des deux réacteurs alsaciens occasionnerait un préjudice dont la réparation ne serait pas assurée par les montants que l'État a proposé de lui verser. Déterminer une juste indemnisation constituerait un préalable.

De fait, l'écho des discussions en cours semble montrer un écart substantiel entre les prétentions du groupe public et les chiffres envisagées au sein du Gouvernement. Selon EDF, la réparation du préjudice subi justifierait le versement d'une somme comprise entre 2 milliards et 3 milliards d'euros. Selon

(1) Arrêté du 7 mars 2003 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité. Arrêté du 7 juillet 2006 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité.

(2) Voir encore en ce sens l'arrêté du 28 août 2015 modifiant l'arrêté du 15 décembre 2009 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité.

(3) Par ailleurs, le décret n° 2012-1384 du 11 décembre 2012 a institué un délégué interministériel à la fermeture de la centrale nucléaire et à la reconversion du site de Fessenheim. M. Jean-Michel Malerba en assume aujourd'hui la fonction, nommé par le décret du 16 janvier 2014.

(4) Denis Cosnard, « EDF refuse de lancer la fermeture de Fessenheim », *Le Monde Économie et Entreprises*, édition du 16 juin 2016, p. 16.

les propositions qu'aurait formulées au début du mois de mai 2016, en sa qualité d'autorité de tutelle, la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, l'indemnisation ne porterait que sur un montant de 80 millions à 100 millions d'euros.

Dans le rapport d'information qu'ils avaient consacré à ce sujet en 2014, vos Rapporteurs étaient parvenus pour leur part à une toute autre estimation en jugeant, sur la base d'un scénario médian, que la réparation due à EDF avoisinait les 4 milliards d'euros. L'ensemble de leurs calculs les conduisait à établir une fourchette comprise entre 2,4 milliards et 5,7 milliards d'euros ⁽¹⁾.

Dans un contexte propice à certaines spéculations quant à la solidité du modèle économique d'EDF, on ne saurait s'en tenir à cette querelle de chiffres. Celle-ci favorise en effet une incertitude préjudiciable quant à la valeur des actifs du groupe et peut mettre en cause des partenariats industriels et financiers avec des opérateurs étrangers. Il en va tout particulièrement ainsi dans le cas de Fessenheim. Ainsi que le relèvent certaines sources proches du dossier citées par la presse ⁽²⁾, la direction d'EDF ne peut lancer la fermeture de la centrale sans un accord sur l'indemnisation, ce qui lui ferait courir le risque d'une action en justice d'un actionnaire minoritaire du groupe. En outre, l'allemand EnBW et les suisses Alpiq, Axpo et BKW, qui ont partagé avec EDF les risques industriels inhérents à la construction des réacteurs et assument actuellement des risques sur la performance liés à leur exploitation en contrepartie du bénéfice d'une partie de sa production ⁽³⁾, pourraient également tenter une procédure contentieuse.

Dès lors, à l'instar du ministre de l'économie, de l'industrie et du numérique, **vos Rapporteurs ne peuvent que plaider en faveur d'une indemnisation de la fermeture de centrales nucléaires dont le montant résulterait d'un « calcul financier objectivable »**, établi si besoin avec des experts indépendants désignés par les deux parties.

Si le préjudice du fait des lois ne souffre *a priori* plus de discussion, il reste à fixer les paramètres qui détermineront l'utilité économique de la poursuite ou de l'arrêt de l'exploitation d'un certain nombre de réacteurs. La valeur de la

(1) *Rapport d'information (n° 2233), déposé en application de l'article 146 du Règlement par la commission des finances, de l'économie générale et du contrôle budgétaire, sur le coût de la fermeture anticipée de réacteurs nucléaires : l'exemple de Fessenheim, et présenté par MM. Marc Goua et Hervé Mariton, députés, pp. 45-47. Le scénario médian reposait sur deux hypothèses : d'une part, un manque à gagner jusqu'en 2040 pour l'exploitant évalué à 4,7 milliards d'euros ; d'autre part, une perte de chance pour l'exploitant de poursuivre son activité estimée à 85 % dans le cas d'une prolongation de l'exploitation jusqu'à 60 ans.*

(2) Denis Cosnard, « EDF refuse de lancer la fermeture de Fessenheim », *Le Monde Économie et Entreprises*, édition du 16 juin 2016, p. 16.

(3) *Les rapports entre EDF et des sociétés étrangères ayant pris part à la construction de réacteurs résultent de « contrats de d'allocation de production ». Dans ce cadre, les partenaires de l'électricien disposent d'une partie de l'énergie produite, à raison de leur participation au financement de la construction et en contrepartie du règlement à due concurrence des coûts annuels d'exploitation, des taxes locales et spécifiques au nucléaire et des coûts relatifs à la déconstruction. Dans le cas de Fessenheim, les participations de EnBW et du groupement d'électriciens suisses s'établissent respectivement à 17,5 % et 15 %. Ils ne disposent pour autant d'aucun rôle opérationnel dans la gestion de la centrale.*

production annuelle et future d'une centrale constitue le premier élément de cette équation dont le résultat dépend fondamentalement de l'équilibre de l'offre et de la demande sur le marché. Il convient également de considérer le montant des travaux de maintenance ou de sûreté, ainsi que les coûts de fonctionnement de chaque unité de production car, de manière plus ou moins récurrente, ces charges affectent nécessairement l'appréciation du manque à gagner en cas d'exploitation prolongée des réacteurs. Cette ébauche d'une méthode d'évaluation standard, fondée sur des éléments comptables, ne saurait pour autant dispenser les pouvoirs publics et l'entreprise d'apprécier la situation propre à chaque site, en intégrant par exemple à ce calcul des considérations touchant à l'équilibre du réseau de distribution ou l'inégale capacité des régions à couvrir leurs besoins.

Pour l'ajustement de son modèle économique, EDF doit pouvoir anticiper les exigences inhérentes aux nouveaux modes de régulation du secteur dans lequel il opère mais le groupe a également besoin de perspectives s'agissant des investissements qui lui incombent en tant que service public de l'électricité. Du point de vue de vos Rapporteurs, dissiper cette incertitude pour EDF suppose de répondre à une question majeure pour son avenir : celle de l'engagement du « Grand carénage » et de la préparation du nouveau nucléaire.

2. Mener à bien le « Grand carénage » et préparer le nouveau nucléaire

Par le terme de « Grand carénage », il faut entendre l'ensemble des travaux nécessaires au prolongement de l'exploitation des centrales nucléaires au-delà de la durée prévue à leur construction.

À son lancement, le programme nucléaire français prévoyait que les réacteurs du parc pourraient demeurer en service, dans des conditions optimales de sûreté et de production, pendant près de 30 années. **L'évolution des techniques ainsi que les expériences étrangères tendent à démontrer aujourd'hui que l'exploitation des centrales peut dépasser cette échéance, sous réserve du renouvellement de certains équipements et structures essentiels à la bonne marche des réacteurs et à leur confinement.**

On notera ainsi qu'aux États-Unis, alors que les licences d'exploitation initiales avaient été accordées pour 40 ans, 81 % des centrales du parc ont à ce jour obtenu un renouvellement pour 20 années supplémentaires. La moyenne d'âge des centrales s'établit à 34 ans. À partir de 2017, la *Nuclear Regulatory Commission* devrait commencer à examiner des demandes pour porter la durée totale de la licence à 80 ans. En France, en 2010, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a autorisé le prolongement, pour dix années supplémentaires, de l'exploitation de plusieurs réacteurs de 900 mégawatts en service depuis plus de 30 ans (Fessenheim 1, Bugey 2, Tricastin 1). À la suite de l'accident de Fukushima, l'ASN a demandé à EDF de faire évoluer la sûreté des anciens réacteurs pour la rapprocher de celle des EPR. Moyennant ces travaux et à la

lumière de leur état actuel, le groupe envisage de prolonger l'exploitation de ses centrales jusqu'à 50 voire 60 ans.

Le parc nucléaire français se compose aujourd'hui de 58 réacteurs nucléaires en fonctionnement répartis sur le site de 19 centrales. Il compte par ailleurs 12 réacteurs arrêtés dont 9 actuellement en cours de démantèlement. **Les plus anciens réacteurs en fonctionnement s'approchent de leur quarantième année de production** : Fessenheim 1 et 2 ont été raccordés au réseau électrique en 1977, Bugey 2 et 3 en 1978. Ainsi que le montre le tableau reproduit ci-dessous, la construction de l'essentiel du parc nucléaire français date de la décennie 1980. La durée d'exploitation atteint trente ans en 2016 pour 36 de ses réacteurs. Une soixantaine de réacteurs mise en service dans les années 1980 atteindront donc les quarante années d'exploitation à l'horizon 2020.

Aussi **apparaît-il d'autant plus impératif de prendre, dans les meilleurs délais, les décisions relatives à l'allongement éventuel de la durée d'exploitation des centrales nucléaires.** De fait, réaliser le « Grand carénage » comporte bien des implications et des défis, tant pour la collectivité que pour l'électricien.

**HISTORIQUE DES MISES EN SERVICE ET
DES VISITES DÉCENNALES DU PARC NUCLÉAIRE FRANÇAIS EN 2015**

Tranches	Année mise en service	Année dernière visite décennale	Prochaine visite décennale	Tranches	Année mise en service	Année dernière visite décennale	Prochaine visite décennale
Fessenheim 1	1978	2009	4 ^e visite	Gravelines 6	1985	2007	3 ^e visite
Fessenheim 2	1978	2011	4 ^e visite	Cruas 3	1984	2014	4 ^e visite
Bugey 2	1979	2010	4 ^e visite	Cruas 4	1985	2006	3 ^e visite
Bugey 3	1979	2013	4 ^e visite	Chinon B3	1987	2009	3 ^e visite
Bugey 4	1979	2011	4 ^e visite	Chinon B4	1988	2010	3 ^e visite
Bugey 5	1980	2011	4 ^e visite	Paluel 1	1985	2006	3 ^e visite
Dampierre 1	1980	2011	4 ^e visite	Paluel 2	1985	2005	3 ^e visite
Gravelines 1	1980	2011	4 ^e visite	Paluel 3	1986	2007	3 ^e visite
Gravelines 2	1980	2013	4 ^e visite	Paluel 4	1986	2008	3 ^e visite
Tricastin 1	1980	2009	4 ^e visite	Saint-Alban 1	1986	2007	3 ^e visite
Tricastin 2	1980	2011	4 ^e visite	Flamanville 1	1986	2008	3 ^e visite
Dampierre 2	1981	2012	4 ^e visite	Saint-Alban 2	1987	2008	3 ^e visite
Dampierre 3	1981	2013	4 ^e visite	Flamanville 2	1987	2008	3 ^e visite
Dampierre 4	1981	2014	4 ^e visite	Cattenom 1	1987	2006	3 ^e visite
Tricastin 3	1981	2012	4 ^e visite	Cattenom 2	1988	2008	3 ^e visite
Tricastin 4	1981	2014	4 ^e visite	Nogent 1	1988	2009	3 ^e visite
Gravelines 3	1981	2012	4 ^e visite	Belleville 1	1988	2010	3 ^e visite
Gravelines 4	1981	2014	4 ^e visite	Belleville 2	1989	2009	3 ^e visite
Blayais 1	1981	2012	4 ^e visite	Nogent 2	1989	2010	3 ^e visite
Blayais 2	1983	2013	4 ^e visite	Penly 1	1990	2011	3 ^e visite
Blayais 3	1983	2015	4 ^e visite	Cattenom 3	1991	2011	3 ^e visite
Blayais 4	1983	2015	4 ^e visite	Golfech 1	1991	2012	3 ^e visite

St-Laurent 1	1983	2015	4 ^e visite	Cattenom 4	1992	2013	3 ^e visite
St-Laurent 2	1983	2013	4 ^e visite	Penly 2	1992	2014	3 ^e visite
Chinon B1	1984	2013	4 ^e visite	Golfech 2	1994	2014	2 ^e visite
Cruas 1	1984	2015	4 ^e visite	Chooz B1	2000	2010	2 ^e visite
Chinon B2	1984	2006	3 ^e visite	Chooz B2	2000	2009	2 ^e visite
Cruas 2	1984	2007	3 ^e visite	Civaux 1	2002	2011	2 ^e visite
Gravelines 5	1985	2006	3 ^e visite	Civeaux 2	2002	2012	2 ^e visite

Source : EDF, Document de référence pour 2015, p.20.

La prolongation du fonctionnement des réacteurs suppose en premier lieu le **respect des procédures destinées à garantir la sûreté nucléaire.**

Certes, le droit français ne fixe pas de durée de vie maximale pour ces installations. Toutefois, les centrales n'en demeurent pas moins soumises à une autorisation d'exploitation, délivrée par l'ASN et qu'EDF doit faire valider tous les 10 ans après une visite approfondie des sites (« les visites décennales »)⁽¹⁾. À cette fin, l'électricien doit rapporter la preuve d'un vieillissement des composants de réacteur prévisible et maîtrisé. L'ASN porte ainsi une attention particulière aux cuves des réacteurs, à l'étanchéité de la paroi en béton du bâtiment ainsi qu'à celle du circuit primaire caloporteur et modérateur. D'après l'état des lieux dressés en mai 2016 par M. Franck Chevet, son Président, devant l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques⁽²⁾, ses équipes se trouvent actuellement engagées dans un processus très lourd d'instructions techniques qui porte sur l'ensemble des tranches, notamment les plus anciennes de 900 mégawatts⁽³⁾.

En mars-avril 2016, l'Autorité a rendu publique une première lettre d'orientation sur le sujet. Il résulte des dispositions de la loi relative à la transition énergétique que le passage au-delà de quarante ans d'un réacteur doit désormais faire l'objet d'une enquête publique. Puisque l'examen générique en cours servira de base aux décisions futures, l'ASN a résolu d'associer le public à ce processus, même si la législation ne lui impose pas. Selon M. Franck Chevet, elle devrait être en mesure de se prononcer sur la prolongation au-delà de quarante ans des réacteurs d'EDF à la fin de l'année 2018 ou au début de l'année 2019. Une décision générique ne dispensera pas pour autant EDF d'obtenir de l'ASN l'autorisation de poursuivre l'exploitation de ses réacteurs au vu de l'état de chacun d'entre eux.

(1) En dehors des visites périodiques, la mise à l'arrêt définitif d'un réacteur peut néanmoins intervenir à tout moment, soit par décision de l'exploitant, soit pour des motifs de sûreté par décision du Gouvernement.

(2) Cf. Présentation, ouverte à la presse, du rapport annuel de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France, à l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, au cours de sa réunion du mercredi 25 mai 2016.

(3) Le plus récent des 34 réacteurs de 900 MW pourrait obtenir en 2017 l'autorisation de poursuivre son exploitation au-delà de 30 ans pour 10 ans supplémentaires. Pour les plus anciens réacteurs de 900 MW, les autorisations de poursuite d'exploitation au-delà de 40 ans pourraient être délivrées entre 2019 et 2030. Les autorisations pour une exploitation au-delà de 30 ans des 20 réacteurs de 1 300 MW pourraient être délivrées entre 2015 et 2023, celles des quatre réacteurs de 1 400 MW à partir de 2028. (Cf. Cour des comptes, Rapport public annuel 2016, Les observations, tome I, février 2016, p. 122.)

Au plan financier, l'engagement du « Grand carénage » ne se révèle pas dépourvu de lourds enjeux pour l'équilibre des comptes du groupe.

D'après les estimations encore confirmées par EDF en mai 2016 devant la presse, l'investissement devrait être de l'ordre de près de 51 milliards d'euros sur la période 2014-2025 ⁽¹⁾ pour porter au-delà de 40 ans la durée d'exploitation de ses centrales. D'après le chiffrage établi par la Cour des comptes, le coût de l'opération avoisinerait davantage les 100 milliards d'euros.

Cette discordance apparente s'explique en réalité par les périodes et le périmètre des dépenses retenus. La Cour des comptes établit en effet son estimation sur la période 2014-2030 ; son chiffrage ajoute aux seules dépenses d'investissement (soit 74,73 milliards d'euros en valeur 2013) les charges d'exploitation (25,16 milliards d'euros en valeur mai 2013). On notera par ailleurs que d'après le décompte réalisé devant vos Rapporteurs par les représentants de l'ASN, sur les 50 milliards d'euros de l'estimation d'EDF, 10 milliards d'euros n'entrent pas *stricto sensu* dans les dépenses du « Grand carénage » mais relèvent du financement de travaux d'amélioration de la sûreté des installations nucléaires prescrits après Fukushima.

Il n'en demeure pas moins pour EDF la perspective, à court et moyen termes, d'**une augmentation potentiellement assez substantielle des dépenses d'investissement**. D'après les chiffres récemment publiés ⁽²⁾, leur montant annuel passerait en effet de 3 milliards d'euros jusqu'à présent, à 4,2 milliards d'euros entre 2014 et 2025.

Incidemment, **la réalisation du « Grand carénage » peut représenter un facteur d'amélioration – au moins d'un point de vue comptable – des résultats nets annuels du groupe**. En effet, la prolongation de la durée d'exploitation des centrales nucléaires de 40 ans à 50 ans pourrait fonder EDF à prendre deux mesures susceptibles de réduire ses charges sur le plan comptable : échelonner en conséquence leur amortissement ; réduire les provisions passées dans les comptes à raison de l'échéance de leur démantèlement. D'après les chiffres cités devant vos Rapporteurs par M. Xavier Girre, directeur financier du groupe, **la reprise sur provisions pourrait atteindre 2 milliards d'euros**. L'ensemble de ces mesures comptables affecterait aussi favorablement l'imposition du groupe, ainsi que les dividendes versés.

Aux plans économique et opérationnel, **le « Grand carénage » soulève la question des ressources humaines disponibles et de l'entretien des savoir-faire professionnels au sein d'EDF**.

(1) Soit une dépense estimée à 55 milliards d'euros (en valeur 2011) et 56,4 milliards d'euros en valeur 2013.

(2) EDF, « Grand carénage : chiffres clés », (https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/espaces-dedies/espace-medias/notes/2016/note_information_grand-carenage_20160519_vf.pdf).

Ainsi que le montre le dernier Rapport public annuel de la Cour des comptes ⁽¹⁾, **la réalisation des opérations de maintenance exige des compétences rares** dans des métiers tels que la chaudronnerie, la robinetterie, la réparation et l'expertise. D'après l'analyse de la Cour, dans la mesure où son activité ne lui permet pas d'entretenir ce type de compétences en interne, le groupe se voit dans l'obligation de recourir à des entreprises spécialisées prestataires : 80 % des opérations de maintenance feraient ainsi l'objet d'une externalisation. Sur une période récente, les 11 000 salariés du groupe chargés de la maintenance quotidienne des unités en fonctionnement ont reçu le renfort d'un effectif de 22 000 à 23 000 salariés prestataires. D'après une estimation datant de juillet 2013 et établie par le comité stratégique de la filière nucléaire ⁽²⁾, l'ensemble des projets industriels d'EDF et leurs répercussions sur la filière nucléaire nécessiterait, d'ici à 2020, le recrutement de 110 000 personnes dans des emplois directs et indirects ; 70 000 d'entre eux porteraient sur des postes requérant des qualifications allant de bac au niveau bac +3.

Or, **il existe aujourd'hui de fortes tensions dans le recrutement de profils techniques** : d'après les chiffres rapportés par la Cour des comptes, près de deux tiers des entreprises de la filière nucléaire éprouveraient des difficultés à trouver du personnel qualifié dans plusieurs segments industriels, par exemple dans les domaines de la tuyauterie-soudage ou de la robinetterie, mais également dans celui des bureaux d'études. Du reste, alors que la formation exige certains délais (de 3 à 5 ans), il ressort de l'état des lieux dressés par la Cour qu'EDF ne disposerait pas nécessairement de ressources tout à fait suffisantes dans le domaine de son encadrement.

Compte tenu de tous ces prérequis, **une parfaite maîtrise technique des opérations inhérentes à la réalisation du « Grand carénage » ne va pas de soi. EDF doit aujourd'hui remédier à la perte relative de certaines compétences internes.** Pour une bonne partie, ce déficit peut apparaître comme l'un des résultats de la politique de forte externalisation des opérations de maintenance, ainsi que du départ à la retraite d'une proportion importante d'agents expérimentés dans le nucléaire, non systématiquement remplacés, dans les années 2000. Mais il trouve également son origine dans l'absence de chantiers d'ampleur dans le parc des centrales nucléaires, à partir de la décennie 1990.

Dès lors, **les pouvoirs publics ne sauraient différer davantage les décisions qui doivent permettre à EDF de prendre toutes les dispositions utiles au renouvellement des capacités de production nucléaires susceptibles de concourir à une partie essentielle du mix énergétique.**

Du point de vue de vos Rapporteurs, **le « Grand carénage » relève d'une nécessité d'autant plus impérieuse que le coût de production de l'électricité**

(1) *Cour des comptes*, Rapport public annuel 2016, Les observations, tome I, février 2016, pp. 125-127.

(2) *Cette instance fait partie du Conseil national de l'Industrie, lui-même placé sous l'autorité du ministre de l'économie, de l'industrie et du numérique.*

d'origine nucléaire dépend davantage du volume d'électricité produite que du montant des investissements de maintenance. Suivant l'estimation de la Cour des comptes, à parc constant, une baisse de 50 % de la production moyenne entraînerait ainsi un doublement du coût de production (125 euros par MWh). Il importe donc qu'EDF puisse mettre en œuvre un projet industriel de maintenance de nature à éviter toute baisse de production du parc nucléaire actuellement en service, voire d'en améliorer le niveau tout en maîtrisant les coûts.

Par son ampleur technique et financière, le « Grand carénage » représente à l'évidence une vaste entreprise non dénuée d'incertitudes et d'aléas mais il revêt une importance capitale pour l'indépendance nationale et la compétitivité de l'économie française. C'est précisément le poids de ces enjeux qui, plus que jamais, met en lumière le caractère décisif de la qualité des rapports que doivent entretenir EDF et l'État actionnaire.

C. RENFORCER LA RELATION STRATÉGIQUE AVEC L'ÉTAT

Le 22 mars 2016, le ministre de l'économie, de l'industrie et du numérique annonçait deux mesures visant, selon ses propres termes, à assurer la soutenabilité de la trajectoire financière et à garantir le succès de la stratégie industrielle d'EDF⁽¹⁾ : d'une part, la participation de l'État à une augmentation du capital ; d'autre part, la perception des dividendes dus pour l'exercice 2015 sous forme de titres et non pas par le versement de son montant en numéraire, ce qui équivaut à une augmentation du capital de l'entreprise de 1,8 milliard d'euros.

Cette décision salubre ne saurait dispenser de l'examen des conditions dans lesquelles l'État s'acquitte de ses responsabilités d'actionnaire prédominant, cette analyse n'excluant pas par ailleurs une réflexion sur l'évolution de l'actionnariat de l'entreprise à l'avenir. Deux conclusions s'en dégagent : d'une part, la nécessité de tirer les enseignements des difficultés de pilotage liées à des positionnements et des intérêts contradictoires ; d'autre part, celle de créer les conditions d'un engagement financier durable et raisonné de l'État auprès d'EDF en tant qu'actionnaire principal.

1. Tirer les enseignements des difficultés de pilotage liées à des positionnements et des intérêts contradictoires

En conclusion des travaux consacrés en 2015 au groupe AREVA⁽²⁾, vos Rapporteurs avaient déjà mis en exergue les ambivalences inhérentes au statut d'actionnaire pour la puissance publique, ainsi que les exigences contradictoires

(1) *Audition, ouverte à la presse, de M. Emmanuel Macron, ministre de l'économie, de l'industrie et du numérique, sur la situation d'Électricité de France (EDF) par la commission des affaires économiques au cours de la réunion du mardi 22 mars 2016.*

(2) *Rapport d'information (n° 2952), déposé en application de l'article 146 du Règlement par la commission des finances, de l'économie générale et du contrôle budgétaire, sur les perspectives de développement d'AREVA et l'avenir de la filière nucléaire, présenté par MM. Marc Goua et Hervé Mariton, député, pp.46-51.*

devant lesquelles l'État pouvait se trouver, entre recherche de la meilleure rémunération possible de ses participations et souci de la préservation des fonds propres des entreprises. Ils s'étaient interrogés sur le caractère adéquat de la supervision des entreprises publiques, certains observateurs défendant auprès d'eux l'idée que l'État exerçait aujourd'hui un contrôle qui portait davantage sur la gestion comptable que sur la stratégie industrielle. En outre, il avait été relevé que le statut de société anonyme cotée en bourse pouvait comporter des obligations de nature à cantonner le rôle de l'État au sein de la gouvernance d'entreprise et à rendre parfois plus difficile, dans un secteur aussi particulier que celui de l'énergie, la poursuite d'objectifs d'intérêt public.

Toute chose égale par ailleurs, **ce questionnement applicable aux entreprises publiques vaut aussi pour une large part en ce qui concerne EDF.**

Aujourd'hui, l'État détient 84,95 % du capital ⁽¹⁾. L'article L. 111-67 du code de l'énergie ⁽²⁾ confère au groupe le statut de société anonyme ; il fixe à 70 % des actions la participation minimale de l'État à son capital, les 30 % restant pouvant être ouverts à des investisseurs tiers. Le groupe dispose d'un conseil d'administration de 17 membres, dont 11 administrateurs désignés par l'assemblée générale des actionnaires et six représentants des salariés. Le décret du 17 novembre 2004 ⁽³⁾ prévoit que le président du conseil d'administration de la société est nommé par décret, parmi les administrateurs, sur proposition du conseil. La durée de ses fonctions ne peut excéder celle de son mandat d'administrateur.

Certes, conformément à la charte adoptée en 2004 qui régit les rapports de gouvernance avec les entreprises à participations publiques, il revient à la direction d'EDF d'assurer la conduite du groupe ; l'État ne saurait se substituer à des dirigeants dans le quotidien de sa gestion. Pour autant sa responsabilité reste entière quant aux choix stratégiques.

Or, de l'aveu même de l'actuel ministre de l'économie ⁽⁴⁾, « *le vrai raté de l'État actionnaire, c'est le domaine de l'énergie, avec une approche de court terme* ». **Pour ce qui concerne EDF, plusieurs reproches pourraient être adressés à la puissance publique, dans l'exercice de ses responsabilités d'actionnaire mais également dans celle de sa fonction régulatrice.**

Le premier porte sur l'efficacité de la supervision de la filière nucléaire française et l'absence, jusqu'à encore très récemment, de rôle défini pour le groupe, notamment à l'export. Il s'agit d'une des conclusions des travaux de vos Rapporteurs relatifs à AREVA : du fait de jeux d'influences

(1) Au 31 décembre 2014, les actions de l'État représentaient 84,49 % du capital.

(2) Issu de la loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières.

(3) Décret n°2004-1224 du 17 novembre 2004 portant statuts de la société anonyme Électricité de France.

(4) Audition de M. Emmanuel Macron, ministre de l'économie, de l'industrie et du numérique, sur l'État actionnaire, par la commission des Finances du Sénat au cours de sa réunion du 25 mai 2016.

échappant aux services de tutelles ou de rapports difficiles avec les directions des entreprises, l'État a laissé entre les différents acteurs – dont l'électricien public – se développer des relations sinon conflictuelles, du moins non coopératives et, par conséquent, préjudiciables à l'intérêt collectif. Il en aura résulté non seulement la perte de marchés potentiels à l'exportation (à l'exemple de l'appel d'offres pour la fourniture de centrales à Abu Dhabi non remporté en 2010), mais également des rapports commerciaux contre-productifs ⁽¹⁾.

La seconde critique procède du constat de **l'absence d'un réel arbitrage entre les exigences d'une politique énergétique de long terme stratégique, la couverture des besoins financiers de l'État actionnaire et la recherche d'une préservation du pouvoir d'achat**. En dehors de la question du dividende servi à l'actionnaire majoritaire, la période récente offre en effet plusieurs exemples de ce qui pourrait caractériser une certaine schizophrénie.

Ce constat vaut tout particulièrement à propos de la fixation des tarifs réglementés de vente d'électricité d'EDF. Depuis 2011 et de manière récurrente, ainsi que le rappelle le présent rapport pour la période la plus récente ⁽²⁾, le groupe et les gouvernements successifs s'opposent sur l'ampleur de la revalorisation applicable.

Ce constat ne peut qu'inciter à réfléchir aux moyens d'améliorer les instruments de la supervision d'EDF.

En premier lieu, il convient sans doute **d'évaluer la pertinence des moyens de la tutelle de l'État et de sa représentation au sein du conseil d'administration du groupe**.

EDF relève aujourd'hui du champ de compétence de trois ministres, à savoir les ministres chargés de l'écologie et de l'énergie, de l'économie, ainsi que des finances et comptes publics. Conformément aux dispositions de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014, combinées à celles du décret précité n° 2004-1224 du 17 novembre 2004, la représentation de la puissance publique au sein du conseil d'administration d'EDF repose sur :

– un représentant de l'État nommé *es qualité*, disposant des mêmes droits et des mêmes pouvoirs que les autres membres du conseil : il s'agit aujourd'hui du commissaire aux participations de l'État ;

– des administrateurs désignés par l'Assemblée générale des actionnaires sur proposition de l'État.

L'ordonnance du 20 août 2014 donne également la possibilité à l'État de nommer un commissaire de Gouvernement qui assiste au conseil d'administration

(1) Rapport d'information (n° 2952), déposé au nom de la commission des finances, de l'économie générale et du contrôle budgétaire, sur les perspectives de développement d'AREVA et l'avenir de la filière nucléaire, présenté par MM. Marc Goua et Hervé Mariton, pp.60-62.

(2) Cf. *supra* pp.

avec voix consultative. Le cas échéant, il expose la politique du Gouvernement dans le secteur d'activité de l'entreprise. Il s'agit aujourd'hui de la directrice de l'énergie à la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) rattachée au ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer. Prend également part au conseil d'administration avec voix délibérative le chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès d'EDF.

Il appartient à l'Agence des participations de l'État (APE) d'exercer la mission de l'État en sa qualité d'actionnaire de la société et, à ce titre, de proposer et de mettre en œuvre les décisions et orientations de l'État, en collaboration avec les ministères concernés ⁽¹⁾.

À l'instar de toutes les entreprises dont l'État détient la majorité du capital, EDF entre dans le champ des procédures de contrôles diligentés ou exercés par :

– la mission de contrôle économique et financier ⁽²⁾ ;

– la Cour des comptes, dont la compétence porte tant sur la gestion du groupe que, le cas échéant, sur ceux de ses filiales majoritaires directes ⁽³⁾;

– les commissions compétentes du Parlement.

En outre, le décret-loi du 30 octobre 1935 autorise le ministre chargé de l'économie de soumettre EDF aux vérifications de l'Inspection générale des finances (IGF).

Dès lors, la supervision d'EDF appelle moins l'établissement de nouvelles procédures de contrôle qu'un renforcement des instances chargées d'assurer la coordination et la mise en œuvre de la politique de l'État à l'égard du groupe.

De ce point de vue, le décret précité du 9 septembre 2004 confie à l'APE un rôle de premier plan. En application de son article 2, il lui incombe en effet de « propose[r] au ministre chargé de l'économie la position de l'État actionnaire en ce qui concerne la stratégie des entreprises et organismes publics entant dans son champ de compétence, dans le respect des attributions des autres administrations intéressées ». Le texte prévoit encore que « l'agence s'assure, le cas échéant avec le commissaire du Gouvernement, de la cohérence des positions des représentants de l'État participant aux organes délibérants de ces entreprises et organismes ».

(1) Décret n°2004-963 du 9 septembre 2004 portant création du service à compétence nationale Agence des participations de l'État.

(2) En application du décret n° 55-733 du 26 mai 1955 relatif au contrôle économique et financier de l'État et du décret n° 53-707 du 9 août 1953 relatif au contrôle de l'État sur les entreprises publiques nationales et certains organismes ayant un objet d'ordre économique ou social.

(3) Conformément aux articles L. 111-4, L. 133-1 et L. 133-2 du Code des juridictions financières.

À défaut de pouvoir dépasser par des procédures spécifiques la divergence possible d'appréciations ou d'intérêts entre les différents ministères, il importe qu'en sa qualité de représentants de l'État, le commissaire aux participations dispose de tous les éléments d'expertise utile afin de porter pleinement la parole de la puissance publique dans toutes ses dimensions. Cet objectif exige sans doute – pour autant qu'il est possible par rapport aux pratiques actuelles et à la disponibilité des acteurs en pratique – une systématisation des échanges entre l'APE et le ministère chargé de l'énergie, avec par exemple la tenue de réunions interministérielles préalables à tout conseil d'administration.

Mais **sa réalisation suppose surtout un renforcement des ressources durables des ressources de l'agence**. Suivant le constat établi par vos Rapporteurs en conclusion de leurs travaux sur AREVA, il s'agit pour l'État de disposer des effectifs suffisants pour faire face à la charge de travail que représente le suivi de l'ensemble des participations publiques et, surtout, de profils et d'une stabilité dans les postes nécessaires à une connaissance approfondie des problèmes sur le long terme.

Les ressources humaines de l'Agence des participations de l'État (APE)

D'après le *Rapport relatif à l'État actionnaire* établi en vue de l'examen du projet de loi de finances pour 2016, on notera que l'APE dispose d'une équipe resserrée de 53 personnes, essentiellement fonctionnaires, pour gérer un portefeuille de 77 entreprises représentant un montant de capitaux propres de près de 110 milliards d'euros et de plus de 145 milliards d'euros de chiffres d'affaires cumulés.

Elle se compose de 29 cadres dirigeants et chargés de participations, en majorité issus de corps d'ingénieurs (59 %) et d'administrateurs civils (31 %). Les chargés de participations, dont 15 % ont une expérience de l'entreprise, exercent en moyenne une activité professionnelle depuis environ six ans. Le taux de *turn over* s'établit globalement à 20 %. Il est de 37 % pour les profils les plus juniors, ce qui reste élevé, mais marque une amélioration par rapport à l'année précédente (50 %), grâce à une politique de mobilité interne renforcée ⁽¹⁾.

Au-delà des rapports de l'APE avec les autres services ministériels parties prenantes à la gouvernance et à la tutelle d'EDF, **la question fondamentale est celle de la capacité même de l'État à définir une politique**.

À cet égard, vos Rapporteurs ne peuvent que souligner une fois encore l'intérêt d'une instance de pilotage à même d'assurer une supervision attentive de la filière nucléaire française et de ses opérateurs. À défaut de créer une nouvelle structure telle qu'un secrétariat général qui, dans le domaine de l'énergie, exercerait des missions analogues à celle du Secrétariat général de la Défense nationale, il convient de s'appuyer pleinement sur les instances existantes susceptibles d'assurer

(1) Rapport relatif à l'État actionnaire, annexe au projet de loi de finances pour 2016, octobre 2015, page 21.

une coordination des autorités ministérielles et des opérateurs économiques. Ce rôle d'arbitrage et d'orientation pourrait être tenu par le Conseil de politique nucléaire, sous réserve toutefois qu'il soit réuni de manière plus fréquente et dans une démarche plus prospective que celle de la gestion de crises. Dans cette optique, une meilleure exploitation de travaux tels que ceux pouvant être produits par le comité stratégique de la filière nucléaire pourrait être utile.

Il importe enfin que le Parlement puisse prendre ses responsabilités en disposant d'un vrai droit de regard sur l'avenir de la filière nucléaire en général et sur EDF en particulier. Comme vos Rapporteurs l'avaient proposé à l'issue de leurs travaux consacrés à AREVA, plusieurs pistes méritent d'être explorées.

La première consiste à **enrichir les documents mis à la disposition des Assemblées, notamment dans le cadre de l'examen des projets de loi de finances ou des textes relatifs à la politique énergétique.** Cette proposition visait notamment les deux sources d'information que constituent les projets annuels (PAP) et les rapports de performances (RAP) du programme n° 731 *Opérations en capital intéressant les participations financières de l'État* mais surtout, le jaune budgétaire *Rapport relatif à l'État actionnaire*. Si la loi sur la transition écologique et la croissance verte prévoit désormais la présentation de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), étoffer ces documents n'en demeure pas moins utile à l'information du Parlement.

La seconde piste envisagée par vos Rapporteurs réside dans **la création d'un mécanisme d'alerte qui permettrait au Parlement d'être informé préalablement de la situation dégradée d'une entreprise stratégique.** Dans un souci de réactivité et d'anticipation – qui ne méjuge pas de l'apport du travail de contrôle accompli par les différentes commissions parlementaires compétentes – ils proposent ainsi que les présidents et vos Rapporteurs chargés du suivi des crédits afférents des commissions concernées reçoivent communication de tous documents concluant, de manière circonstanciée, à la dégradation probable de la situation de la santé économique et/ou financière des entreprises publiques stratégiques.

Le besoin d'un suivi plus étroit de la gestion du groupe pourrait également justifier que des représentants des commissions compétentes du Parlement siègent de plein droit au sein du conseil d'administration d'EDF. Le cadre juridique actuel autorise cette présence mais ne lui confère qu'un caractère facultatif : l'article 13 du décret précité n° 2004-1224 du 17 novembre 2004 prévoit en effet que le conseil d'administration « *peut comprendre au plus deux parlementaires ou détenteurs d'un mandat électoral local, choisis en raison de leur connaissance des aspects régionaux, départementaux et locaux des questions énergétiques* ». Sans remettre en cause l'unité de la parole de l'État, une participation institutionnalisée du Parlement au sein du conseil d'administration d'EDF comporterait l'avantage d'ouvrir le champ des débats au sein de la gouvernance alors que suivant le témoignage de certains de ses acteurs, le fonctionnement de cette instance peut conduire à minimiser certains risques dans la réalisation des stratégies suivies.

2. Créer les conditions d'un engagement financier durable et raisonné de l'État auprès d'EDF en tant qu'actionnaire principal

Le 22 avril 2016, le conseil d'administration d'EDF a confirmé la décision attendue d'une augmentation du capital du groupe d'un montant de 4 milliards d'euros, l'État prenant sa part à ce renforcement des fonds propres à hauteur de 3 milliards d'euros. Suivant les précisions ultérieures apportées par le ministre de l'économie, de l'industrie et du numérique⁽¹⁾, cette recapitalisation s'effectuerait sur les marchés, sans besoin de notification à la Commission européenne.

Avec le renoncement à un versement en numéraire des dividendes dus au titre de l'exercice 2015, l'État consent là un effort financier significatif puisque les sommes ainsi investies, soit 4,8 milliards d'euros, représentent près de 7,69 % de la valeur du portefeuille de l'ensemble des participations de l'État au 31 mai 2016⁽²⁾. Pour en comprendre la portée, il convient également de rapprocher ce chiffre de celui des excédents du compte d'affectation spéciale des participations de l'État (CAS PFE) censés permettre leur financement, à savoir 2,5 milliards d'euros à la fin de l'exercice 2015. On notera que devant la commission des Affaires économiques de l'Assemblée nationale⁽³⁾, le ministre de l'économie n'a pas exclu qu'à l'avenir, l'État demande à nouveau le versement des dividendes sous forme de titres dans la mesure où cela pouvait soutenir la mise en œuvre du plan stratégique d'EDF. Si l'on estime à près de 3,8 milliards d'euros les sommes ainsi susceptibles de demeurer dans les fonds propres de l'entreprise pour les exercices 2015 à 2016, cette mesure porterait à 6,8 milliards d'euros le montant apporté par l'État au soutien d'EDF, soit plus de 10 % de son portefeuille.

Pour autant, l'importance de cet engagement financier ne doit pas conduire à éluder des interrogations substantielles quant aux modalités et au niveau de rémunération de la participation publique au sein du groupe. Deux conclusions se dégagent en effet de l'historique de la politique de dividendes suivie par EDF que le tableau ci-dessous retrace pour la période 2010-2015.

(1) *Audition de M. Emmanuel Macron, ministre de l'économie, de l'industrie et du numérique, sur l'État actionnaire, par la commission des finances du Sénat au cours de sa réunion du 25 mai 2016 (15 heures)*

(2) *À cette date, le portefeuille des participations de l'État était évalué à environ 62,4 milliards d'euros.*

(3) *Audition, ouverte à la presse, de M. Emmanuel Macron, ministre de l'économie, de l'industrie et du numérique, sur la situation d'Électricité de France (EDF) par la Commission des Affaires économiques au cours de la réunion du mardi 22 mars 2016.*

LA POLITIQUE DE DISTRIBUTION DE DIVIDENDES D'EDF ENTRE 2010 ET 2015

(en millions d'euros)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Résultat net courant	3 961	3 520	4 216	4 117	4 852	4 822
Résultat net part du groupe	1 020	3 010	3 316	3 517	3 701	1 187
Dividendes	2 122	2 125	2 309	2 327	2 327	1 420
Dividende par action	1,15	1,15	1,25	1,25	1,25	1,10
Résultat net par action	0,55	0,60	1,93	1,58	0,89	0,14
Cash-flow Groupe après dividendes	309	1 477	2 714	2 199	4 007	2 064
Dividendes versés à l'État	1 828	1 796	1 795	1 801	1 965	-
Dividendes distribuées par rapport au résultat net courant	53,57 %	60,37 %	54,77 %	56,52 %	47,96 %	29,45 %
Dividendes versés à l'État par rapport au résultat net courant	46,15 %	51,02 %	42,58 %	43,75 %	40,50 %	-

Sources : EDF, Documents de référence 2011 à 2015 ; « Rapport relatif à l'État actionnaire », annexes aux projets de loi de finances 2012 à 2016.

Celui-ci montre, en premier lieu, **une certaine discordance entre l'évolution du montant servi aux actionnaires d'EDF et les performances de l'exploitation du groupe** : les dividendes distribués connaissent une augmentation par paliers entre 2011 et 2014 et dépassent le niveau enregistré en 2010 alors que sur la même période, le résultat net courant enregistre des variations relativement sensibles à la hausse comme à la baisse. Le taux de distribution des dividendes en témoigne qui culmine à 60,37 % au titre de l'exercice 2011 quand le résultat net courant accuse un premier fléchissement sur la période. À l'inverse, ce taux décroît de manière continue et très substantielle entre 2013 et 2015, ce dernier exercice étant marqué par une réduction du montant des dividendes de l'ordre de 38,98 %.

Certes, il convient de prendre en considération l'impact sur ces chiffres des différentes formes de rémunération offertes aux actionnaires : ceux-ci ont pu en effet parfaitement réaliser des arbitrages, suivant les circonstances d'exercices et les options ouvertes par le groupe, entre le versement de leurs dividendes en numéraire ou pour l'acquisition de titres. Toutefois, **ces chiffres n'en tendent pas moins à donner l'indice d'une politique de dividendes, sans rapport nécessaire avec les aléas susceptibles de peser sur EDF**. À cet égard, on pourrait observer que dans la situation d'un groupe très majoritairement détenu par l'État, le versement de dividendes élevés ne peut raisonnablement trouver sa justification dans le besoin d'assurer l'attractivité du titre sur le marché boursier.

En second lieu, il apparaît que sur la période récente, l'État a bénéficié du maintien à un niveau relativement élevé de la rémunération des participations, compris entre 1,8 milliard et 2 milliards d'euros. Ses dividendes ont représenté jusqu'à 51,02 % du résultat net courant d'EDF en 2011 et se sont maintenus

jusqu'en 2015, au-dessus de 40 %. En pourcentage et en valeur absolue, ces chiffres traduisent évidemment l'importance des parts détenues au capital de l'électricien par la puissance publique. Mais il résulte aussi de la politique de distribution de dividendes définie par un conseil d'administration au sein duquel l'État jouit nécessairement d'une influence déterminante. Si une rémunération optimale de ses participations constitue un objectif d'intérêt public, beaucoup d'observateurs ont pu s'interroger, dans le cas d'EDF, sur le primat donné à des considérations de plus court terme, telles que la recherche de ressources supplémentaires afin de remédier au déséquilibre budgétaire.

Quoi qu'il en soit, ainsi que l'a reconnu lui-même le ministre de l'économie devant les commissions parlementaires compétentes ⁽¹⁾, **il incombe à l'État, en tant qu'actionnaire de long terme, de prendre sa part des efforts requis par la situation d'EDF en réduisant le montant de dividendes qu'il peut exiger du groupe.**

Pour autant, la recapitalisation à laquelle s'engage l'État ne saurait être tenue pour le seul remède car elle ne peut que consolider les fonds propres et non améliorer le résultat opérationnel.

EDF traverse aujourd'hui des difficultés qui présentent un caractère à la fois conjoncturel et structurel. Au-delà d'un travail sur l'environnement dans lequel le groupe évolue, EDF doit aussi prendre ses propres responsabilités en renouvelant son modèle de développement et de sa stratégie industrielle.

II. RENOUELER LE MODÈLE DE DÉVELOPPEMENT ET LA STRATÉGIE INDUSTRIELLE D'UN GROUPE DONT LES FONDAMENTAUX SONT SOLIDES

L'industrie nucléaire française a été en mesure de construire près de 58 réacteurs nucléaires – soit près de huit réacteurs mis en service chaque année dans les années 1980, d'acquérir une expérience d'exploitation de près de 2 000 années sans accident majeur de sûreté tout en se positionnant sur l'ensemble du cycle de l'atome, de la mine au recyclage en passant par l'enrichissement.

La filière nucléaire semble aujourd'hui dans une situation de crise sans précédent dont les symptômes majeurs sont connus : la défaillance industrielle et financière d'AREVA, les dérives financières et temporelles des grands projets du nouveau nucléaire avec Olkiluoto 3 (OL3) et Flamanville 3 (FL3), ainsi que les insuffisantes capacités de financement futures du groupe EDF pour faire face aux investissements nécessaires. **Pour autant, la situation actuelle ne doit pas masquer que les fondamentaux d'EDF sont encore solides et ne remettent pas en cause la pérennité et les atouts d'un groupe qui joue et peut continuer de jouer un rôle de leader sur le marché de l'énergie en France et à**

(1) Voir en ce sens l'audition de M. Emmanuel Macron, ministre de l'économie, de l'industrie et du numérique, sur l'État actionnaire, par la commission des finances du Sénat au cours de sa réunion du 25 mai 2016 (15 heures).

l'international. Il est nécessaire pour cela de mener à bien la restructuration de la filière nucléaire engagée par le Président de la République en juin 2015, tout en faisant subir à EDF un saut de compétitivité, face à une concurrence nationale et internationale de plus en plus intense, afin de renouer la filière avec une tradition d'excellence dans le domaine du nucléaire et des énergies renouvelables.

A. MENER À BIEN LA RESTRUCTURATION DE LA FILIÈRE NUCLÉAIRE ENGAGÉE AVEC LA CESSION D'AREVA NP ET LA CRÉATION DE NEW CO

La feuille de route présentée le 3 juin 2015 par le Président de la République inscrit le redressement du groupe dans une refondation globale de la filière nucléaire française. Elle met l'accent sur deux impératifs : d'une part, l'élaboration d'un nouveau partenariat et une redéfinition des rôles entre AREVA et EDF dans la conception, la fabrication et la vente des réacteurs ; d'autre part, l'indispensable poursuite du rétablissement de la compétitivité du groupe.

1. Finaliser la cession d'AREVA NP afin de renforcer les synergies dans l'ingénierie et la construction de réacteurs au sein d'EDF

La feuille de route prévoyait qu'EDF avait vocation à devenir actionnaire majoritaire de la filiale AREVA NP, qui rassemble les activités industrielles de construction de réacteurs, d'assemblage de combustible et de services à la base installée. AREVA resterait minoritaire dans la nouvelle structure et devrait recentrer ses activités vers le cycle du combustible. L'État s'engageait pour sa part à recapitaliser le groupe à la hauteur nécessaire pour consolider, en tant qu'investisseur avisé, ses fonds propres. La solution ainsi entérinée par le Gouvernement marquait le refus d'un démantèlement pur et simple du groupe AREVA et la volonté de redonner un sens industriel à la fois au groupe mais aussi à la filière nucléaire dans son ensemble. Elle met néanmoins fin au modèle intégré qui avait prévalu lors de la création d'AREVA et qui avait été au cœur de la stratégie de l'entreprise.

EDF et AREVA ont ainsi signé le 30 juillet 2015 un protocole d'accord non engageant formalisant l'état d'avancement des discussions relatives à la refondation de leurs relations. Ce protocole comporte trois volets :

– l'acquisition par EDF de la société AREVA NP avec un contrôle majoritaire par EDF (au moins 51 %), une participation d'AREVA à hauteur d'un maximum de 25 % dans le cadre d'un partenariat stratégique, et la participation éventuelle d'autres partenaires minoritaires. Un tel rapprochement doit permettre de sécuriser la réalisation du « Grand carénage » pour le parc existant et d'améliorer l'efficacité des prestations d'ingénierie, de gestion de projets et de certaines fabrications grâce à un partage de l'expérience ;

– la création d'une société dédiée, détenue à hauteur de 80 % par EDF et de 20 % par AREVA NP, destinée à optimiser les activités de conception et de

gestion de projets des nouveaux réacteurs. La société doit améliorer la préparation et la gestion des projets et les offres de la filière française à l'export grâce à une meilleure coordination stratégique pour l'élaboration des offres et à l'harmonisation et l'élargissement de la gamme de réacteurs, tout en assurant la poursuite des partenariats avec les grands industriels au Japon et en Chine ;

– la conclusion d'un accord de partenariat stratégique et industriel global, couvrant la promotion d'offres intégrées en cas de vente de nouveaux réacteurs à l'export, la coopération dans le domaine du démantèlement et dans celui de l'entreposage des combustibles usés et la coopération dans les études sur les réacteurs de quatrième génération.

Lors de sa réunion du 27 janvier 2016, le conseil d'administration d'EDF a pris connaissance de la finalisation des discussions menées avec AREVA pour l'acquisition par EDF du contrôle des activités d'AREVA NP. Le Conseil a marqué son accord sur la valorisation définitive des activités destinées à être acquises par EDF, qui ressort à 2,5 milliards d'euros pour 100 % du capital d'AREVA NP, ce montant étant susceptible de faire l'objet, en fonction de l'atteinte de certains objectifs de performance mesurés postérieurement à la date de réalisation, d'un éventuel complément de prix d'un montant pouvant atteindre au maximum 350 millions d'euros. **Une offre engageante sera formulée par EDF une fois que le dispositif d'immunisation totale d'EDF contre les coûts et les risques du projet OL3 aura été finalisé par AREVA et qu'une décision de l'ASN aura été prise sur la conformité des calottes de l'EPR de Flamanville 3.**

Le 15 juin 2016, le groupe AREVA a également présenté une feuille de route pour la période 2016 à 2020 qui prévoit la poursuite de la restructuration du groupe avec la création d'une nouvelle entité recentrée sur le cycle du combustible nucléaire, dénommée provisoirement NEW CO. Au cours des prochains mois, un ensemble NEW CO sera constitué, filiale à 100 % d'AREVA SA, auquel seraient apportées les sociétés AREVA Mines, AREVA Nuclear Cycle, AREVA Projets, AREVA Business Support ainsi que leurs filiales respectives. Dans le cadre de cet apport partiel d'actifs, une partie de la dette d'AREVA SA serait transféré à NEW CO. A l'inverse, les filiales AREVA TA, AREVA Énergies renouvelables et AREVA NP resteraient détenues par AREVA SA jusqu'à la date de leur cession respective ou de leur abandon.

Au cours de l'année 2017, les activités d'AREVA NP seraient cédées à EDF tandis que le contrat de la construction de l'EPR d'Olkiluoto 3 (OL3) resterait dans le périmètre consolidé d'AREVA SA qui assurerait directement l'achèvement des obligations contractuelles. Le choix d'un tel schéma permettrait d'immuniser le groupe EDF des risques potentiels de surcoûts et d'arbitrage du projet OL3. Lors de la cession des activités d'AREVA NP à EDF, entre 15 % et 25 % du capital de l'entité cédée seraient transférés par AREVA SA à NEW CO. Pour sa part, le groupe EDF s'est engagé à procéder au rachat d'entre 51 à 75 % de la filiale AREVA NP, valorisée à près de 2,5 milliards d'euros. Le reste du capital pourrait être ouvert à des actionnaires extérieurs parmi lesquels *Mitsubishi*

Heavy Industrie (MHI) ou la Compagnie nucléaire nationale chinoise (CNNC) : EDF a annoncé avoir signé à cette fin un protocole d'accord avec MHI prévoyant la possibilité d'une prise de participation minoritaire dans AREVA NP⁽¹⁾.

Pour autant, l'état des relations et des négociations entre le producteur d'électricité finlandais *Teollisuuden Voima Oyj* (TVO) et le groupe AREVA complexifie la réalisation d'un tel schéma. En effet, lors d'une première audition en présence de vos Rapporteurs, le groupe AREVA constatait des « *progrès significatifs* » dans la recherche d'un règlement du contentieux avec le producteur d'électricité finlandais TVO. Les deux groupes sont aujourd'hui engagés dans une procédure d'arbitrage coûteuse dans laquelle AREVA réclame une indemnisation de 3,52 milliards d'euros alors que TVO demande pour sa part 2,6 milliards d'euros. Lors de la présentation des résultats annuels 2015 du groupe, un communiqué de presse indiquait que « *des discussions ont été engagées avec TVO avec pour objectifs de poser les bases communes d'une coopération pour finaliser le projet et pour régler le contentieux* », laissant supposer que TVO accepterait le transfert préalable du contrat OL3 d' AREVA NP vers AREVA-SA, ainsi que la fin des contentieux actuels moyennant le versement de 400 millions d'euros. Cependant, le 26 mai dernier, une annonce du président directeur-général de TVO indiquait « *qu'un règlement ne serait pas possible* ».

L'échec des négociations entre AREVA et TVO a pour conséquence de rendre plus délicate la cession d'AREVA NP à EDF, puisque les clauses contractuelles d'OL3 imposent que tout transfert à une entité tierce du projet nécessite l'accord de l'exploitant finlandais. En l'absence d'accord, il est donc nécessaire de maintenir le contrat OL3 au sein des actifs d'AREVA NP et de transférer l'ensemble des actifs cédés à EDF au sein d'une filiale *ad hoc*. Cette solution ne nécessite pas théoriquement l'accord de l'exploitant mais s'avère plus complexe à réaliser : elle impose le transfert de tous les actifs et contrats commerciaux en cours et de nouvelles autorisations d'exploitation pour toutes les installations concernées. **Le transfert d' AREVA NP pourrait ainsi être retardé de 18 à 24 mois, repoussant d'autant la réalisation de la cession vers EDF, ainsi que l'apport de liquidités pour le groupe.**

Vos Rapporteurs estiment qu'une telle situation est particulièrement préoccupante compte tenu des besoins de financement à très court terme de l'entreprise, qui rendent la recapitalisation annoncée d'autant plus nécessaire. Ils soulignent également qu'une telle situation est plus risquée juridiquement bien qu'aucune alternative ne semble davantage satisfaisante.

Vos Rapporteurs rappellent par ailleurs que le projet OL3 a fait l'objet d'une dépréciation supplémentaire pour perte à terminaison de près de 905 millions d'euros en 2015, alors qu'une dépréciation de 720 millions d'euros avait déjà été réalisée en 2014 : ainsi, le montant total des provisions inscrites pour pertes à terminaison s'élèverait à 5,3 milliards d'euros et le coût du réacteur atteint

(1) *Reuters France*, « EDF signe un accord avec le japonais MHI dans le nucléaire », 28 juin 2016.

quant à lui près de 10 milliards d'euros. Cette dépréciation supplémentaire se compose de surcoûts opérationnels (anticipation d'un renforcement des équipes pour les phases de démarrage et d'essais), d'une augmentation des coûts et aléas sur les phases d'essai et d'une provision en vue de l'issue probable des discussions engagées avec TVO. **Bien que l'avancement actuel du chantier semble respecter les principaux jalons critiques, et devrait être achevé en 2018, vos Rapporteurs s'interrogent tout de même sur les conséquences de la rupture des négociations sur la mise en œuvre prochaine des phases d'essais opérationnelles. Le groupe AREVA s'est toutefois montré confiant quant à la finalisation dans les temps du chantier.**

Il conviendrait, en conséquence, d'achever rapidement le transfert et le rapprochement des équipes d'ingénierie dans la construction de réacteur d'AREVA NP et d'EDF afin de mener à leur terme les grands projets nucléaires en cours. À cette fin, les derniers éléments d'incertitude doivent être levés au plus vite : notamment la situation de l'EPR d'OL3 en lien avec la rupture des négociations avec TVO ainsi que le démarrage de FL3 en lien avec l'acceptation partielle ou intégrale par l'ASN des calottes en cas de respect des exigences de sûreté nucléaire.

2. Parachever la restructuration et les efforts de redressement du premier fournisseur d'Électricité de France

Les résultats 2015 du groupe AREVA témoignent des efforts de ce dernier pour redresser sa situation financière et économique, bien qu'il soit encore lesté par un lourd passif. En effet, le résultat net part du groupe est toujours négatif de 2,04 milliards d'euros, dont la moitié résulte de provisions sur les grands projets et sur les coûts de restructuration ainsi que de pertes de valeurs liées aux conditions de marché :

– 194 millions d'euros de perte de valeur au titre de certains actifs relatifs à la mine d'Imouraren au Niger, dont le démarrage interviendra lorsque les conditions du marché de l'uranium le permettront ;

– 905 millions d'euros de pertes à terminaison au titre de l'EPR d'Olkiluoto 3 ;

– 250 millions d'euros de complément de provision au titre du projet CIGEO à la suite de la prise en compte de l'arrêté du 15 janvier 2016 du ministère en charge de l'énergie ;

– 444 millions d'euros de coûts de restructuration notamment au titre des mesures d'accompagnement engagées.

Le carnet de commandes, bien qu'encore très solide à 29 milliards d'euros soit 7 années de chiffre d'affaires, est en recul de l'ordre de 10 % par rapport à la fin de l'année 2014. Enfin, le flux de trésorerie net reste négatif à 590 millions

d'euros, témoignant des efforts importants que le groupe doit continuer à conduire en vue d'atteindre un cash-flow net positif.

Le groupe continue également de faire face à des besoins de financement significatifs notamment en raison d'un endettement de près de 6,3 milliards d'euros pour un excédent brut d'exploitation (EBE) de seulement 685 millions d'euros, et devra assurer à court terme le respect d'un échéancier de remboursement serré : sur la période allant de 2015 à 2017, le groupe a ainsi indiqué que ses besoins de financement étaient de l'ordre de 7 milliards d'euros.

Afin d'assurer la continuité d'exploitation de l'entreprise pour 2016 dans l'attente de l'augmentation de capital annoncée, l'État a été contraint de négocier avec six établissements de crédit l'octroi d'un crédit-relais de près de 1,1 milliard d'euros. Il doit permettre notamment d'assurer le remboursement d'une souche d'emprunt obligataire en septembre 2016, pour un montant de 964 millions d'euros, en cas de consommation de trésorerie plus importante qu'anticipée. Au-delà de 2016, le groupe devra faire face à des échéances de dette significatives dont le remboursement :

- d'une souche obligataire expirant en octobre 2017 pour un montant nominal résiduel de 800 millions d'euros environ ;
- du crédit-relais de 1,1 milliard d'euros en janvier 2017 dans l'hypothèse de son utilisation en 2016 ;
- des lignes de crédit bilatérales pour 795 millions d'euros en 2017 ;
- de la ligne de crédit syndiquée de 1,25 milliard d'euros en janvier 2018.

La continuité d'exploitation sera dès lors assurée par la réalisation des mesures prévues dans le plan de financement du groupe, qui comprend un plan de cessions incluant la cession d'une partie d'AREVA NP ainsi que de Canberra et d'AREVA TA, une augmentation de capital de près de 5 milliards d'euros à laquelle l'État doit souscrire, et la réalisation d'un plan d'économie de près de 1 milliard d'euros.

Pour améliorer ses perspectives financières et faire face à ses obligations financières, le groupe a d'abord engagé un plan de cessions significatif : cession des activités d'ingénierie des réacteurs des centrales nucléaires avec AREVA NP hors projet OL3 ; cession des activités de propulsion et réacteurs de recherche avec AREVA TA ; cession des activités de mesures nucléaires avec Canberra ⁽¹⁾ ; cession ou abandon progressif des activités dans les énergies renouvelables. La poursuite des opérations de cession doit permettre à l'entreprise de dégager des capacités de financement pour un montant total estimé à 2,9 milliards d'euros.

Le renforcement de la situation financière se fera ensuite au début de l'année 2017 par un renforcement des fonds propres *via* une augmentation de

(1) La vente de Canberra au groupe Mirion devrait rapporter à AREVA entre 310 et 350 millions d'euros selon l'Agence France presse (AFP), « Areva : vente de la filiale Canberra », 28 juin 2016.

capital de près de 5 milliards d'euros à laquelle l'État annoncé qu'il participerait en tant qu'actionnaire du groupe, dans le respect de la réglementation européenne en matière d'aide d'État. L'augmentation de capital serait répartie entre d'une part, une augmentation de capital d'AREVA SA, souscrite notamment par l'État et qui prendrait la forme d'une aide au sauvetage au sens du droit européen avec mesures compensatoires, et d'autre part, une augmentation de capital au niveau de NEW CO, souscrite par l'État en tant qu'investisseur avisé ainsi que par des investisseurs stratégiques extérieurs. Les deux augmentations de capital peuvent théoriquement être réalisées de manière indépendante. L'allocation de l'enveloppe de 5 milliards d'euros entre les deux entités reste à définir précisément, bien qu'il soit *a priori* envisagé de recapitaliser AREVA SA à hauteur de 2 milliards d'euros et NEW CO à hauteur de 3 milliards d'euros. De même, le niveau de la participation effective de l'État, pour le moment estimé à 4 milliards d'euros, pourrait être amené à évoluer en fonction des participations d'actionnaires extérieures.

Vos Rapporteurs estiment qu'il est essentiel d'assurer la réalisation effective des augmentations de capital le plus tôt possible avec le support de l'État et des investisseurs tiers, l'objectif étant que ces opérations soient réalisées au premier trimestre 2017, avec l'accord préalable de la Commission européenne.

Enfin, le redressement de la situation financière du groupe passe à long terme par la poursuite de la mise en œuvre, sur la période allant de 2015 à 2017, d'un plan d'économies de près de 1 milliard d'euros dont 450 millions d'euros sont déjà engagés fin 2015. Parmi les économies réalisées, 320 millions d'euros correspondent à des économies sur les coûts récurrents de l'entreprise : elles ont été réalisées pour moitié sur les achats et pour moitié par la réduction de la masse salariale. À l'horizon 2017, l'ensemble des actions d'économie d'ores et déjà identifiées représente 987 millions d'euros, soit un montant très proche de l'objectif fixé. Ce dernier est également accompagné d'un plan social devant conduire à la suppression de près de 6 000 emplois dans le monde entre 2015 et 2017. En France, un plan de départ volontaire a été négocié avec les organisations syndicales prévoyant la suppression de 2 500 emplois entre 2016 et 2017 dans six sociétés.

Si les mesures envisagées pour rétablir la situation financière du groupe semblent à la hauteur des besoins financiers de ce dernier, le glissement prévisible du calendrier de la cession d'AREVA NP, induit par la rupture des négociations entre TVO et AREVA conduit à renforcer les incertitudes financières du groupe concernant la continuité d'exploitation. **Vos Rapporteurs estiment que, en l'absence d'une décision rapide sur le sujet, il sera nécessaire pour faire face aux premières échéances de janvier 2017, soit d'entamer des négociations pour allonger la durée du prêt-relais de quelques mois, soit de faire appel aux pouvoirs publics afin qu'ils consentent éventuellement au groupe une nouvelle aide au sauvetage pour une durée inférieure à six mois, dans le respect du droit de l'Union européenne. Un tel scénario ne pourrait toutefois**

être réalisé qu'en cas d'extrême urgence. Vos Rapporteurs invitent en conséquence l'Agence des participations de l'État (APE) et le gouvernement à agir le plus rapidement possible pour finaliser, en lien avec la Commission européenne, les recapitalisations envisagées d'AREVA SA et de NEW CO, sans attendre la cession d'AREVA NP à EDF.

B. CONFORTER EDF DANS SA VOCATION DE SERVICE PUBLIC COMPÉTITIF ET D'EXPORTATEUR À L'INTERNATIONAL

Au fond, il s'agit de renouveler certains des termes du compromis historique qui, en 1946, avait présidé à la création du groupe et qui, depuis lors, lie le pays à EDF et à ses salariés. Les enjeux de cette démarche sont multiples : la mise en place d'un modèle de développement et d'une stratégie industrielle rénovés invite en effet à réfléchir aux évolutions possibles du périmètre et de la nature des activités, à considérer les prestations et les produits fournis sur le territoire national et à l'étranger.

Plusieurs des administrateurs salariés entendus par vos Rapporteurs ont mis en exergue que le rôle d'EDF ne se résume pas nécessairement à celui de producteur d'énergie nucléaire. Certes, celle-ci joue un rôle fondamental dans son équilibre économique et dans sa place dans la compétition entre énergéticiens, mais le groupe doit aussi remplir l'ensemble des obligations du service public de l'électricité et, par ailleurs, répondre à la diversité des besoins en énergie, sur le marché domestique comme sur le marché international.

Ce double positionnement assigne au groupe trois obligations : d'une part, poursuivre, dans une conjoncture difficile, un effort de compétitivité indispensable au maintien d'une bonne santé financière ; d'autre part, mener à bien le programme des cessions et envisager une évolution du périmètre et des activités ; enfin, renouer avec une tradition d'excellence dans le domaine nucléaire sans écarter une diversification des sources d'énergie produites.

1. Poursuivre, dans une conjoncture difficile, un effort de compétitivité indispensable au maintien d'une bonne santé financière

Face à la perspective d'une faiblesse durable des prix de l'électricité, EDF a résolu, en 2015, d'inscrire sa gestion et son développement dans une nouvelle trajectoire financière dont le plan d'action intitulé « *Stratégie CAP 2030* » formalise les orientations.

« *La Stratégie CAP 2030* »

Ce plan d'action poursuit trois principaux objectifs :

- **l'optimisation et la sélectivité des investissements en cohérence avec la stratégie CAP 2030** qui prévoit une réduction des investissements du périmètre existant de près de 2 milliards d'euros entre 2015 et 2018, avec un objectif de 10,5 milliards d'euros à l'issue de cette période hors périmètre existant, le groupe envisage d'investir près de 2 milliards d'euros par an en moyenne d'ici à 2018 dans les activités régulées (notamment en vue de l'achèvement de la mise en service des compteurs *Linky*, de la construction de moyens de production d'électricité à base d'énergies renouvelables, de la réalisation du projet de construction d'Hinkley Point C) ; le montant total des investissements devrait ainsi être compris entre 12,5 milliards et 13,5 milliards d'euros par an au cours des trois prochaines années.
- **la réduction des charges opérationnelles** : EDF se fixe un objectif de réduction des coûts, par rapport à 2015, de 700 millions d'euros en 2018 et d'au moins 1 milliard d'euros en 2019 ;
- **la conduite d'un plan de cessions d'actifs pour financer les nouveaux développements du groupe** : EDF projette de céder des actifs pour un montant de 10 milliards d'euros entre 2015 et 2020.

On soulignera qu'en outre, la mise en œuvre de la « *Stratégie CAP 2030* » vise, hors déploiement du compteur *Linky* et nouveaux développements nets des cessions, un cash-flow après dividendes à nouveau positif en 2018.

À cette aune, **les résultats de l'année 2015 peuvent offrir des motifs de satisfaction dans la mesure où, pour l'essentiel, les objectifs fixés sont atteints. Ils doivent être cependant remis en perspective.** Si le groupe possède des actifs solides, le bilan de sa situation financière et de son activité met en lumière des contre-performances qui ne donnent que plus de plus de relief à la nécessité, pour le groupe, d'une adaptation aux nouvelles contraintes de son environnement.

a. Des résultats financiers en demi-teinte

L'exercice se solde par une réduction des coûts d'environ 300 millions d'euros par rapport à 2014, les OPEX baissant de 1,4 %. Il s'agit là d'un fait inédit depuis cinq ans, les coûts d'EDF progressant sur un rythme annuel moyen de 3,5 % avant 2014 (dont 2,8 % pour la masse salariale).

Le chiffre d'affaire connaît une hausse de 2,2 %, atteignant un peu plus de 75 milliards d'euros en 2015 (contre seulement 65,17 milliards d'euros en 2010). La hausse du chiffre d'affaire résulte à 53 % de l'activité de l'entreprise en France. L'EBITBA croît de 1,9 % (impact à 65 % lié à l'activité en France) et même de 6,4 % si l'on exclut le rattrapage tarifaire 2012. D'un point de vue opérationnel, les performances se révèlent supérieures aux attentes s'agissant de la fourniture d'électricité d'origine nucléaire : la production atteint en France

416,8 térawattheures (TWh), alors que la prévision initiale ne portait que sur 410 TWh à 415 TWh.

ÉVOLUTIONS DES COMPTES D'EDF ENTRE 2010 ET 2015

(en millions d'euros)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Chiffres d'affaires	65 165	65 307	72 729	75 594	72 874	75 006
Charges de personnel	- 11 422	- 10 917	- 11 624	- 11 879	- 11 785	- 12 529
Excédent brut d'exploitation (EBE)	16 623	14 824	16 084	16 765	17 279	17 601
Dotations aux amortissements	- 7 426	- 6 285	- 6 849	- 7 516	- 7 940	- 9 009
Pertes de valeur / reprises	- 1 743	- 640	- 752	- 1 012	- 1 189	- 3 500
Résultat d'exploitation	6 240	8 286	8 245	8 411	7 984	4 280
Coût de l'endettement financier brut	- 2 754	- 2 271	- 2 443	- 2 403	- 2 243	- 1 994
Résultats financiers	- 4 426	- 3 780	- 3 362	- 3 089	- 2 551	- 2 588
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	1 814	4 506	4 883	5 322	5 433	1 692
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE	1 020	3 010	3 316	3 517	3 701	1 187
RESULTAT NET COURANT	3 961	3 520	4 216	4 117	4 852	4 822
Investissements nets	- 12 053	- 10 637	- 12 638	- 12 200	- 12 393	- 12 672
Investissements opérationnels bruts	- 12 241	- 11 134	- 13 396	- 13 327	- 13 721	- 14 789
Dividendes	- 2 122	- 2 125	- 2 309	- 2 327	- 2 327	- 1 420
Dividende par action	1,15	1,15	1,25	1,25	1,25	1,10
Résultat net par action	0,55	0,60	1,93	1,58	0,89	0,14
Cash flow Groupe après dividendes	- 309	- 1 477	- 2 714	- 2 199	- 4 007	- 2 064
Émissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	SO	SO	SO	6 125	3 970	ND
Emprunts et dettes financières	47 777	50 034	59 932	53 313	55 652	64 183
ENDETTEMENT FINANCIER NET	34 389	33 285	41 575	35 462	34 208	37 395
Ratio endettement financier net / EBITDA	2,1	2,2	2,6	2,1	2,0	2,1

Source : EDF, Documents de référence de 2011 à 2015.

En revanche, à périmètre constant par rapport à 2014, les résultats se révèlent plus contrastés, avec un chiffre d'affaires en baisse globale de 1,8 % et un EBITBA en léger retrait de 0,6 %. En s'établissant à environ 1,19 milliard d'euros en 2015 (contre 3,07 milliards d'euros en 2014), le résultat net part du groupe chute de 67,9 % et s'inscrit à un niveau à peine supérieur à celui constaté en 2010 (soit 1,02 milliard d'euros). Le résultat net courant (4,82 milliards d'euros) diminue lui de 0,6 % mais s'inscrit nettement en hausse par rapport à sa valeur en 2010 (3,96 milliards d'euros). On notera, en outre, qu'EDF accuse une contre-performance du point de vue du résultat d'exploitation pour l'exercice

2015 : celui-ci ne s'élève qu'à 4,28 milliards d'euros alors qu'il culminait à 8,41 milliards en 2013 se montait à 6,24 milliards d'euros.

Si l'on examine les résultats d'EDF suivant leur répartition géographique, il convient de souligner que **les activités du groupe en France contribuent de manière assez substantielle à ce tableau en demi-teinte**. Alors que son chiffre d'affaire apparaît relativement stable, avec un montant de près de 40,57 milliards d'euros en 2015 (-0,67 % par rapport à 2014), l'électricien enregistre dans l'hexagone une baisse de 5,58 % de son excédent brut d'exploitation et une chute d'un peu plus de 25,93 % de son résultat d'exploitation.

Par contraste, EDF voit ses résultats augmenter de manière assez spectaculaire au Royaume-Uni et demeurer stable en Italie ⁽¹⁾.

Cette apparente précarité des résultats obtenus résulte pour une large part, ainsi qu'expliqué précédemment, de l'évolution des prix de marché de l'électricité et des principales sources d'énergie. La hausse modérée de la consommation d'électricité en France, les bons résultats obtenus des filiales, ainsi que l'application de contrats à terme et de contrats de couverture paraissent aujourd'hui insuffisants pour en atténuer l'impact sur les coûts de production.

Or, **EDF voit par ailleurs la part des recettes tirées de tarifs régulés reculer assez sensiblement du fait de l'émergence d'offres concurrentes et à la fin des tarifs jaunes et vert**. D'après les statistiques développées à plusieurs reprises devant vos Rapporteurs, plus de 60 % du chiffre d'affaire du groupe se trouve désormais exposé à l'évolution des prix de marché (contre à peine 20 % en 2014) et la part restante subit la concurrence potentielle des fournisseurs alternatifs. À la fin de l'exercice 2016, l'électricien public pouvait ainsi déplorer la perte de 30 % de part de marché sur les clients jusqu'ici en tarif réglementé, chiffre non stabilisé puisque sur les 450 000 sites concernés par la nouvelle réglementation, il en restait encore 238 000 au tarif réglementé fin novembre 2015.

Dans les résultats 2015, il convient également de prendre en considération **le poids des provisions passées dans les comptes en application des obligations relatives au démantèlement des centrales, ainsi qu'à la participation au financement de la gestion des déchets nucléaires**.

D'après les chiffres rendus publics pour l'exercice 2015, la somme des provisions relatives à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs s'élevait, aux conditions économiques de fin d'année, à 45,36 milliards d'euros contre 42,62 milliards d'euros en 2014. Cet alourdissement trouve notamment son origine dans la réévaluation du coût du projet CIGEO ⁽²⁾, l'arrêté du 15 janvier 2016 pris par la ministre en charge de

(1) EDF, Document de référence 2015, pp. 337-338.

(2) Le projet dénommé « Centre industriel de stockage géologique » (CIGEO) vise à la mise en œuvre de solutions de gestion à long terme des déchets radioactifs de haute et de moyennes activités à vie longue par

l'énergie et fixant à 25 milliards d'euros (aux conditions économiques 2011) le montant nécessaire à sa réalisation (contre 20,8 milliards d'euros suivant les estimations antérieures). En conséquence, EDF a inscrit, au titre de sa participation, une provision supplémentaire de 800 millions d'euros. La déconstruction des centrales nucléaires en exploitation ou arrêtées, ainsi que les travaux sur les derniers cœurs de centrales font quant à eux l'objet d'un provisionnement total d'un montant de 30,19 milliards d'euros dans les comptes de l'exercice 2015, contre 26,66 milliards d'euros en 2014. Cet accroissement s'explique pour l'essentiel par la mise à jour des normes applicables au démantèlement des installations.

Si EDF a depuis lors répété vouloir maintenir ses objectifs, les résultats rendus publics le 11 mai 2016 pour le premier trimestre donnent l'image d'une entreprise confrontée à des difficultés persistantes. Le chiffre d'affaires accuse ainsi un recul de 6,7 % pour la période, pâtissant de la baisse des prix de l'électricité. EDF a ainsi enregistré, à la fin du mois de mars 2016, de 21,44 milliards d'euros de ventes, en baisse de 6,0 % à périmètre et taux de change constants. Par ailleurs, le groupe a été conduit à ajuster à la baisse sa prévision de production nucléaire en France à la suite de l'accident survenu à Paluel en Seine-Maritime⁽¹⁾. L'électricien viserait désormais une production comprise entre 408 et 412 térawattheure (TWh) en 2016 - contre 410 à 415 TWh précédemment.

Cela étant, EDF se donne toujours pour ambition d'atteindre en 2016 : un EBITDA compris entre 16,3 et 16,8 milliards d'euros ; un ratio d'endettement financier net sur EBITDA de 2,0 à 2,5 fois ; un taux de distribution du résultat net courant compris entre 55 % et 65 % ; un flux de trésorerie positif après dividendes en 2018. Devant vos Rapporteurs, M. Xavier Girre, directeur financier d'EDF, a indiqué que le groupe avait demandé à ses unités opérationnelles de réduire leurs dépenses, afin de tenir compte du décalage entre le prix prévisionnel qui fondait son plan d'affaires et le cours actuel sur les marchés.

b. Les enjeux d'une maîtrise indispensable des coûts face aux risques inhérents à une dette contenue mais importante.

À la fin de l'exercice 2015, les emprunts et dettes financières atteignaient 64,18 milliards d'euros, en augmentation de 15,32 % par rapport à 2014. Ce montant ne s'élevait qu'à 47,78 milliards d'euros en 2010.

L'endettement financier net s'élevait en 2015 à près de 37,40 milliards d'euros, soit une hausse de 9,32 % par rapport à l'exercice précédent. Toutefois, l'examen de la période 2010-2015 montre une relative maîtrise de son évolution : en dehors d'un point haut à environ 41,58 milliards d'euros en 2013,

leur enfouissement sous terre. Le village de Bure, à la limite des départements de la Meuse et de la Haute-Marne, devrait accueillir ce site.

(1) À la fin du mois de mars 2016, EDF a eu à déplorer la chute d'un générateur de vapeur dans le bâtiment du réacteur n°2 de cette centrale. Son redémarrage n'est pas prévu avant mars 2017.

l'endettement financier net a connu des phases régulières de baisse, reculant de 34,39 milliards à 33,29 milliards d'euros entre 2010 et 2011, et de 41,58 milliards d'euros en 2013 à 34,21 milliards d'euros en 2014. Sur l'ensemble de la période considérée, la hausse s'établit donc à 8,74 %.

L'endettement financier net varie bien entendu en fonction des résultats opérationnels et financiers, de l'importance de la trésorerie disponible (soit aux alentours de 20 milliards d'euros actuellement), ainsi que des ressources procurées par l'acquisition ou la cession d'actifs qui contribuent au réajustement périodique du périmètre des activités. Elle traduit également l'impact des modalités de financement et la politique suivie par le groupe en ce domaine. À cet égard, on notera qu'en 2013 et 2014, la direction d'EDF a résolu de recourir – certes dans un contexte de marché favorable – à l'émission d'obligations hybrides (obligations convertibles ou obligations remboursables en actions notamment), pour un montant cumulé de près de 10 milliards d'euros et avec un horizon de conversion à échéance de 2020.

L'ensemble de ces facteurs et de ces choix affecte nécessairement la capacité du groupe à mener à bien ses investissements et à garantir la soutenabilité de sa trajectoire financière. Entre 2010 et 2015, on observe une réduction de l'ordre 27,6 % du coût de l'endettement financier brut : son montant passe de 2,75 milliards à 1,99 milliard d'euros dans un mouvement de baisse quasi continue, ainsi que l'illustre le tableau ci-dessus. Le *ratio* endettement financier net/EBITDA s'établit à 2,1 (contre 2,0 en 2014), soit à un niveau conforme à l'objectif fixé par le groupe. En dehors de l'ajustement de la politique d'investissements et du périmètre des activités, **l'un des axes de travail possible pour garantir la crédibilité d'EDF sur les marchés peut être sans doute la conduite d'une politique de modération salariale à plus ou moins long terme.**

De ce point de vue, **l'exercice 2015 marque une première inflexion** car pour la première fois depuis cinq ans, les effectifs d'EDF tendent à se stabiliser, voire diminuent, suivant les branches d'activités et les filiales.

Ainsi que le montre le tableau ci-après, il en va ainsi des activités du groupe en France : entre 2014 et 2015, les effectifs ne progressent que de 0,98 % alors que sur la période 2010-2015, l'augmentation atteint 10,98 %. Ils s'élèvent aujourd'hui à 133 406 personnes pour les activités du groupe en France.

EFFECTIFS DU GROUPE EDF EN FRANCE DEPUIS 2010

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Évolution 2015/2014	Évolution 2015/2010
EDF- domaine non régulé	62 201	67 184	69 122	71 088	72 181	71 580	- 0,83 %	+ 15,08 %
Production et ingénierie	35 173	36 569	38 417	40 268	41 545	41 789	- 0,58 %	+ 18,81 %
Commerce	11 627	11 633	11 685	11 731	11 543	10 860	- 5,91 %	- 6,60 %
Fonctions centrales	11 590	11 624	11 559	11 475	11 473	11 450	- 0,20 %	- 1,21 %
Systèmes énergétiques insulaires	3 224	3 183	3 177	3 086	3 005	2 985	- 0,67 %	- 7,41 %
CDI et CDD non statutaires	587	4 175	4 284	4 528	4 615	4 496	- 2,58 %	+ 665,93 %
ERDF- domaine régulé	34 370	36 770	38 211	38 666	38 859	39 030	+ 0,44 %	+ 13,56 %
Autres filiales France	23 710	23 312	21 995	19 738	21 067	22 796	+ 8,21 %	- 3,85 %
TOTAL	120 281	127 266	129 328	129 492	132 107	133 406	+ 0,98 %	+ 10,91 %

Source : Documents de référence 2012, 2014 et 2015.

Quoique plus contrasté – avec l'évolution notable du Royaume-Uni et de l'Italie –, le bilan des filiales du groupe à l'étranger fait état d'une baisse globale de 1,34 % des personnels employés entre 2014 et 2015 et de 13,56 % entre 2010 et 2015. EDF y emploie 25 706 personnes.

**EFFECTIFS DES FILIALES
DU GROUPE EDF À L'ÉTRANGER DEPUIS 2010**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Évolution 2015/2014	Évolution 2015/2010
EDF- Energy (Royaume-Uni)	15 441	15 536	15 153	15 162	14 716	13 920	- 5,41 %	- 9,85 %
EDF Trading (Royaume- Uni)	888	904	1 025	1 028	1 011	988	- 2,27 %	+ 11,26 %
Edison (Italie)	1 929	1 843	3 248	3 240	3 101	3 066	- 1,13 %	+ 58,94 %
Autres filiales étrangères	11 481	10 619	10 986	9 545	7 226	7 732	+ 7,00 %	- 32,65 %
Europe de l'Est	6 421	5 606	6 015	4 699	4 257	3 938	- 7,49 %	- 38,67 %
Europe de l'Ouest et Méditerranée-Afrique	3 553	3 518	3 450	3 350	2 804	3 467	+ 23,64 %	- 2,42 %
Asie-Pacifique	76	75	75	74	76	224	+ 194,74 %	+ 194,74 %
Amériques	1 431	1 420	1 446	1 422	89	103	+ 15,73 %	- 92,80 %
TOTAL	29 739	28 902	30 412	28 975	26 054	25 706	- 1,34 %	- 13,56 %

Source : Documents de référence 2012, 2014 et 2015.

Cette évolution apparaît conforme aux objectifs que s'assigne l'électricien, dans le cadre de la trajectoire financière fixée par la « *Stratégie CAP 2030* » : diminuer les effectifs de manière parfaitement compatible avec la sûreté nucléaire. En effet, EDF a mené entre 2010 et 2015 une politique d'embauches supérieures aux besoins en emplois, afin d'anticiper l'évolution de la pyramide des âges et de préparer la relève des métiers. En conséquence, la suppression prévue de 4 500 emplois ne se traduira pas par des licenciements mais se fera par le non-renouvellement de postes. Ainsi peut se comprendre le taux de remplacement des départs à la retraite de 100 % qu'affiche le document de référence pour 2015.

La stabilisation ou la décroissance des effectifs n'en rend pas moins indispensable la maîtrise durable de l'évolution de la masse salariale.

Certes, d'après l'analyse développée devant vos Rapporteurs par les représentants d'EDF, la hausse observée en 2015 participe davantage de l'augmentation du nombre des emplois que d'une hausse des salaires à proprement parler. Néanmoins, le rythme de progression des charges de personnel conserve un caractère dynamique entre 2014 et 2015, avec une hausse des charges de personnel de 6,31 %, en retrait par rapport à la hausse enregistrée sur la période 2010-2015 (9,69 %).

Pour partie, ces chiffres résultent d'une politique salariale qui semble s'être adaptée de manière assez récente aux contraintes nouvelles de son environnement de marché. Mais ils peuvent également mettre en lumière une donnée plus structurelle qui, selon l'analyse des représentants de la Cour des comptes, peut aboutir à une masse salariale relativement ou trop élevée : il s'agit des implications, tant financières qu'opérationnelles, de la mise en œuvre d'accords salariaux et sociaux qui, au-delà du cadre posé par le statut des industries électriques et gazières ⁽¹⁾, apparaissent très favorables pour un groupe en difficulté. Les provisions pour charges de personnel représentent dans leur ensemble, pour le groupe EDF, un engagement de l'ordre de 22,54 milliards d'euros à la fin de l'exercice 2015, en retrait par rapport au montant inscrit en 2014 (contre 24,12 milliards d'euros).

(1) Décret n°46-1541 du 22 juin 1946 approuvant le statut national du personnel des industries électriques et gazières.

**ÉVOLUTION DES CHARGES DE PERSONNEL
DU GROUPE EDF DEPUIS 2010**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Évolution 2015-2014	Évolution 2015/2010
Rémunérations	7 513	7 119	7 423	7 493	7 426	7 878	+ 6,09 %	+ 4,86 %
Charges de Sécurité sociale	1 459	1 346	1 641	1 769	1 668	1 867	+ 11,93 %	+ 27,96 %
Intéressement et participation	205	211	211	245	257	274	+ 6,61 %	+ 33,66 %
Autres contributions liées au personnel	357	375	372	388	373	388	+ 4,02 %	+ 8,68 %
Autres charges liées aux avantages à court terme	215	206	229	99	242	236	- 2,48 %	+ 9,77 %
Avantages à court terme	9 749	9 257	9 876	9 994	9 966	10 643	+ 6,79 %	+ 9,17 %
Charges liées aux régimes à cotisation définies	733	730	795	802	852	949	+ 11,38 %	+ 29,47 %
Charges liées aux régimes à prestations définies	855	697	755	948	723	952	+ 31,67 %	+ 11,35 %
Avantages postérieurs à l'emploi	1 588	1 427	1 550	1 750	1 575	1 901	+ 20,70 %	+ 19,71 %
Autres avantages à long terme	89	1 116	282	123	237	11	- 95,36 %	- 87,64 %
Indemnités de fin de contrat	4	2	2	12	7	4	- 42,86 %	0 %
Autres charges de personnel	85	118	284	135	244	15	- 93,85 %	- 82,35 %
TOTAL	11 422	10 802	11 710	11 879	11 785	12 529	+ 6,31 %	+ 9,69 %

Source : Documents de référence 2011 à 2015.

Le renouvellement des compétences indispensables à la maîtrise des savoirs, notamment au regard de l'impératif que constitue la protection de la sûreté nucléaire, peut justifier une politique salariale attractive. Cet enjeu n'exclut pas pour autant des adaptations nécessaires pour faire face à une concurrence renouvelée. Dans cette optique, on peut se féliciter que le dialogue social au sein d'EDF permette d'aborder des questions aussi complexes et essentielles pour son avenir que celles touchant par exemple à l'organisation du travail ⁽¹⁾.

2. Mener à bien le programme des cessions et envisager une évolution du périmètre et des activités

Dans le cadre de la « *Stratégie CAP 2030* », EDF a inscrit parmi ses objectifs la réalisation d'un programme de cessions d'un montant de dix milliards d'euros entre 2015 et 2020.

(1) Deux accords ont été signés le 22 février 2016 par la CFE-CGC et la CFDT – organisations ayant recueilli 70 % des voix exprimées aux élections professionnelles. Le premier porte sur l'organisation du temps de travail et prévoit l'instauration du forfait-jour pour les cadres qui le choisiront. Conclu à l'unanimité des organisations syndicales, le second donne la possibilité de recourir au télétravail un jour – fixe ou variable – par semaine.

En droit, le groupe se compose de deux principales entités : *EDF* à proprement parler et *EDF international*. Celles-ci disposent de filiales par l'intermédiaire desquelles elles contrôlent ou jouent une influence plus ou moins prépondérante dans des entreprises aux statuts divers. EDF possèdent ainsi, par le biais de ses sept filiales, des participations majoritaires ou non, directes ou indirectes dans près de dix-huit sociétés ; par l'entremise des dix-huit filiales EDF à l'étranger, *EDF international* contrôle 16 groupes ou entreprises ⁽¹⁾.

L'étendue du périmètre de l'électricien trouve d'abord son origine dans le concept de modèle intégré sur le fondement duquel EDF a été bâti en 1946. Il constitue également l'héritage d'une stratégie de développement tous azimuts, engagée au cours de la décennie 1990 et poursuivie jusqu'au début des années 2000. Il s'agissait alors de s'assurer de relais de croissance permettant à EDF de s'affranchir des contraintes et des limites que pouvaient déjà présenter la production et la vente d'électricité à la seule échelle de l'Hexagone

Dans un marché déprimé et face à des investissements s'avérant insuffisamment rentables, **reconsidérer les engagements d'EDF qui ne vont pas de soi alors que le groupe entend renforcer son cœur de métier, paraît adapté.**

Il en va ainsi de certains actifs de production d'électricité d'origine thermique situés hors de France et de participations minoritaires. Ainsi que l'ont relevé les représentants de la Cour des comptes, des ajustements demeurent possibles : EDF possède encore des actifs périphériques en Europe centrale ; elle peut exercer une option de vente sur des actifs américains pendant une durée de six ans. Du reste, la question de la vente des actifs belges demeure posée depuis deux ans, cette opération étant contrariée par l'opposition des collectivités territoriales belges actionnaires.

En raison de son objet et de ses activités, EDF Trading appelle sans doute une réflexion spécifique par rapport à la définition du cœur de métier d'EDF. Filiale de droit britannique établie à Londres, cette société se présente comme l'opérateur d'EDF sur les marchés de gros de l'énergie. Pour le compte du groupe, et parfois en son nom propre, elle intervient sur le marché de gros de l'électricité, du gaz naturel, du gaz naturel liquéfié et du gaz de pétrole liquéfié. Elle y fournit des services d'optimisation et de gestion des risques, gère des portefeuilles d'actifs et de contrats à terme, assume une fonction de négoce d'actifs physiques de gestion de stocks d'énergie. EDF Trading est particulièrement présente et active sur les marchés nord-américains de l'électricité et du gaz. Le résultat de cette activité permet le reversement à la société-mère de 750 millions d'euros par an. Les fonds propres atteignent la somme d'1 milliard d'euros.

(1) EDF, Document de référence 2015, pp. 14-15.

Compte tenu du volume de ses affaires, la question posée est moins celle de l'existence d'EDF Trading que de l'exposition d'EDF aux risques des marchés de négoce par son intermédiaire. On peut parfaitement concevoir que la filiale présente l'avantage d'offrir à EDF une connaissance du fonctionnement des marchés de l'énergie qui conditionne son résultat. Sa mission consiste d'ailleurs à donner au groupe l'accès à de nouveaux marchés et régions. **Dès lors, il s'agit de veiller à ce qu'EDF dispose d'outils de gestion des risques et d'un contrôle interne suffisamment étoffés pour prévenir toute exposition malencontreuse.**

La cession d'une partie du capital de Réseau Transport d'électricité (RTE) pose des questions tout aussi substantielles mais paraît fondée dans son principe et dans ses objectifs.

Créée en 2000 afin d'organiser un accès non discriminatoire au réseau d'électricité ⁽¹⁾ par EDF, RTE constitue depuis 2005 une filiale dont le groupe détient l'intégralité du capital. Elle assure aujourd'hui, en toute indépendance du fait de son statut, la gestion et l'entretien du réseau d'électricité pour l'ensemble des opérateurs. Suivant la stratégie CAP 2030, l'opération consisterait pour EDF à se séparer de la moitié des participations. Suivant la précision apportée par le ministre de l'économie devant le Sénat ⁽²⁾, cette ouverture du capital à des actionnaires minoritaires serait conduite en collaboration avec les directions d'EDF et de RTE et sur la base d'un projet industriel ⁽³⁾.

D'un point de vue juridique, cette opération exige de régler certains préalables. Ainsi que l'a rappelé M. François Brotte, président du Directoire de RTE, en vertu du préambule de la Constitution du 27 octobre 1946 relatif au caractère national des monopoles naturels, le capital de RTE ne peut être détenu que par des personnes publiques. L'article 7 de la loi du 9 août 2004 ⁽⁴⁾ consacre ce principe en disposant que le capital du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité « *est détenu en totalité par Électricité de France, l'Etat ou d'autres entreprises ou organismes appartenant au secteur public* ».

D'un point de vue financier, il convient de rappeler la contribution de RTE aux résultats financiers d'EDF. D'après les éléments communiqués à vos Rapporteurs, le gestionnaire du réseau aurait versé, entre 2013 et 2015, 635 millions d'euros à l'électricien. Dès lors, RTE représente bien un actif valorisable pour le groupe.

(1) Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

(2) Audition de M. Emmanuel Macron, ministre de l'économie, de l'industrie et du numérique, sur l'État actionnaire, par la commission des finances du Sénat au cours de sa réunion du 25 mai 2016.

(3) Au cours de son audition par vos Rapporteurs, M. François Brottes, président du Directoire de RTE, a indiqué que ce projet industriel pourrait être rendu public à la mi-juillet 2016.

(4) Loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières.

Cela étant, **la cession envisagée apparaît comme une suite logique de l'évolution des rapports entre les deux entités, ainsi que des changements apportés par les pouvoirs publics au modèle intégré.** Au regard de la réglementation européenne et des règles de séparation, RTE n'est pas consolidé par EDF ; il n'a aucun lien avec lui pour ses ressources humaines ou sa chaîne de commandement. EDF n'assume aucun rôle particulier dans la gouvernance de RTE malgré la détention du capital. Dès lors, l'ouverture du capital à des actionnaires publics minoritaires peut se justifier sous réserve qu'elle s'accompagne de l'établissement d'un véritable projet industriel pour RTE.

Au-delà de considérations exclusivement financières, il appartient, en effet, à EDF de faire évoluer le périmètre de ses activités de sorte de mieux valoriser ses actifs et de répondre aux besoins de ses clients. Cette exigence porte en elle une nécessité : redéfinir les missions et la stratégie du groupe sur le territoire national et sur le marché international.

3. Renouer avec une tradition d'excellence dans le domaine nucléaire sans écarter une diversification des sources d'énergie produites

Les difficultés observées dans la réalisation des grands projets de construction du nouveau nucléaire, ainsi que les anomalies repérées sur l'ensemble du parc nucléaire à la suite des contrôles de qualité réalisés dans les usines de fabrication de composant d'AREVA, posent la question de la perte des compétences et du savoir-faire de la France dans le secteur de la construction de réacteurs. Pendant près d'une quinzaine d'années entre la réalisation de Civaux 2 et le début de la construction de l'EPR de Flamanville 3, la filière nucléaire a connu une période de vide qui a pesé sur le savoir-faire des donneurs d'ordre, à savoir EDF, et celui de ses partenaires industriels, tel qu'AREVA, en particulier dans le pilotage de grands projets et leur exécution industrielle qui explique en partie les dérives financières et de délais que ces projets connaissent, au-delà du caractère de tête de série de l'EPR.

Les enjeux pour la filière sont conséquents, tant du point de vue national où il est désormais nécessaire de maintenir et renforcer un savoir-faire essentiel à la réalisation de la prolongation et du renouvellement du parc à venir, que du point de vue international où le rayonnement de la filière nucléaire est en jeu. Il convient ainsi de s'attacher à renouveler le modèle industriel et la stratégie internationale, Électricité de France, afin d'en préserver la tradition d'excellence.

a. Maintenir et renforcer un savoir-faire et des compétences essentielles à la compétitivité et à la sûreté de la filière nucléaire nationale

L'importance des dérapages dans la gestion des coûts et des délais pour la réalisation des grands projets du nouveau nucléaire, ainsi que les révélations de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) sur la découverte de nombreuses anomalies dans les processus de fabrication en France de composants lourds des centrales nucléaires, conduisent vos Rapporteurs à insister sur la nécessité de rétablir et de renforcer au plus vite les compétences de la filière nucléaire nationale.

Pour la réalisation du projet EPR de Flamanville 3 (FL3), EDF s'est positionné en tant qu'exploitant-architecte-ensemblier, sans pour autant parvenir, à plusieurs reprises, à respecter ses engagements en termes de maîtrise des coûts et des délais. L'état d'avancement du chantier, dont le coût total est désormais estimé à près de 10,5 milliards d'euros pour une mise en service au quatrième trimestre 2018, semble désormais en ligne avec le calendrier d'EDF. Des étapes importantes ont été franchies sur le chantier avec la finalisation des montages mécaniques du circuit primaire au premier trimestre 2016. En conséquence, pour tenir compte de l'évolution du calendrier des travaux, EDF a effectué une demande de modification de la date limite de mise en service fixée dans le décret d'autorisation de création et initialement fixée à 2017. EDF a également déposé une demande d'autorisation de mise en service de FL3 en mars 2015 auprès de l'ASN, qui en a accusé réception et a engagé l'instruction technique du dossier, tout en identifiant des compléments à apporter.

L'avenir du réacteur est toutefois suspendu à la réalisation d'un programme d'essai concernant l'aptitude au service du couvercle et du fond de la cuve de l'EPR. L'ASN estime que doivent être étudiés « *dès à présent des scénarios techniques alternatifs, tels que le remplacement du fond de cuve et la fabrication d'un nouveau couvercle* » en rappelant que « *on ne peut pas exclure que l'instruction conduise à ne pas accepter le couvercle et le fond de cuve* » ⁽¹⁾. EDF et AREVA ont confirmé étudier l'ensemble des scénarios, conformément aux demandes de l'ASN, mais affirment ne pas avoir d'inquiétudes quant à la conformité des calottes par rapport aux exigences de sûreté de l'ASN. Dans l'attente, la réalisation du programme d'essai se poursuit et une décision devrait être rendue au cours du premier semestre 2017.

Vos Rapporteurs rappellent que la conformité de la cuve de FL3 constitue une condition suspensive pour le rachat par EDF d' AREVA NP et conditionne potentiellement le démarrage des réacteurs de Taishan.

EDF est également actionnaire de *Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited* (TNPJVC), société qui a pour objet de construire et exploiter deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan, dans la province chinoise du Guangdong. En 2015, la première tranche est passée en phase d'essais et la seconde tranche en phase de montage de masse. *China General Nuclear Power Corporation* (CGN) a confirmé en juin dernier que la construction des réacteurs avançait conformément aux prévisions pour une mise en route de l'unité 1 prévue en 2017.

Vos Rapporteurs rappellent toutefois qu'une éventuelle non-conformité ou conformité partielle des cuves de Flamanville pourrait avoir des conséquences sur les chantiers de l'EPR chinois. Ils rappellent également qu'un report de la décision de l'ASN sur la conformité des cuves pourrait induire un report dommageable du démarrage de Taishan, si l'autorité de

(1) Lettre adressée au président d'AREVA par le président de l'ASN et datée du 14 décembre 2015.

surveillance chinoise fait le choix d'attendre les résultats des essais en cours sur FL3.

Néanmoins, les écarts de ségrégation en carbone découvert sur la cuve et le couvercle de l'EPR de Flamanville ont conduit à mettre à jour d'importants défauts de contrôle qualité. L'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a ainsi estimé, dans le cadre de la construction de l'EPR de Flamanville, que « *l'exigence de qualification technique n'était pas respectée et qu'AREVA n'a pas fait le choix de la meilleure technique disponible pour la réalisation des calottes de la cuve* »⁽¹⁾. Une revue de la qualité de la fabrication des composants de l'usine de Creusot Forge a été engagée en avril 2015 par AREVA à la demande de l'ASN. Celle-ci a jugé en janvier 2016 que « *les actions d'audits menées par AREVA jusqu'à présent ne sont pas suffisantes (...) [pour] obtenir une vision d'ensemble de la pertinence de l'organisation et des pratiques de Creusot Forge, de la qualité des pièces produites (...) et de la culture de sûreté* ». L'ASN a dès lors demandé à AREVA de compléter la revue de la qualité en remontant au moins jusqu'en 2004, date des premières fabrications destinées à l'EPR, alors que le premier audit s'arrêtait à 2010.

En avril 2016, AREVA a informé l'ASN des premiers résultats de cette analyse complémentaire qui mettent en évidence des irrégularités dans le contrôle de fabrication d'environ 420 pièces produites depuis 1965, dont une partie seraient en service sur le parc électronucléaire français ou sur des installations situées à l'étranger. Ces irrégularités consistent en des incohérences, des modifications ou des omissions dans les dossiers de fabrication portant sur des paramètres de fabrication ou des résultats d'essais. L'ASN a dès lors décidé de mener une instruction technique sur la base des éléments transmis et de s'assurer avant chaque redémarrage de réacteur que les irrégularités détectées ne remettent pas en cause la sûreté. Le 15 juin 2016, EDF a indiqué à l'ASN avoir terminé la caractérisation de 79 des 80 irrégularités identifiées à ce stade comme affectant ses réacteurs en exploitation. EDF conclut que ces irrégularités n'ont pas de conséquence sur la sûreté des réacteurs concernés. L'irrégularité encore en cours de caractérisation concerne un générateur de vapeur du réacteur 2 de la centrale nucléaire de Fessenheim. Afin de réaliser des investigations complémentaires, EDF a procédé à la mise à l'arrêt du réacteur et a transmis des premiers éléments d'analyse à l'ASN le 15 juin 2016. Le 16 juin 2016, l'ASN indiquait que « *les investigations se poursuivent et sont susceptibles de mettre en évidence de nouvelles irrégularités* » et que le processus de revue sera conduit à son terme « *afin d'apprécier l'ensemble des anomalies qui ont pu affecter les fabrications passées et en tirer les conséquences éventuelles sur la sûreté des installations* »⁽²⁾. Enfin, le 23 juin dernier, l'ASN a indiqué que « *les analyses menées par EDF depuis 2015 concluent que certains fonds primaires de générateurs de vapeur pourraient présenter une zone de concentration importante en carbone pouvant conduire à des propriétés mécaniques plus faibles qu'attendues* » et a demandé à l'exploitant « *de justifier la*

(1) Lettre adressée au président d'AREVA par le président de l'ASN et datée du 14 décembre 2015.

(2) Autorité de sûreté nucléaire (ASN), « Irrégularités détectées dans l'usine d'Areva de Creusot Forge : l'ASN fait un point d'étape », Note d'information, 16 juin 2016.

résistance mécanique de ces fonds primaires qui ont été fabriqués par Creusot Forge ». **Dans ce contexte, vos Rapporteurs s'interrogent sur les risques juridiques et financiers que ces anomalies peuvent induire pour AREVA NP.**

En raison du nombre important d'anomalies détectées sur le parc français, vos Rapporteurs seront attentif à ce qu'un retour d'expérience des anomalies sur la cuve de l'EPR de Flamanville et sur l'ensemble du parc nucléaire soit réalisé par l'ASN **dans les meilleurs délais**, et à ce que l'ensemble des conséquences sur la sûreté des installations soient identifiées. Ils estiment qu'il est nécessaire d'en tirer toutes les conséquences dans le pilotage des grands chantiers de la filière et pour la réalisation du « Grand carénage ».

Dans cette perspective, EDF a présenté le 3 septembre 2015 une nouvelle organisation pour le projet de l'EPR de Flamanville afin d'améliorer la maîtrise industrielle du chantier jusqu'à sa mise en service. Cette nouvelle organisation prévoit :

– la refonte complète de l'organisation du projet et des modes de travail autour d'une direction de projet resserrée et directement rattachée au directeur exécutif en charge des grands projets à EDF ;

– la mise en place d'instances associant EDF et ses partenaires pour piloter, coordonner et suivre le projet de manière rapprochée ;

– le renforcement des responsabilités sur le terrain et une présence de l'encadrement accrue dans la phase d'achèvement de la construction et de préparation des essais ;

– la mise en place de nouveaux cadres contractuels avec les principaux fournisseurs et sous-traitants ;

– le renforcement des échanges avec l'ASN en particulier dans le cadre de la nouvelle réglementation sur les équipements sous pression nucléaires.

L'année 2015 marque également la création d'une « Direction ingénierie et projets nouveau nucléaire » qui a pour vocation d'améliorer la performance des projets du nouveau nucléaire (principalement Flamanville 3 et Hinkley Point C), de préparer les réacteurs de demain (principalement l'EPR-NM) et d'organiser le rapprochement avec les équipes d'AREVA NP en vue d'une meilleure efficacité.

b. Assurer le rayonnement de la filière nucléaire française par la participation à des projets ambitieux et le renouvellement des produits

Si le renforcement du savoir-faire et des compétences est essentiel pour l'avenir du groupe EDF, c'est aussi parce que des opportunités commerciales se présentent. La réalisation de grands projets à l'international est structurante pour la mise en service de la troisième génération de réacteur et est pour la filière

française une nécessité compte tenu de l'intensité concurrentielle sur le marché international et du renouvellement à venir du parc nucléaire français.

Le marché de la construction neuve de réacteurs nucléaires de puissance est en croissance, malgré le coup d'arrêt temporaire dû à l'accident de Fukushima. Si la *World Nuclear Association* comptabilisait entre 1996 et 2005 seulement 32 nouvelles constructions de réacteurs dans le monde, elle en dénombrait 81 entre 2006 et 2015, soit 2,5 fois plus que sur la précédente décennie. **Elle estime également qu'il existe actuellement dans le monde 173 projets de construction approuvés, en partie ou totalement financés, dont la mise en opération du réacteur est programmée d'ici 2026** ⁽¹⁾. Sur la fourniture de ces réacteurs, la France, avec les EPR ou les ATMEA, détiendrait un peu plus de 10 % de part de marché, derrière la Russie et les acteurs américano-japonais qui représentent environ un tiers du marché chacun ⁽²⁾. Les concurrents internationaux du groupe proposent des offres souvent plus attractives sur le critère du transfert de technologie ou du financement. Le critère du transfert de technologie était essentiel pour les acteurs chinois dans l'évaluation des offres internationales compte tenu de leur ambition de développer leurs compétences de maîtrise d'œuvre tout en concevant leur propre modèle de réacteur Hualong CPR 1 000. Les conditions de financement sont une autre clé de la compétitivité et du choix de modèle d'affaires à l'export : les offres russes, chinoises ou même coréennes comportent des conditions financières plus compétitives que celles proposées par les industriels français.

Vos Rapporteurs estiment donc essentiel de restaurer la crédibilité de la filière nucléaire française en démontrant sa capacité à tenir ses engagements et à réaliser de grands projets d'ingénierie dans le nucléaire.

- *La réalisation d'Hinkley Point C (HPC)*

La réalisation du projet d'Hinkley Point C (HPC) est sans doute la dernière occasion pour EDF de restaurer la notoriété de l'industrie française nucléaire à l'international et gagner de nouvelles parts de marché sur un marché fortement concurrentiel. Le 21 octobre 2015, EDF Energy ⁽³⁾ et *China General Nuclear Power Corporation* (CGN) ont signé un accord stratégique d'investissement à caractère non engageant pour la construction et l'exploitation de la centrale nucléaire envisagée à HPC dans le Somerset, définissant les prochaines étapes pour une décision finale d'investissement. Les deux groupes ont également annoncé leur volonté de collaborer pour développer à moyen terme de nouvelles offres nucléaires sur les sites de Sizewell C et de Bradwell B, ainsi que

(1) *World Nuclear Association*, « *The Nuclear Fuel Report, Global Scenarios for Demand and Supply Availability 2015-2035* », septembre 2015.

(2) *Institut Montaigne*, « Les acteurs français ont perdu en compétitivité sur un marché de la construction neuve de plus en plus concurrentiel » dans *Nucléaire : l'heure des choix*, juin 2016, pp. 148-151.

(3) *L'activité du groupe EDF au Royaume-Uni est placée sous la responsabilité de la filiale EDF Energy en ce qui concerne la fourniture d'énergie et la production d'électricité. EDF Energy possède et exploite déjà huit centrales nucléaires d'une capacité totale de 8,9 GW au Royaume-Uni.*

de collaborer pour adapter et certifier au Royaume-Uni la technologie nucléaire chinoise CPR 1 000. Les deux réacteurs de 1,6 GW d'HPC couvriront près de 7 % des besoins en électricité du Royaume-Uni. Le processus de consultation du comité central d'entreprise (CCE) du groupe ayant échoué (ce dernier ayant indiqué ne pas être en mesure de rendre valablement un avis en raison d'un manque d'information de la direction), la décision finale d'investissement sur HPC devrait être prise prochainement après approbation préalable par le conseil d'administration d'EDF. Une décision finale d'investissement devrait en conséquence théoriquement intervenir au cours du mois de septembre 2016.

Dans l'attente de la décision, la phase de développement du projet HPC est bien avancée : la planification des travaux de construction et la conception du réacteur EPR ont été validées, et une licence d'exploitation du site nucléaire a été accordée. Des contrats avec plusieurs fournisseurs clés ont été finalisés et des travaux de pré-aménagement ont également été réalisés. Le groupe EDF a annoncé en mars 2015 que l'ensemble des travaux préparatoires aurait déjà coûté à EDF près de 2,4 milliards de livres et lui coûterait près de 55 millions de livres supplémentaires par mois.

Les aspects contractuels et industriels du projet ont été scrupuleusement examinés notamment par des experts indépendants. En effet, l'expérience des retards de mise en service et des dépassements de coûts sur les grands chantiers d'EPR en cours, ainsi que le renforcement de la contrainte financière pesant sur l'entreprise, invite à la prudence face à un investissement d'une telle ampleur. **Une revue de projet des risques conduite fin 2015 et a été consultée par vos Rapporteurs : elle établit de manière extrêmement précise les risques autour du projet ainsi qu'une série de recommandations pour y faire face.**

Tout d'abord, l'équilibre économique du contrat est réputé garanti par les termes du contrat pour différence (*Contract for Difference – CFD*) qui constitue un élément sécurisant pour EDF, lequel a déjà été négocié en 2013 puis approuvé par la Commission européenne en 2014. Néanmoins, l'Autriche et Greenpeace Energy associé à d'autres sociétés autrichiennes ou allemandes ont déposé en juillet 2015 un recours, non suspensif, contre la décision de la Commission européenne. Le gouvernement anglais ainsi que EDF Energy ont affirmé être confiant quant à l'issue du recours ⁽¹⁾.

Le contrat pour différence négocié avec le gouvernement britannique prévoit deux situations à compter de la mise en service de la centrale : si le prix de marché auquel le producteur vend l'électricité sur le marché est inférieur au prix défini dans le contrat, le producteur recevra un paiement complémentaire ; à l'inverse, si le prix de marché est supérieur au prix défini, le producteur reversera la différence. Le prix défini contractuellement pour HPC est fixé à 92,5 livres

(1) House of Commons, Oral evidence on UK New Nuclear, Energy and Climate Change Committee, 24 mai 2016.

2012 par MWh pendant 35 ans ⁽¹⁾, le tout étant indexé sur l'inflation. Le contrat précise toutefois que si des économies sont réalisées lors de la construction du projet HPC, elles seront partagées avec les consommateurs sous la forme d'une baisse du prix défini. Le prix garanti reflète les coûts de construction de la centrale, les coûts de fonctionnement ainsi qu'un juste retour sur investissement tenant compte des risques entrepris par le groupe et les autres investisseurs partenaires. L'importance de l'écart actuel entre le prix garanti et le prix observé sur le marché de l'électricité doit être relativisée : une véritable comparaison doit être effectuée avec le prix de l'électricité entre 2025 et 2060 par rapport à ce que seront, durant cette période, les prix d'une production alternative à faible émissions de gaz à effet de serre. En ce qui concerne une éventuelle garantie de volume appelé, vos Rapporteurs ont constaté qu'une série de dispositions permettent de sécuriser l'opération et de garantir un volume minimal sur la période. **L'accord permet ainsi à EDF Energy de bénéficier de prix de vente stables et prévisibles qui couvrent l'ensemble des coûts complets du projet ainsi qu'un taux de retour sur investissement adapté aux risques entrepris. Il protège également EDF contre d'éventuels changements législatifs et réglementaires.**

Le coût total de construction jusqu'à la mise en service d'HPC est estimé à une valeur nominale de 18 milliards de livres, coût qui inclut déjà une marge pour imprévus. L'éventuel marge de 15 %, soit 2,7 milliards de livres, ne correspond pas à un surcoût au projet actuel : il s'agit d'un accord de principe entre les actionnaires au projet afin de s'assurer que le financement sera toujours disponible en cas de scénarios extrêmes ⁽²⁾. La mise en service du réacteur, prévue initialement en 2025, dépendra de la date de la décision finale d'investissement : le planning opérationnel prévoit la mise en service du premier réacteur 115 mois après la décision finale d'investissement. La participation d'EDF dans HPC s'élèvera à 66,5 % et celle de CGN à 33,5 % : EDF devrait donc mobiliser environ 12 milliards de livres, financés sur fonds propres et consolidés par intégration globale dans son bilan. Le groupe a toutefois l'intention d'inviter à terme de nouveaux investisseurs dans le projet sans toutefois en perdre le contrôle. Le schéma de financement du projet a toutefois substantiellement évolué depuis le lancement de ce dernier, en raison de la sortie d'AREVA qui aurait pu financer 10 % du projet, le rachat d'AREVA NP par EDF, ainsi que les modifications récentes de la situation économique de l'entreprise. L'abandon de la déconsolidation financière du projet a également entraîné *de facto* l'annulation de la garantie de l'État anglais. Il reste toutefois la possibilité pour EDF de bénéficier de la garantie du gouvernement britannique sur les projets d'infrastructures, également validée par la commission européenne, pour un montant de 2 milliards de livres. Le coût de réalisation du projet ne représente toutefois que 15 % des investissements annuels du groupe, avec une mobilisation des capitaux plus forte à

(1) Le contrat prévoit une durée de prix garanti de 35 ans en cas de mise en service de 2025 à 2029. Au-delà de 2029, ce dernier est raccourci d'une année pour chaque année de retard. Au-delà de 2033, le contrat peut être annulé par le gouvernement britannique.

(2) House of Commons, Oral evidence on UK New Nuclear, Energy and Climate Change Committee, 24 mai 2016.

partir de 2019. **En dépit de contraintes financières pour l'exploitant, vos Rapporteurs estiment que compte tenu de la recapitalisation envisagée par l'État, des engagements de versement des dividendes sous forme d'actions pendant deux années supplémentaires, de l'importance du plan de cession envisagée incluant notamment RTE, et des efforts de compétitivité entrepris par l'entreprise, le risque financier peut aujourd'hui être porté par EDF de manière raisonnable. Vos Rapporteurs rappellent enfin qu'EDF ne s'interdit pas de faire appel à des partenaires extérieurs pour parfaire le financement après la mise en service de Flamanville 3.**

Le projet HPC est également un projet rentable pour le groupe avec un taux de rentabilité prévisionnel (TRI) proche de 9 % sur l'ensemble de la durée du projet ⁽¹⁾. La sensibilité de la rentabilité du projet en fonction des éventuels dépassements de coûts ou de délai a fait l'objet d'une analyse sérieuse qui ne remet pas en cause sa viabilité économique. La sensibilité du TRI est ainsi d'environ 20 points de base pour six mois de retard. Une telle situation aurait cependant un impact sur la structure financière et sur la crédibilité de l'entreprise à plus long terme.

Sans minimiser l'importance de l'investissement financier ni les risques industriels liés au projet, vos Rapporteurs ont également constaté que la courbe d'expérience des chantiers en cours sera bénéfique pour la réalisation d'HPC. Compte tenu du calendrier actuel de démarrage des réacteurs de Taishan, le chantier d'HPC pourra profiter de la courbe d'expérience de Taishan même en l'absence d'un report de la décision finale d'investissement d'HPC. Ils notent également qu'au fur et à mesure de l'avancement des EPR en cours, les équipes d'EDF et d'AREVA travailleront ensemble à travers la création d'une co-entreprise dédiée pour tirer les leçons des erreurs commises et profiter à l'avenir de solutions adaptées. L'intégration des équipes, y compris des principaux fournisseurs, a également été renforcée par la mise en place de centres de pilotage de l'ingénierie et de la construction. Vos Rapporteurs notent enfin que la fabrication du couvercle et du fond de la cuve devrait être confié à *Japan Steel Works (JSW)*.

Enfin, vos Rapporteurs ont rencontré les principaux représentants de salariés du conseil d'administration du groupe qui ont fait part de leur demande de reporter de deux ou trois années le projet d'HPC pour d'une part, prendre en compte le retour d'expérience des réacteurs en construction tels que Taishan ou Flamanville, et d'autre part, substituer le projet actuel à celui de l'EPR nouveau-modèle en cours d'élaboration par EDF et AREVA. Si le report de plusieurs années peut sembler la solution la plus confortable sur le plan technique et financier, elle induit le risque d'une perte du contrat au profit des principaux concurrents d'EDF sans pour autant garantir un meilleur retour d'expérience des

(1) Audition de M. Jean-Bernard Lévy, président-directeur général du groupe Électricité de France (EDF), Commission des Affaires économiques, compte rendu n° 68, 5 avril 2016.

<http://www.assemblee-nationale.fr/14/pdf/cr-eco/15-16/c1516068.pdf>

chantiers en cours : le Royaume-Uni peut difficilement attendre plusieurs années sans remettre en cause l'orientation actuelle de sa politique énergétique, en raison de l'arrivée à maturité du parc thermique à l'horizon 2025 (30 % de la production d'électricité) et du parc nucléaire à l'horizon 2030 (16 % de la production d'électricité), ainsi que de ses engagements en faveur de la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) à la suite de la COP 21. Le développement drastique de l'éolien en mer ou des interconnexions sous-marines à haute-tension ne seront pas suffisants pour permettre au Royaume-Uni de faire face à ses engagements. À titre d'illustration, sur les huit réacteurs en fonctionnement au Royaume-Uni et exploités par EDF, sept réacteurs auront atteint leur date prévue de fermeture en 2030, ce qui équivaut à près de 16 % de la production d'électricité du pays. **Le gouvernement britannique a ainsi clairement exprimé le souhait que la décision finale d'investissement soit prise le plus rapidement possible, sans pour autant fixer une date limite de prise de décision à EDF** ⁽¹⁾.

PARC NUCLÉAIRE INSTALLÉ PAR EDF ENERGY AU ROYAUME-UNI

	Début de production	Durée d'exploitation déclarée	Date prévue de fermeture	Capacité (1)
Hinkley Point B	1976	47 ans	2023	955 MWe
Hunterston B	1976	47 ans	2023	965 MWe
Dungeness B	1983	45 ans	2028	1 050 MWe
Heysham 1	1983	41 ans	2024	1 155 MWe
Hartlepool	1983	41 ans	2024	1 180 MWe
Torness	1988	42 ans	2030	1 185 MWe
Heysham 2	1988	42 ans	2030	1 230 MWe
Sizewell B	1995	40 ans	2035	1 198 MWe

(1) Les capacités sont nettes de toute puissance consommée pour le propre usage des centrales, y compris l'électricité importée du réseau. Les capacités sont soumises à un examen à la fin de chaque année. Les capacités indiquées reflètent les prévisions de production d'énergie de référence des unités à partir du 1^{er} janvier 2015.

Sources : Électricité de France, Document de référence, Rapport financier annuel 2015.

De même, la technologie de l'EPR-NM se sera pas être mature avant 2028 au minimum voire 2030, et vos Rapporteurs estiment qu'il n'est donc pas concevable d'attendre ce nouveau modèle pour la réalisation d'HPC. Une telle décision reviendrait à mettre un terme définitif au projet d'HPC et à la crédibilité de l'entreprise à l'international. Des simplifications dans l'ergonomie du projet actuel pourront toutefois intervenir en cours de réalisation, permettant des économies de matériaux et une simplification de l'ergonomie globale, dans le respect de la réglementation anglaise, sans affecter ni la sûreté ni l'économie globale du projet. Par ailleurs, une « task force », regroupant les équipes d'ingénierie d'AREVA et d'EDF, a été mis en place pour faciliter et coordonner le retour d'expérience des trois projets d'EPR actuellement en construction.

(1) House of Commons, Oral evidence on UK New Nuclear, Energy and Climate Change Committee, 24 mai 2016.

Aussi, pour l'ensemble de ces raisons, vos Rapporteurs sont confiants quant à la réalisation de cet investissement majeur qui conditionne l'avenir du « Groupe EDF-AREVA NP » et, sans doute, de la filière nucléaire française. Vos Rapporteurs s'interrogent toutefois sur les conséquences de la sortie de l'Union européenne du Royaume-Uni. Ils notent toutefois qu'EDF considère que « *ce vote ne modifie pas les éléments fondamentaux du projet ni la volonté des acteurs de s'y engager* », opinion qui semble partagé par le ministre de l'énergie britannique ⁽¹⁾.

- *Le développement de nouveaux produits*

La compétitivité de la filière nucléaire de demain réside également dans les efforts de recherche et de développement afin de développer de nouveaux produits répondant à la demande internationale, tel qu'un réacteur de nouvelle génération de type EPR plus compétitif en réduisant les coûts et les délais de réalisation.

En 2015, EDF et AREVA ont lancé en commun le projet EPR nouveau modèle (EPR-NM) qui vise à réaliser un nouveau réacteur nucléaire de troisième génération. Il répondra aux exigences de sûreté des réacteurs de troisième génération tout en étant plus compétitif par rapport aux projets actuels. Il a vocation à contribuer au renouvellement du parc nucléaire actuellement en exploitation en France et à enrichir l'offre de la filière nucléaire française à l'export à l'horizon 2030.

La filière française ne doit pas pour autant négliger d'innover dans des réacteurs de puissance intermédiaires ou encore des produits de rupture comme les *Small Modular Reactors* (SMR). Le rapport publié par l'Institut Montaigne en juin 2016 fait état de la nécessité de développer une offre de réacteur de moyenne puissance notamment dans les pays où le réseau électricité ne permet pas d'accueillir des réacteurs de trop grande puissance ⁽²⁾. C'est le cas du réacteur ATMEA de 1 100 MW, développé par le consortium Engie, AREVA NP, MHI et Itochu. Ainsi, l'annonce d'une collaboration entre EDF et MHI dans le projet de construction de quatre réacteurs ATMEA de moyenne puissance au sein d'une nouvelle centrale en Turquie, qui sera exploitée par le groupe Engie, est positif. Le projet est évalué à 15 milliards d'euros pour une mise en service progressive en 2023. L'assistance à la maîtrise d'ouvrage d'EDF, qui n'était jusqu'ici pas partie prenante au projet, portera principalement sur la préparation des opérations et la sûreté. À l'inverse, le *Small Modular Reactor* (SMR) serait davantage un modèle de rupture : il s'agit d'un réacteur de très petite puissance avec un coût et un délai de construction significativement réduits, et une sûreté accrue compte tenu de la plus faible puissance du réacteur. Selon l'institut, près de

(1) Reuters France, « Le Brexit n'affecte pas le projet Hinkley Point, assure Londres. », 29 juin 2016.

(2) Institut Montaigne, « De nouvelles orientations en matière de R&D doivent être données visant à améliorer la compétitivité de la filière » dans *Nucléaire : l'heure des choix*, juin 2016, pp. 159-162.

http://www.institutmontaigne.org/res/files/publications/rapport_nucleaire_heure_des_choix.pdf

45 modèles de SMR seraient en cours de développement dans le monde et un véritable foisonnement de projets serait en train de voir le jour aux États-Unis. La filière nucléaire française ne doit pas passer à côté d'un secteur susceptible d'être particulièrement porteur dans les prochaines années.

c. Poursuivre les efforts d'investissements du groupe vers les nouvelles énergies renouvelables et les services énergétiques

Le groupe EDF doit également poursuivre ses efforts pour accompagner la transition énergétique en développant des infrastructures générant de l'électricité d'origine renouvelable, hors hydraulique. Au sein du groupe EDF, l'engagement en matière d'énergies renouvelables est porté principalement par la filiale EDF Énergies Nouvelles (EDF-EN) qui réalise des investissements en faveur des nouvelles énergies renouvelables à travers une stratégie de développement très active à l'international. En 2015, un pôle Énergies Renouvelables a été créé pour piloter et valoriser les activités du groupe EDF dans l'éolien, le solaire ou encore les énergies marines du groupe, y compris ceux portés par les filiales étrangères.

Une telle organisation doit également permettre à EDF d'atteindre son objectif de doubler son parc de production d'énergie renouvelable d'ici 2030, en le faisant passer de 28 GW à 50 GW.

La société EDF-EN est particulièrement centrée sur l'éolien et le solaire photovoltaïque, qui représentent environ 97 % de ses capacités installées, notamment dans ses principales zones d'implantation que sont l'Amérique du Nord et l'Europe de l'Ouest et du Sud. Depuis 2012, EDF-EN a pris position dans de nouveaux pays à fort potentiel pour le développement des énergies renouvelables, tels que l'Afrique du Sud, la Pologne et le Maroc dans l'éolien, et Israël et l'Inde dans le solaire photovoltaïque. Ce développement s'est poursuivi en 2015 avec de nouvelles implantations au Chili et au Brésil. En 2015, la société réalisait un chiffre d'affaires de 1,1 milliard d'euros (75 milliards pour le groupe) pour un résultat net part du groupe de 211 millions d'euros (1 187 millions pour le groupe) et un EBITDA de 824 millions d'euros (17 601 millions pour le groupe). **Sans minimiser les efforts entrepris par le groupe pour participer à l'effort national de transition énergétique, EDF-EN ne représente finalement qu'une faible part des activités du groupe, bien qu'en forte croissance au cours des dernières années.**

Une telle situation s'explique en partie par le type d'activité mené par la filiale. EDF-EN mène principalement des activités de développement de projet, en exerçant une activité de développement-vente d'actifs structurés (DVAS) qui consiste principalement à construire des projets destinés à être cédés, en tout ou partie, à plus ou moins court terme, à des tiers intéressés par ces actifs d'infrastructure. Ceci explique que la capacité installée dont dispose EDF en matière de production d'énergies renouvelables n'est pas représentatif des investissements réalisés par l'entreprise dans ce secteur. Au 31 décembre 2015, EDF-EN disposait dans le monde d'une capacité installée brute de 9,1 GW, d'une capacité installée nette de 6,1 GW et de 1,4 GW bruts en cours de construction.

L'éolien terrestre représente sur ce total près de 87 % de la capacité installée nette d'EDF-EN contre seulement 10 % pour le solaire.

**CAPACITÉS INSTALLÉES PAR EDF ÉNERGIES RENOUVELABLES
PAR FILIÈRE**

(en mégawatts)

	Au 31/12/2015		Au 31/12/2014	
	Capacité brute	Capacité nette	Capacité brute	Capacité nette
Éolien	7 912,3	5 348,8	6 553,8	4 388
Solaire	917,7	572,4	727,1	515,8
Hydraulique	77,2	74,4	77,2	74,4
Biogaz	51	51	78	73,2
Biomasse	85,2	64,9	80,8	60,5
Autres	20	20	0	0
TOTAL	9 063,4	6 131,5	7 516,9	5 111,9

La capacité brute est la capacité totale des parcs dans lesquels EDF EN est actionnaire ; la capacité nette est la capacité correspondant à la part du capital détenue par EDF EN.

Sources : Électricité de France, Document de référence, Rapport financier annuel 2015.

En juin 2016, le groupe EDF – via sa filiale EDF-EN – a décidé de prendre le virage de l'autoconsommation afin de permettre à chacun de consommer et de produire son électricité d'origine renouvelable. Ainsi, EDF-EN a lancé une offre résidentielle innovante en autoconsommation, dénommée « *Mon Soleil & Moi* » qui permet au client de consommer l'énergie générée par ses propres panneaux solaires et d'avoir la possibilité d'en stocker une partie pour la consommer au moment où il en a besoin. Le développement de cette offre doit contribuer au développement des énergies décarbonnées autour d'une production décentralisée et individualisée.

Enfin, EDF intervient également de manière croissante dans les services énergétiques, disposant d'une gamme complète de services à travers sa filiale Dalkia pour réduire les consommations d'énergie et améliorer la performance environnementale et économique des installations. Ainsi Dalkia aurait permis par son activité d'éviter l'émission de 2,5 millions de tonnes de CO₂ et aurait réalisé 3,9 TWh d'économies d'énergies en 2015 ⁽¹⁾.

(1) Électricité de France, Document de référence, Rapport financier annuel 2015, p. 70.

ANNEXE 1 – LISTE DES PERSONNES AUDITIONNÉES

PROJET

ANNEXE 2 - XXX

PROJET