

Analyse des coûts de production et de commercialisation d'EDF dans le cadre des tarifs réglementés de vente d'électricité

Juin 2013

Synthèse

• Cadre juridique et objectifs

L'article L. 337-5 du code de l'énergie dispose que les tarifs réglementés de vente d'électricité sont définis « *en fonction de catégories fondées sur les caractéristiques intrinsèques des fournitures, en fonction des coûts liés à ces fournitures* ». L'article L. 337-4 dispose que pendant une période transitoire s'achevant le 7 décembre 2015, ces tarifs sont arrêtés par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie, après avis de la CRE.

Pour formuler ses avis sur les évolutions tarifaires décidées par les ministres, habituellement en juillet ou en août, la CRE procède chaque année à l'examen des coûts de production et des coûts commerciaux de l'entreprise EDF. En application de l'article L. 135-1 du code de l'énergie, elle a accès à la comptabilité des entreprises exerçant une activité dans le secteur de l'énergie, ainsi qu'aux informations économiques, sociales et financières nécessaires à l'exercice de sa mission de contrôle.

Dans le cadre de son premier rapport sur le fonctionnement des marchés de détail, la CRE avait indiqué qu'elle procéderait, en 2013, à une analyse complémentaire des coûts commerciaux d'EDF. Elle a souhaité étendre cette étude à l'ensemble des coûts de fourniture d'EDF sur un horizon pluriannuel rétrospectif des six dernières années (2007-2012) et l'horizon prospectif des trois suivantes (2013-2015), dans un objectif de transparence accrue et afin d'éclairer en amont les choix du gouvernement sur les trajectoires d'évolution tarifaire à envisager. Cette étude répond par ailleurs au souhait exprimé par la ministre de l'écologie, de l'énergie et du développement durable dans sa lettre du 27 février 2013 au Président de la CRE.

Cette étude n'est pas un audit comptable des coûts de l'entreprise EDF, mais un exercice d'analyse, de pédagogie et de transparence. Elle ne comporte pas de recommandations sur l'évolution des coûts de production et commerciaux d'EDF : il entre en effet dans les compétences de la CRE d'estimer et de constater les coûts de fourniture des clients au tarif réglementé, mais non de les réguler.

A l'issue de cette première étude, qui établit un état des lieux des coûts de production et de

commercialisation d'EDF, la CRE procédera, en 2014 et 2015, à des travaux d'approfondissement et d'analyse complémentaires, sur certains déterminants et postes de coûts, en lien avec les missions qui lui sont conférées par le code de l'énergie dans le processus de fixation du prix de l'ARENH.

• Méthodologie de l'analyse tarifaire

Dans le cadre de ses analyses tarifaires, la CRE est conduite à vérifier, en application des dispositions de l'article L.337-5 du code de l'énergie, la couverture des coûts par les tarifs réglementés de vente d'électricité payés par les clients finals n'ayant pas exercé leur éligibilité aux offres de marché. Pour ce faire, elle évalue dans un premier temps le coût comptable de fourniture de l'entreprise EDF, composé (i) des charges de capital liées à l'activité de fourniture d'électricité, (ii) des charges fixes et variables d'exploitation et (iii) des coûts commerciaux. Dans un second temps, elle procède à la répartition de ce coût entre les clients en offre de marché et les clients aux tarifs réglementés puis, au sein de ces derniers, entre chaque couleur tarifaire.

Pour le calcul des charges de capital liées à l'activité de fourniture d'électricité, la CRE s'appuie sur la valeur comptable du capital engagé par l'entreprise, rémunérée à son coût moyen pondéré du capital, et sur les amortissements comptables des investissements réalisés¹.

Le coût comptable ainsi évalué par la CRE fait apparaître progressivement au fil des années l'effet des investissements réalisés par l'entreprise au rythme de leur amortissement, et non au rythme des dépenses effectivement réalisées. Il donne ainsi une représentation comptable du remboursement du capital investi dans l'outil de production et du montant résiduel des capitaux engagés. En revanche, il ne permet pas d'appréhender la question du financement des activités de l'entreprise, qui doit être examinée sous l'angle de la trajectoire d'endettement de l'entreprise. La question de l'endettement n'est pas l'objet du

¹ La pertinence de cette méthode suppose qu'elle soit appliquée sur la totalité de la durée de vie des ouvrages.

présent rapport et sera examinée dans le cadre de travaux spécifiques complémentaires de la CRE au cours des prochains mois.

• Evolution des coûts de production

EDF supporte des coûts comptables de production constitués pour environ 75 % de coûts fixes, notamment en raison de la nature industrielle de l'entreprise, qui détient un parc de production d'électricité très important, pour la majeure partie constitué de centrales nucléaires dont la construction, l'exploitation et le démantèlement constituent des activités à très forte intensité capitalistique.

En 2012, les coûts fixes demeurent pour les deux-tiers constitués de coûts fixes d'exploitation, qui correspondent notamment à la masse salariale de l'entreprise et à des achats de prestations de maintenance. L'augmentation des charges fixes d'exploitation au cours des cinq dernières années, d'environ 5,1 % par an, traduit la densification des opérations de maintenance, qui entraîne un accroissement d'activité pour EDF et pour ses prestataires, et la nécessité du renouvellement des compétences pour préparer les départs en retraite importants des années à venir.

Le poids des investissements au sein des coûts fixes – reflété par les charges de capital – s'accroît considérablement depuis quelques années.

En effet, les flux de trésorerie liés aux investissements ont augmenté de près de 16 % par an. Ces investissements se concentrent principalement sur le parc nucléaire historique, construit dans les années 1970-2000, et ont pour objet :

- dans le cadre des visites décennales, d'assurer la conformité des équipements des centrales et le déploiement d'un référentiel de sûreté toujours plus exigeant ;
- de remplacer les gros composants qui arrivent en fin de vie technique tels que les générateurs de vapeur, les alternateurs ou les transformateurs ;
- à partir de 2012, de mettre en œuvre les prescriptions émises par l'Autorité de sûreté nucléaire à la suite de l'accident nucléaire japonais de Fukushima.

Cet effort financier concerne également le développement du nouveau nucléaire à Flamanville (EPR Flamanville 3), le parc hydraulique et le parc thermique à flamme. L'entreprise EDF fait ainsi face à des besoins de financement considérables pour affronter cette trajectoire d'investissements.

Les charges de capital associées à ces investissements comprennent les dotations aux amortissements et la rémunération de la valeur nette comptable des actifs au coût moyen pondéré du capital d'EDF. L'impact comptable des dépenses d'investissement ne s'observe ainsi que sur le long terme. En particulier, l'EPR de Flamanville, qui n'est pas encore en service, n'entre pas dans le coût comptable de production actuel. Ces charges comptables de capital ont augmenté de 2,9 %/an sur la période 2007-2012 tandis que les flux de trésorerie liés aux investissements s'accroissaient de 16 % par an.

Les charges variables représentent quant à elles un quart environ des coûts de l'entreprise. Elles ont crû à un rythme de 5,1 % par an en moyenne au cours des cinq dernières années. Ces charges variables correspondent essentiellement aux coûts de combustibles et aux achats d'énergies renouvelables sous obligation d'achat, valorisés aux prix du marché de gros de l'électricité - la couverture de leur surcoût (l'écart entre tarif d'achat et prix de marché) devant être par ailleurs financée par la contribution aux charges de service public de l'électricité (CSPE) acquittée par les consommateurs finals d'électricité. Ces charges variables dépendent des volumes de production annuels des différentes filières constituant le mix énergétique du parc d'EDF.

Si le parc nucléaire et le parc hydraulique produisent en première approximation au maximum de leurs possibilités, et si les volumes de production des énergies renouvelables ne sont pas modulables et dépendent notamment des conditions atmosphériques, la production du parc thermique à flamme et les achats-ventes complémentaires d'énergie sur le marché de gros constituent les variables d'ajustement, permettant d'optimiser la gestion de l'offre répondant à une demande d'électricité par ailleurs fortement dépendante des conditions climatiques.

- **Répartition des coûts de production entre les tarifs et les offres de marché, et entre les segments de clientèle**

La décomposition du coût comptable de production d'EDF en France entre les tarifs réglementés et les offres de marché, et entre les différents segments de clients fournis aux tarifs réglementés de vente d'électricité repose sur l'utilisation de clefs de répartition des coûts, l'électricité n'étant pas traçable d'un site de production à un client final.

La méthodologie de construction de telles clefs de répartition repose sur l'affectation des coûts à un ensemble de clients de façon à refléter les coûts occasionnés pour le système électrique par la forme de leur consommation. Ainsi, à titre d'exemple, une consommation uniforme sur l'année ne coûte pas le même prix qu'une consommation concentrée sur les heures d'hiver, heures de pointe de consommation. La construction des clefs de répartition s'appuie ainsi sur la valorisation relative des courbes de charge les unes par rapport aux autres, qui nécessite de déterminer une valeur différente du coût de l'électricité à chaque heure de l'année. Le calcul est ainsi très sensible à la manière de valoriser les heures de l'année les unes par rapport aux autres.

Cette valorisation est aujourd'hui réalisée en se fondant sur une approche économique théorique dite du « parc adapté », outil conceptuel utilisé depuis des décennies pour construire les tarifs réglementés de vente. Il correspond au parc théorique qu'il faudrait construire pour satisfaire la demande d'électricité à long terme à moindre coût. Utilisé pour le calcul des clefs de répartition, il permet, en utilisant une approche cohérente avec celle présidant à la construction de la structure des tarifs réglementés de vente d'électricité, d'affecter les coûts de production aux différents segments de clientèle en répercutant bien à chacun le coût total qu'il occasionne pour le système électrique.

La CRE a examiné la possibilité d'une autre approche, qui se fonderait, en lieu et place du parc adapté, sur les prix du marché de gros de l'électricité. Cette approche, qui a l'avantage de se fonder sur un parc réel de production placé dans un marché de l'électricité européen interconnecté et non sur un parc théorique, présente toutefois l'inconvénient de ne pas intégrer complètement le coût de la puissance appelée par chaque segment de clientèle, en

l'absence du marché de capacité. Ce marché, dont le code de l'énergie prévoit la mise en place à horizon 2016, a vocation à compléter le signal de prix donné aujourd'hui par le seul marché de l'énergie. En conséquence, la CRE examinera la pertinence d'un changement de clefs de répartition à cet horizon de temps. Cette échéance correspond en outre à celle de la mise en place, en application de l'article L. 337-6 du code de l'énergie, d'une nouvelle méthodologie de construction des tarifs réglementés de vente, au plus tard fin 2015, par empilement du prix de l'ARENH, du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation, ainsi que d'une rémunération normale.

- **Evolution et répartition des coûts commerciaux**

Les coûts commerciaux supportés par l'entreprise EDF ont fortement augmenté entre 2008 et 2010. Dans les analyses menées à l'appui de ses avis sur les tarifs réglementés de vente, la CRE avait retenu, depuis 2009, une évolution de ces coûts au rythme de l'inflation par rapport à leur niveau de 2008. En effet, ces coûts commerciaux, ainsi que leur répartition par segment de clientèle, étaient insuffisamment justifiés par EDF.

Dans le cadre de la présente étude, la CRE a pu procéder à une analyse exhaustive des coûts commerciaux et établir leur niveau effectif. Elle a ainsi pu mettre en évidence les principaux facteurs de la hausse de 30 %, observée au cours de la période 2008-2012. Il s'agit :

- des évolutions des coûts de personnel (pour un cinquième de la hausse). Les effectifs de la branche commerce de l'entreprise étant globalement stables sur la période, cette hausse s'explique par l'ancienneté croissante du personnel, les évolutions de la politique de rémunération et, de nouvelles interfaces étant nécessaires à la suite de la séparation des activités de distribution d'ERDF en 2008, le recours accru à la sous-traitance pour une partie des services clientèle ;
- du transfert des données relatives aux clients vers les nouveaux systèmes d'information de la branche commerce, qui est également la conséquence de la séparation des activités de gestion

- des réseaux (pour 15% supplémentaires de la hausse) ;
- du déploiement des certificats d'économie d'énergie (pour un tiers de la hausse). Les certificats d'économie d'énergie (CEE) ont été créés en 2005 et constituent un des outils de la maîtrise de la demande d'énergie. La première période du dispositif des CEE, courant du second semestre 2006 au premier semestre 2009, se caractérise par la mise en place du dispositif et de premiers objectifs. Le déploiement de la gestion du dispositif a entraîné des dépenses de gestion, tant en termes de ressources humaines qu'en termes de systèmes d'information. En 2009 et en 2010, les coûts liés aux CEE croissent d'environ 40 % par an. L'entrée en vigueur de la seconde période du dispositif est venue augmenter l'impact des CEE dans les coûts commerciaux d'EDF.

Les coûts commerciaux sont ensuite répartis entre les différents segments de clientèle en fonction de clefs d'affectation qui ont fait l'objet d'un audit externe en 2011 justifiant le bien-fondé des choix opérés par l'entreprise. Les coûts directement imputables s'appliquent aux clients qui sont à l'origine de ces coûts, tandis

que les coûts partagés sont affectés selon des clefs de répartition.

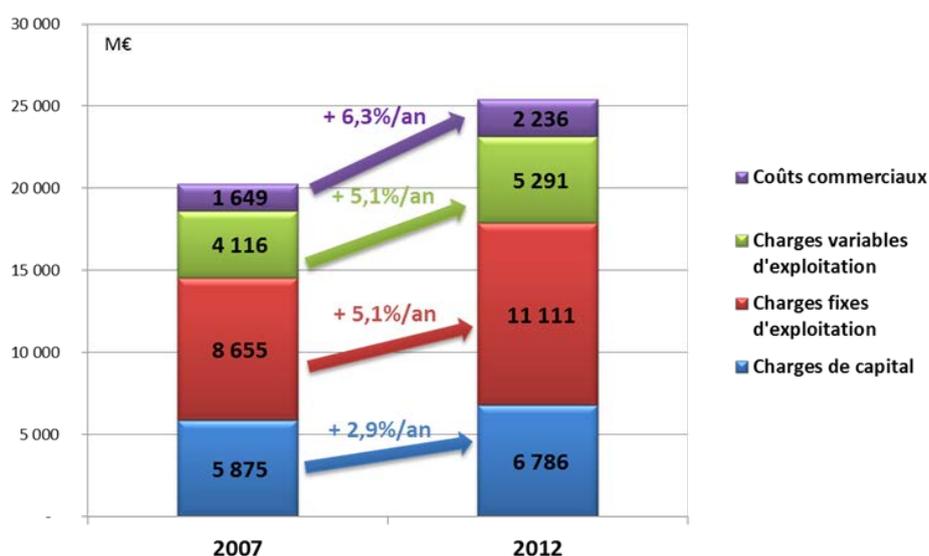
Sur l'ensemble des coûts commerciaux, la CRE a retenu pour 2014 et 2015 une hypothèse normative d'évolution des coûts à couvrir égale à l'inflation, cohérente avec l'hypothèse d'un environnement réglementaire stable. Cette hypothèse devrait être revue dans le cas contraire et notamment s'agissant du dispositif CEE.

• Synthèse de l'évolution des coûts comptables sur 2007-2012

Le coût comptable de production d'EDF, regroupant les charges de capital (+2,9%/an), les charges fixes d'exploitation (+5,1%/an) et les charges variables d'exploitation (+5,1%/an), a augmenté au cours des cinq dernières années de 4,5 % par an. Cette tendance haussière est appelée à perdurer à l'horizon 2015, selon les prévisions transmises par EDF à la CRE.

Les coûts commerciaux ont évolué de 6,3%/an sur cette même période. La CRE retient une hausse à l'inflation dans ses estimations à l'horizon 2015.

Figure 1 : Evolution des coûts comptables de production et de commercialisation sur la période 2007-2012



- **Analyse tarifaire**

Cadre juridique

Le niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité doit être apprécié à l'aune du principe de couverture des coûts précédemment rappelé. Les tarifs réglementés doivent donc *a minima* couvrir le coût comptable de fourniture de l'opérateur historique EDF.

Dans sa décision du 24 avril 2013 relative à l'arrêté du 28 juin 2011 qui fixait les tarifs réglementés de vente d'électricité à compter du 1^{er} juillet 2011, le Conseil d'État a considéré qu'il incombait « aux *ministres chargés de l'énergie et de l'économie [...] de répercuter dans les tarifs qu'ils fixent, de façon périodique, les variations, à la hausse ou à la baisse, des coûts moyens complets de l'électricité distribuée par Electricité de France et les entreprises locales de distribution* » et qu'il appartenait aux ministres compétents, à la date à laquelle ils prennent leur décision, pour satisfaire à ces obligations, et pour chaque tarif, « *premièrement, de permettre au moins la couverture des coûts moyens complets des opérateurs afférents à la fourniture de l'électricité à ce tarif, tels qu'ils peuvent être évalués à cette date, deuxièmement, de prendre en compte une estimation de l'évolution de ces coûts sur la période tarifaire à venir, en fonction des éléments dont ils disposent à cette même date, et troisièmement, d'ajuster le tarif s'ils constatent qu'un écart significatif s'est produit entre tarif et coûts, du fait d'une surévaluation ou d'une sous-évaluation du tarif, au moins au cours de la période tarifaire écoulée* ».

En application du code de l'énergie, les tarifs réglementés de vente doivent, en outre, progressivement, et au plus tard fin 2015, converger vers une construction par empilement du prix de l'ARENH, du coût du complément à la fourniture d'électricité, qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation, ainsi que d'une

rémunération normale. Cette construction correspond à la façon dont un fournisseur alternatif d'électricité peut construire ses offres de marché, compte-tenu des sources d'approvisionnement dont il dispose. Comme l'a relevé le Conseil d'État dans la décision précitée, les tarifs réglementés de vente doivent ainsi converger progressivement vers une situation où ils seront, par construction, contestables, c'est-à-dire qu'ils pourront être concurrencés par les fournisseurs alternatifs.

A l'issue de son examen des coûts de production et des coûts commerciaux d'EDF sur la période passée, l'année en cours et les années à venir, la CRE a examiné leurs conséquences sur les évolutions tarifaires à envisager pour assurer la couverture des coûts comptables d'EDF.

Dans un premier temps, la CRE a examiné la couverture par les tarifs fixés par l'arrêté du 20 juillet 2012 des coûts supportés par EDF en 2012 sur le segment des clients aux tarifs réglementés de vente. Dans un deuxième temps, elle a estimé l'évolution des tarifs qu'il faudrait envisager sur chacune des années 2013 à 2015 afin de couvrir les coûts d'EDF tels qu'ils peuvent être estimés à ce jour par la CRE sur la base des données fournies par EDF.

Analyse de la couverture des coûts 2012

Sur 2012, la CRE a constaté que les tarifs fixés à l'été 2012, qui résultaient d'une augmentation de 2% des tarifs précédemment en vigueur et sur lesquels elle avait émis un avis défavorable s'agissant des tarifs bleu et jaune, ne couvraient pas les coûts réellement supportés par EDF en 2012, contrairement aux exigences de la loi.

L'écart entre les coûts constatés en 2012 et les tarifs fixés à l'été 2012 appliqués sur les volumes de vente 2012 s'élève à 1,47 Md€.

Le tableau suivant présente cet écart, rapporté aux tarifs en vigueur.

Tableau 1 : Ecart entre les recettes issues des tarifs en vigueur depuis l'été 2012, appliqués aux volumes 2012, et les coûts constatés 2012, rapporté aux tarifs

Bleu	Jaune	Vert
7,4 %	3,8 %	1,3 %

Conformément à la jurisprudence du Conseil d'Etat, l'écart entre les recettes issues des tarifs en vigueur sur la période mi 2012 - mi 2013 et les coûts constatés sur cette même période doit être rattrapé par un ajustement des tarifs. A défaut de pouvoir évaluer à ce jour les coûts et les recettes constatés sur cette période, cet écart est considéré, en première approximation, comme étant égal à celui évalué ci-dessus sur l'année 2012.

Dans l'hypothèse où ce rattrapage serait effectué intégralement sur une période d'un an à compter du mouvement tarifaire de 2013, il entraînerait, par rapport aux augmentations présentées au paragraphe suivant, une augmentation supplémentaire des tarifs sur cette période d'un an de 7,6%² pour les tarifs bleus, 3,8% pour les tarifs jaunes et 1,3% pour les tarifs verts.

Estimation de l'évolution des tarifs en 2013

Pour 2013, la CRE a estimé les coûts de fourniture sur la base, d'une part, des coûts de production prévisionnels d'EDF pour l'année 2013 et ajustés par la CRE en fonction de l'évolution annuelle moyenne observée sur la période 2007-2012, d'autre part, des coûts commerciaux prévisionnels d'EDF pour 2013. Deux cas de figure sont envisagés : sans ou avec prise en compte de l'hypothèse d'un allongement comptable de 10 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires en 2013.

L'évolution des tarifs en vigueur à envisager à l'été 2013 pour couvrir les coûts 2013 estimés par la CRE est donnée dans le tableau ci-dessous.

Tableau 2 : Hausse des tarifs réglementés de vente en vigueur à envisager à l'été 2013 pour couvrir les coûts prévisionnels 2013 d'EDF estimés par la CRE

	Bleu	Jaune	Vert
Hausse en 2013 sans allongement	9,6 %	5,8 %	3,8 %
Hausse en 2013 avec allongement	6,8 %	2,7 %	0,0 %

Tableau 3 : Détail des éléments de la hausse du tarif réglementé de vente Bleu en vigueur à envisager à l'été 2013 pour couvrir les coûts prévisionnels 2013 d'EDF estimés par la CRE

Bleu	Sans allongement	Avec allongement
Impact tarif d'acheminement	-0,2%	-0,2%
Impact de la mise à niveau des coûts commerciaux	+3,5%	+3,5%
Impact de la mise à niveau des coûts de production	+6,3%	+3,6%
Hausse à envisager	9,6%	6,8%

² La différence entre la hausse temporaire supplémentaire des tarifs bleus (7,6%) et l'écart mentionné au tableau 1 (7,4%) résulte de ce que la première s'applique à une assiette de volume 2013 et le second à une assiette de volume 2012, plus élevée.

Tendances d'évolution des tarifs en 2014 et en 2015

La CRE a enfin estimé les évolutions des tarifs réglementés de vente d'électricité nécessaires

en 2014 et en 2015, vues d'aujourd'hui, pour couvrir les coûts qu'elle a retenus pour ces deux années sur la base d'une hypothèse d'évolution normative.

Tableau 4 : Hausse prévisionnelle des tarifs réglementés de vente en 2014 et 2015 pour couvrir les coûts estimés sur chacune des années

	Bleu	Jaune	Vert
2014	3,2%	3,4%	3,7%
2015	3,2%	3,4%	3,7%

Synthèse de l'analyse de couverture des coûts par les tarifs bleus

Figure 2 : Synthèse de l'analyse de la couverture des coûts par les tarifs réglementés de vente bleus (sans allongement de la durée d'amortissement de 10 ans)

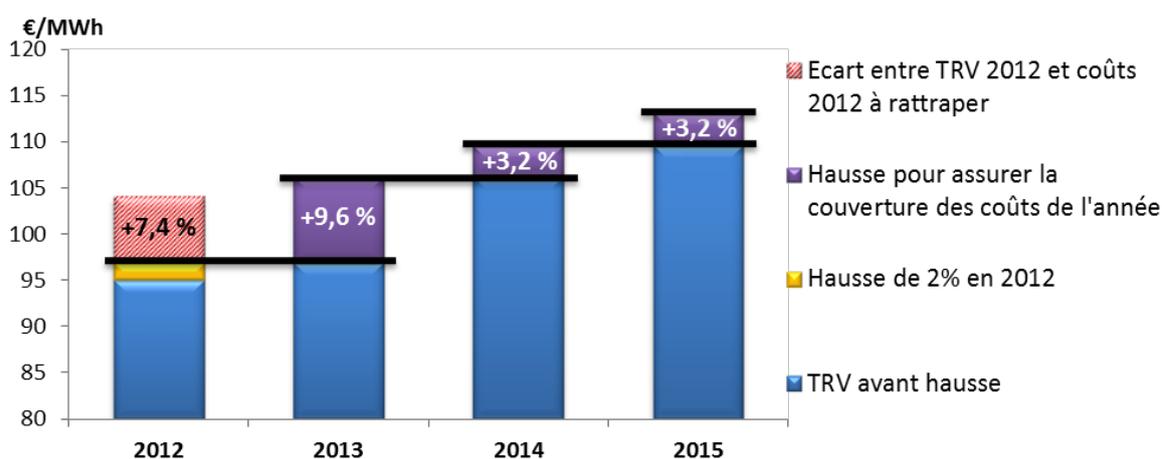
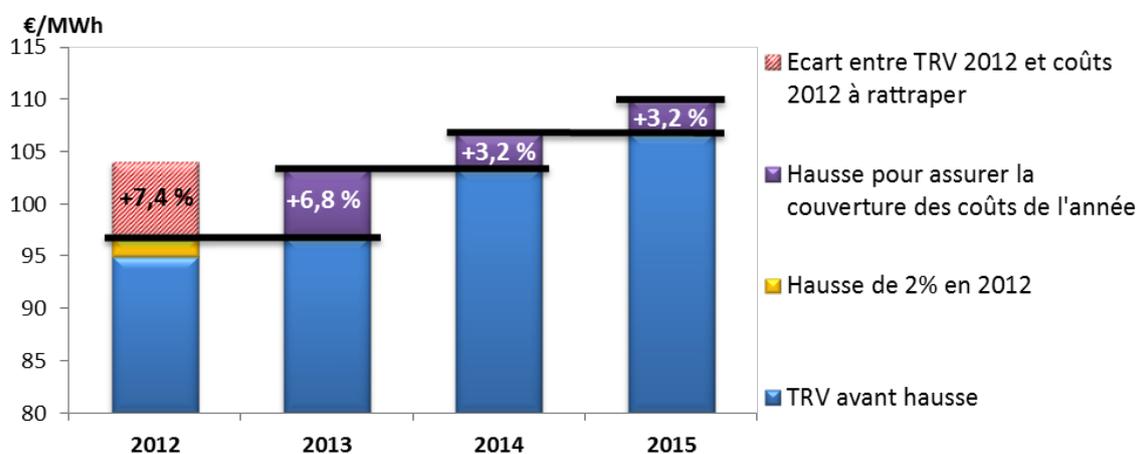


Figure 3 : Synthèse de l'analyse de la couverture des coûts par les tarifs réglementés de vente bleus (avec allongement de la durée d'amortissement de 10 ans)



Sommaire

Synthèse	2
Contexte et méthodologie de l'étude	13
SECTION I : Coûts comptables de production d'EDF	15
1. Les dépenses annuelles d'investissement sont en forte augmentation, mais l'impact sur le coût de production ne s'observe que sur le long terme en raison du mécanisme comptable de l'amortissement.....	15
1.1. Les dépenses d'investissement sont en augmentation, principalement en raison de la densification des cycles de maintenance et du renforcement des exigences de sûreté.....	16
1.1.1. Les investissements liés aux visites décennales des tranches nucléaires ne représentent que 10 % des coûts d'investissement d'EDF	16
1.1.2. Les investissements dans le cadre du programme de remplacement des gros composants du parc nucléaire, lié aux avaries génériques constatées et à leur durée de vie technique, représentent en moyenne pour 17 % des coûts d'investissement au cours des six dernières années, et croissent à un rythme de 30 % par an	18
1.1.3. Des investissements de sûreté liés aux conclusions tirées de l'accident nucléaire de Fukushima seront effectués dans les dix ou quinze ans à venir	19
1.1.4. Le reste des investissements sur le parc nucléaire historique concerne notamment les mesures de protection de l'environnement, de prévention des incendies ainsi que la constitution de stocks de pièces de rechange stratégiques	20
1.1.5. Les nouveaux moyens de production nucléaire représentent un quart des investissements	20
1.1.6. Les investissements dans le parc hydraulique, en forte croissance sur la période 2007-2012, et ceux liés à la restructuration du parc thermique à flamme représentent en moyenne 700 M€ par an, soit 20% des investissements de la DPI.....	20
1.2. Le traitement comptable des investissements, sur lequel s'appuie la CRE pour déterminer le coût comptable de production d'EDF, n'en fait apparaître les effets dans le compte de résultat que progressivement et sur de longues durées après l'engagement des dépenses.....	21
1.2.1. Le capital investi est rémunéré au travers de la valeur nette comptable des actifs de production immobilisés.....	21
1.2.2. Le remboursement du capital se matérialise à travers la prise en compte des dotations aux amortissements.....	22
1.2.3. Le besoin en fonds de roulement généré par l'exploitation du parc est assimilé à un besoin de financement permanent et donc traité comme une dépense de capital à rémunérer.....	22

1.2.4. Les besoins de financement d'EDF liés à la hausse de ses investissements ne sont pas directement reflétés dans la construction actuelle du coût comptable, ce qui soulève la question de l'évolution de la dette de l'entreprise.....	23
1.2.5. Une modification de la durée d'amortissement du parc nucléaire historique, cohérente avec la logique industrielle de l'entreprise, aurait d'importantes et durables conséquences à la baisse sur les coûts comptables de production, mais présenterait un avantage financier ponctuel pour l'entreprise	23
1.2.5.1. Une augmentation de 10 ans de la durée d'amortissement comptable des tranches nucléaires réduirait les dotations aux amortissements	23
1.2.5.2. Le report dans le temps du démantèlement des tranches nucléaires entraînerait une diminution de la valeur nette comptable.....	24
1.2.5.3. En termes de trésorerie, un report du démantèlement de 10 ans entraînerait une diminution du montant légal d'actifs dédiés qu'EDF doit constituer, qui pourrait se traduire par la possibilité pour l'entreprise d'en céder une partie	24
2. Les coûts fixes d'exploitation, majoritairement dus aux charges de personnel et aux achats de prestations de maintenance, représentent près de la moitié des coûts du périmètre de production	25
2.1. Le renouvellement des compétences et le renforcement du programme de maintenance entraînent une augmentation structurelle des charges de personnel, qui représentent plus de 40 % des charges fixes d'exploitation.....	26
2.2. Les achats de prestations de maintenance contribuent pour un quart aux coûts fixes d'exploitation	26
2.3. Les autres dépenses fixes d'exploitation viennent compléter l'enveloppe totale	27
3. Les volumes de production par filière dépendent des aléas techniques et climatiques ainsi que de l'équilibre offre-demande	28
3.1. La production nucléaire dépend principalement de la durée des arrêts de tranche et des performances techniques.....	28
3.2. L'hydraulicité, liée à la situation climatique, est le principal déterminant de la production hydroélectrique	29
3.3. Le volume des obligations d'achat évolue avec la puissance installée	29
3.4. Le recours à la production thermique à flamme et aux achats sur le marché de gros repose sur l'équilibre offre-demande	29
4. Les charges variables d'exploitation, qui pèsent pour 20 % des coûts comptables de production, sont constituées majoritairement des coûts de combustible et d'énergie, qui dépendent des volumes de production par filière.....	30
4.1. Les achats de combustible nucléaire, qui représentent 31 % de ce poste de dépenses, augmentent tendanciellement de 8 % par an	31
4.2. La part des énergies fossiles, modérée, fluctue en fonction des volumes annuels de production malgré un coût du combustible relativement stable grâce à la politique de couverture des risques d'EDF	31

4.3. Les achats d'électricité sur les marchés, notamment au titre de l'obligation d'achat, qui est en forte croissance, représentent aujourd'hui plus d'un tiers des charges variables..	32
4.4. Les autres dépenses variables marginales	32
5. L'orientation à la hausse du coût comptable de production France tel que calculé par la CRE, observée depuis 2007, devrait se poursuivre à l'avenir, même si ce coût présente une sensibilité à certains paramètres difficilement prévisibles	33
5.1. L'augmentation du coût comptable observée depuis 2007 est amenée à se poursuivre en 2013 ainsi qu'à moyen-terme	33
5.2. Le coût comptable présente toutefois une sensibilité à différents paramètres technico-économiques.....	33
5.2.1. Les incertitudes portant sur des montants de postes comptables se traduisent immédiatement pour les dépenses d'exploitation et par le biais des amortissements pour les dépenses d'investissement.....	33
5.2.2. Les incertitudes pesant sur l'équilibre physique offre-demande sont plus complexes à évaluer	35
5.2.3. Autres incertitudes.....	36
6. Synthèse	38
6.1. Décomposition des dépenses annuelles et évolutions (charges d'exploitation et investissements).....	38
6.2. Décomposition des coûts comptables de production	38
SECTION II : Clefs de répartition.....	39
1. Les clefs de répartition, qui permettent d'affecter les coûts aux différents segments de clientèle, doivent refléter la contribution de chacun au coût de l'entreprise.....	39
1.1. Compte-tenu du design actuel du système électrique français, les clefs les plus pertinentes reposent encore sur le parc adapté, en cohérence avec la construction tarifaire historique.....	39
1.1.1. La méthode du parc adapté est celle utilisée pour construire la structure des tarifs....	39
1.1.2. Une méthode fondée sur les prix de marché reflète mieux le parc de production réel ...	42
1.1.3. Le parc adapté apparaît comme la meilleure méthode pour fonder la construction des clefs de répartition dans l'attente d'une nouvelle construction tarifaire fin 2015 et de la mise en œuvre du marché de capacité.....	43
1.2. Les clefs de répartition par couleur et option tarifaire sont aujourd'hui relativement stables dans le temps.....	44
SECTION III : Les coûts commerciaux d'EDF pour la fourniture d'électricité	46
1. Les coûts commerciaux d'EDF évoluent en moyenne de 7,4 % par an sur la période 2008-2012.....	46

2. Les coûts commerciaux augmentent fortement, principalement du fait du transfert des clients vers les nouveaux systèmes d'information de la branche commerce et du déploiement des certificats d'économie d'énergie.....	48
2.1. L'évolution des postes de coûts initiaux représente la moitié de la hausse sur la période	48
2.1.1. Les frais de personnel augmentent en moyenne de 3,8 % par an sur la période	48
2.1.2. Les effets de la crise se retrouvent dans les coûts commerciaux d'EDF au travers de l'augmentation des créances irrécouvrables et douteuses.....	48
2.2. Des changements de répartition des coûts entre les directions du groupe ont entraîné une hausse des coûts de commercialisation compensée par une diminution équivalente des coûts de production	49
2.3. La mise en place de nouveaux systèmes d'information à la suite de la séparation entre ERDF, RTE et EDF a occasionné des charges supplémentaires	50
2.4. L'entrée en vigueur et l'évolution du dispositif de certificats d'économie d'énergie ont créé de nouvelles charges.....	50
2.5. L'augmentation des coûts commerciaux, très forte sur la période 2008-2010, se réduit progressivement en se rapprochant l'inflation.....	51
2.6. Au regard de l'évolution des coûts commerciaux, la CRE retient une hypothèse de 1,8 % pour 2013 puis une hypothèse d'évolution à l'inflation les années suivantes	51
3. L'attribution des coûts commerciaux aux différentes catégories de clients se fait par imputation directe ou par utilisation de clefs de répartition adaptées	52
3.1. Les coûts directement imputables s'appliquent aux clients qui en sont à l'origine.....	52
3.2. Les coûts partagés sont affectés selon les clefs de répartition les plus pertinentes en fonction de la nature des coûts.....	52
SECTION IV : Analyse tarifaire.....	53
1. L'élaboration des tarifs réglementés de vente doit respecter les principes de couverture des coûts et de convergence progressive vers une situation de contestabilité de ces tarifs .	53
2. Analyse de la couverture des coûts d'EDF par les tarifs réglementés de vente	54
2.1. Les tarifs réglementés de vente en vigueur depuis l'été 2012 génèrent un déficit de couverture des coûts constatés en 2012, qui devra faire l'objet d'un rattrapage par les tarifs	54
2.2. Les tarifs en vigueur devraient être augmentés pour assurer la couverture des coûts estimés pour 2013.....	55
2.3. Tendances d'évolution tarifaire pour 2014 et 2015	56
2.4. Synthèse de l'analyse de la couverture des coûts d'EDF par les tarifs réglementés de vente	57
2.5. Segmentation pertinente.....	58
3. Analyse de la contestabilité des tarifs.....	58

Contexte et méthodologie de l'étude

En application des dispositions du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) rend un avis sur les évolutions des tarifs réglementés de vente d'électricité, lorsque de telles évolutions sont envisagées par les ministres de l'énergie et de l'économie. A compter de la fin de l'année 2015, cinq ans après la promulgation de la loi NOME, elle sera amenée à proposer aux ministres les tarifs réglementés de vente bleus, destinés aux clients résidentiels et petits professionnels, qui seuls perdureront au-delà de fin 2015.

Afin d'être en mesure de rendre son avis sur les évolutions tarifaires, la CRE procède chaque année à l'examen des coûts du fournisseur EDF. En application de l'article L. 135-1 du code de l'énergie, elle a accès à la comptabilité des entreprises exerçant une activité dans le secteur de l'énergie, ainsi qu'aux informations économiques, sociales et financières nécessaires à l'exercice de sa mission de contrôle.

La CRE a souhaité cette année, à l'instar de ce qu'elle pratique pour le gaz naturel, dans un objectif de transparence accrue et afin d'éclairer en amont les choix du gouvernement sur les trajectoires d'évolutions tarifaires à envisager, mener un examen approfondi des coûts d'EDF, destiné à publication.

La CRE avait indiqué en février 2013, dans le cadre de son premier rapport sur le fonctionnement des marchés de détail, qu'elle procéderait en 2013 à une analyse complémentaire des coûts commerciaux d'EDF. Elle a étendu cette étude à l'ensemble des coûts de fourniture d'EDF.

Ces travaux répondent par ailleurs au souhait exprimé par la ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, dans une lettre du 27 février 2013 au président de la CRE, que celle-ci mène, dans le cadre de ses missions d'analyse de la couverture des coûts d'EDF par les tarifs réglementés de vente d'électricité prévues aux articles L.337-4 et L.337-5 du code de l'énergie, et, plus généralement, au titre de ses missions de surveillance et de transparence, notamment des prix pratiqués sur les marchés de détail de l'électricité prévues à l'article L.131-2, un

travail d'analyse et de transparence sur les coûts supportés par EDF, en liaison avec la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC).

Le présent rapport a pour ambition d'éclairer les acteurs du secteur, notamment les consommateurs, sur les évolutions des coûts de production et de commercialisation d'EDF qui doivent être couverts par les tarifs réglementés de vente d'électricité, en menant une analyse détaillée sur le passé, le présent et l'avenir proche. En matière de coûts de production, l'analyse a pour finalité de mettre en évidence les raisons techniques, économiques et fiscales de l'évolution des coûts d'investissement et des coûts d'exploitation, dans un passé récent (2007-2012), pour l'année en cours (2013) et dans une logique prospective de moyen terme (2014-2015). Elle vise aussi à déterminer la meilleure méthode de répartition de ces coûts comptables de production entre les différents tarifs réglementés de vente, afin de permettre une analyse de la couverture des coûts par les tarifs sur chaque couleur tarifaire (bleu, jaune et vert), voire sur chaque option tarifaire (base, heures pleines, heures creuses, EJP, TEMPO, etc.)

En matière de coûts commerciaux, l'analyse a pour objectif de mettre en évidence les principaux facteurs d'évolution des coûts dans un passé récent (2008-2012) et pour l'année en cours (2013). L'horizon temporel est plus restreint qu'en matière de coûts de production, la trajectoire d'évolution des coûts commerciaux s'étant modifiée à partir de 2008 d'une part, en raison de la grande incertitude résidant sur les coûts commerciaux du futur d'autre part, qui dépendent très fortement du régime des certificats d'économie d'énergie (CEE). A l'instar des coûts de production, l'analyse vise ici aussi à répartir les coûts par segment tarifaire, sur le fondement de la méthodologie de répartition des coûts retenue par l'entreprise EDF au sein de sa direction Commerce.

L'ensemble de ces travaux doit permettre de déterminer les évolutions tarifaires à mener à l'été 2013 afin de permettre la bonne couverture des coûts par les tarifs. Pour ce

faire, la CRE a retenu une approche comptable, conformément à la pratique qu'elle utilise pour rendre ses avis sur les hausses tarifaires. Cette approche intègre en particulier une rémunération des capitaux engagés évalués sur la base de la valeur comptable des actifs en exploitation.

La CRE ne s'est pas livrée ici à un audit comptable des coûts de l'entreprise EDF, mais à un exercice d'analyse, de compréhension, de pédagogie et de transparence sur les coûts

tels qu'ils lui ont été transmis par EDF. Un tel audit n'était pas réalisable en pratique, compte-tenu notamment des effectifs et des moyens dont dispose la CRE.

Le présent rapport public restitue les données non confidentielles de cette analyse. Les éléments portant sur la période 2007-2012 sont issus des chroniques de coûts constatés d'EDF et ceux relatifs à l'analyse prospective reposent sur des estimations effectuées par la CRE sur la base des prévisions d'EDF.

SECTION I : Coûts comptables de production d'EDF

1. Les dépenses annuelles d'investissement sont en forte augmentation, mais l'impact sur le coût de production ne s'observe que sur le long terme en raison du mécanisme comptable de l'amortissement

L'entreprise EDF engage chaque année des dépenses d'investissement dans le but de maintenir en état son parc de production, d'en améliorer la disponibilité et de le développer.

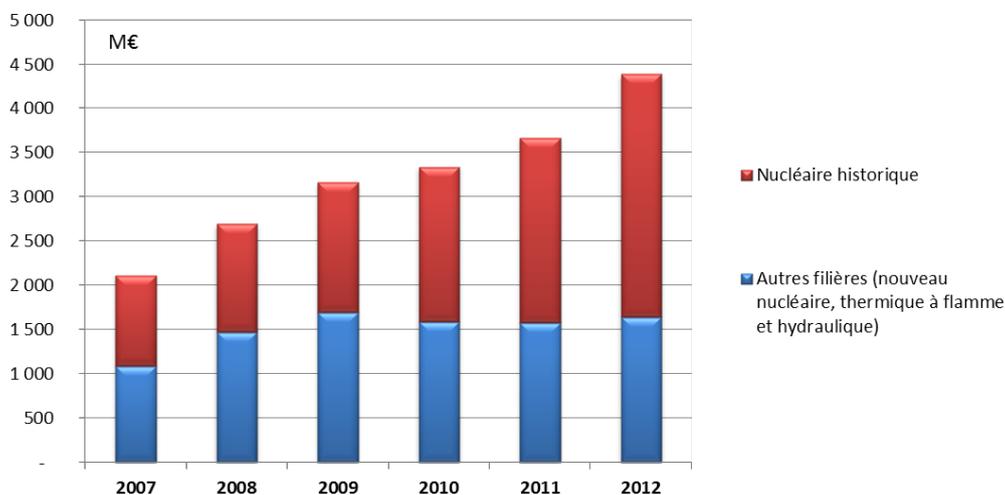
Entre 2007 et 2012, ces dépenses ont représenté, en moyenne, 18 % des dépenses annuelles de production³. Ce chiffre a considérablement cru au cours de cette période, les dépenses ayant doublé, principalement en raison de la hausse des

dépenses d'investissements sur le parc nucléaire existant (qui concentre la majorité des investissements), due au déploiement de programmes de maintenance sur le parc nucléaire et pour 2013 au début du déploiement des mesures post-Fukushima. Cette tendance haussière des dépenses d'investissement devrait se confirmer dans les années à venir.

L'objet de la partie 1.1 est de préciser les raisons de cette hausse.

L'impact des investissements sur le compte de résultat de l'entreprise et les conséquences éventuelles sur le niveau du tarif d'électricité, qui ne sont pas immédiats, seront examinés dans la partie 1.2.

Figure 4 : Dépenses annuelles d'investissement sur le parc de production d'EDF 2007-2012



Source : EDF

³ Entendues ici comme la somme des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement

1.1 Les dépenses d'investissement sont en augmentation, principalement en raison de la densification des cycles de maintenance et du renforcement des exigences de sûreté

Depuis 2007, EDF fait face à une importante augmentation des investissements dans son parc de production. Cette tendance semble susceptible de se confirmer dans les années à venir.

La hausse des investissements concerne essentiellement le parc nucléaire existant pour lequel le taux de croissance annuel moyen des dépenses d'investissement sur la période 2007-2012 s'élève à 22 %/an. Ces investissements sont engagés dans le but à la fois d'assurer un niveau de sûreté conforme aux obligations réglementaires et d'optimiser les performances du parc.

Les chroniques prévisionnelles à l'horizon 2015 fournies par EDF confirment la tendance haussière des investissements sur le parc nucléaire existant alors que les montants des autres investissements (nouveau nucléaire et parcs hydraulique et thermique) sont stables. Le déploiement du retour d'expérience de l'accident de Fukushima, conjugué au programme de rénovation des gros composants des centrales aux alentours de leurs 30 ans, explique cette tendance haussière pour les années à venir.

1.1.1 Les investissements liés aux visites décennales des tranches nucléaires ne représentent que 10 % des coûts d'investissement d'EDF

Les investissements correspondant aux visites décennales représentent, en moyenne sur la période 2007-2012, 10 % de l'enveloppe annuelle des investissements de la DPI⁴. Ils ont augmenté de 9 %/an et devraient, pour l'année 2013, suivre cette tendance. Malgré une ampleur limitée, le poste est structurel, car d'autres investissements majeurs sont effectués pendant les visites décennales, comme ceux présentés au point 1.1.2.

Les cycles de production des tranches nucléaires ont une durée de 12 à 18 mois. A l'issue de chaque cycle de production ont lieu des périodes d'arrêt permettant de remplacer une fraction du combustible chargé dans le cœur et de réaliser les travaux de maintenance.

⁴ DPI : Division Production Ingénierie. C'est la branche production France du groupe EDF.

Une alternance entre deux types d'arrêts programmés est organisée à l'issue de chaque campagne de production :

- l'arrêt pour simple rechargement (« ASR »), durant lequel l'opération essentielle réalisée est le déchargement du combustible usé et le rechargement du combustible neuf ; certains tests et quelques opérations légères de maintenance peuvent être réalisés sur ce type d'arrêt d'une durée normative d'environ 35 jours ;
- la visite partielle (« VP »), consacrée au rechargement du combustible et à la maintenance et dont la durée normative est de l'ordre de 60 jours.

Tous les dix ans, la centrale est mise en arrêt afin d'effectuer une visite décennale (« VD »). La durée de l'arrêt est normative et en moyenne de l'ordre de 100 jours et varie en fonction du programme de travaux et de maintenance et du palier concerné. À l'issue de chaque visite décennale, il revient à l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) d'autoriser le redémarrage du réacteur puis d'émettre des prescriptions techniques qui conditionnent la poursuite de son exploitation pour une nouvelle durée de 10 ans.

Ces visites décennales, qui correspondent à un contrôle technique des installations, sont effectuées environ tous les dix ans à partir de la date de mise en service de chaque tranche. EDF profite de ces visites, de durée importante, pour effectuer des programmes de maintenance lourde comme le renouvellement de gros composants. Les dépenses correspondantes ne sont pas incluses dans les coûts liés aux visites décennales à proprement parler et sont traitées au point 1.1.2 relatif au programme de remplacement des gros composants.

Les investissements inclus dans le poste « Visite décennale » des comptes transmis par EDF recouvrent notamment quatre catégories :

- les investissements propres aux visites décennales qui visent à apprécier la conformité des équipements à une poursuite de l'exploitation de la tranche nucléaire. Ils consistent en des contrôles approfondis des équipements qui permettent, par la suite, à l'ASN de juger de la possibilité de prolongation de l'exploitation de la tranche ;
- les investissements liés au réexamen de sûreté ;

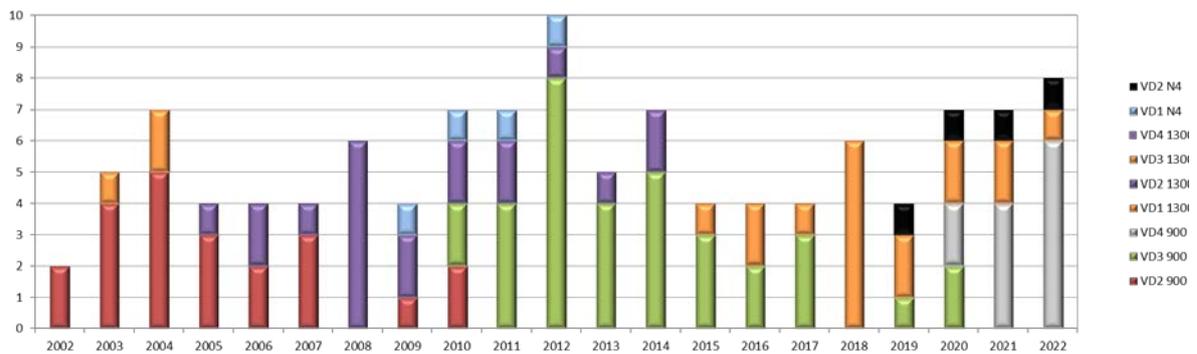
- les investissements de rénovation préventive de composants afin d'anticiper des problématiques de vieillissement ;
- les investissements permettant de diminuer la durée des arrêts de tranche ainsi que d'améliorer la radioprotection.

Les premiers investissements associés à une visite décennale sont engagés quelques années avant son déroulement. Ces dépenses préparatoires concernent les études et

l'approvisionnement en certains composants dont les délais de fabrication peuvent être longs.

Structurellement, la distribution dans le temps des dates de construction des différentes centrales a pour conséquence une distribution des visites décennales inégale dans le temps. A titre d'illustration, l'histogramme suivant comptabilise le nombre de visites décennales qui devraient théoriquement avoir lieu au cours des années à venir⁵.

Figure 5 : Nombre annuel de visites décennales par palier théorique



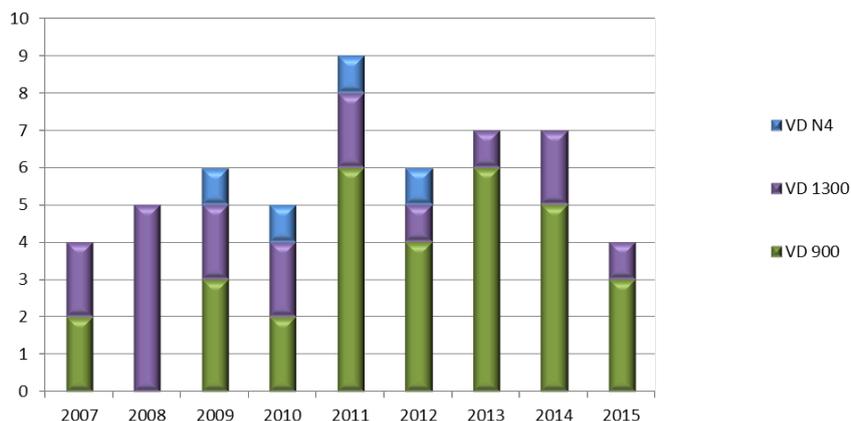
Source : Estimation CRE

⁵ Ce graphique est construit à partir du tableau p.48 du document de référence 2012 d'EDF qui indique, pour chaque tranche du parc, la date de la dernière VD (ou la mise en service pour les réacteurs les plus récents). La chronique présentée est déterminée en supposant que les VD suivantes ont lieu 10 ans après les dernières effectives.

La chronique réelle fournie par EDF sur la période étudiée diffère de la chronique théorique en raison de l'optimisation du placement des arrêts de tranche réalisée par EDF. Cette optimisation vise à assurer le meilleur niveau de disponibilité du parc en

prenant en compte diverses contraintes (les contraintes réglementaires– comme la période de temps entre deux épreuves hydrauliques–les contraintes relatives au combustible, les contraintes intra-site d'organisation des arrêts, la disponibilité des équipes, etc.)

Figure 6 : Nombre annuel de visites décennales par palier optimisées par EDF



Source : EDF

Entre 2007 et 2012, le nombre de visites décennales a augmenté en raison de l'arrivée des premières visites du palier N4⁶ coïncidant avec le pic structurel pour le reste du parc. Ceci explique en partie l'augmentation du poste d'investissement correspondant. Par construction, ce cycle devrait se reproduire périodiquement tous les 10 ans, des modifications à la marge pouvant toutefois apparaître par le jeu de l'optimisation des placements. En conséquence, il est intéressant de constater qu'à horizon 2015 une diminution du nombre annuel de visites décennales devrait être observée avant une nouvelle croissance aux alentours de 2020.

En parallèle de ces variations périodiques, le contenu de ces visites se densifie à mesure que le référentiel de sûreté devient plus contraignant. Au cours de la période 2007-2012 s'ajoute donc à l'effet de l'augmentation structurelle du nombre de visites, celui de l'augmentation des investissements associés à chacune d'entre elles. Cette augmentation peut être considérée comme pérenne, le référentiel de sûreté n'ayant pas vocation à s'alléger à l'avenir.

En conclusion, la combinaison de l'augmentation du nombre de visites décennales et de leur densification explique l'augmentation observée des coûts pendant la période étudiée. Bien que ce poste ne soit pas prépondérant dans les dépenses annuelles d'EDF, le placement des visites décennales revêt un rôle majeur dans les chroniques d'investissement d'EDF, car les maintenances lourdes et les remplacements des gros composants qui ne relèvent pas nécessairement de la catégorie des investissements liés aux visites décennales sont effectués pendant ces arrêts de tranche.

1.1.2 Les investissements dans le cadre du programme de remplacement des gros composants du parc nucléaire, lié aux avaries génériques constatées et à leur durée de vie technique, représentent en moyenne pour 17 % des coûts d'investissement au cours des six dernières années, et croissent à un rythme de 30 % par an

Les investissements correspondant au remplacement de gros composants représentent, en moyenne sur la période 2007-2012, 17 % de l'enveloppe totale des investissements de la DPI. Ils ont augmenté de 27%/an en moyenne sur la période. Cette

⁶ Le palier N4 est constitué des centrales de Chooz et de Civaux

forte croissance devrait se poursuivre dans les années à venir.

L'accélération de ce programme de remplacement fait suite à l'apparition à partir de 2006 d'avaries génériques dans les centrales nucléaires. Ces gros composants sont principalement les générateurs de vapeur, les alternateurs et les transformateurs.

Dans une centrale nucléaire, les générateurs de vapeur permettent le transfert de l'énergie du circuit primaire vers le circuit secondaire, le groupe turbo-alternateur permet la conversion de l'énergie mécanique de la vapeur en énergie électrique et le transformateur permet de transformer cette énergie à des fins d'injection sur le réseau électrique.

Les composants dont le remplacement est le plus coûteux sont les générateurs de vapeur. Les coûts correspondant à leur remplacement représentent la majorité des dépenses liées aux gros composants.

De la même façon que pour les visites décennales, les premiers investissements correspondants sont engagés quelques années avant l'installation effective du composant dans la centrale. Ces composants ont une durée de vie théorique de 30 ans. Ce sont donc, si les conditions techniques permettent l'allongement de l'exploitation des centrales nucléaires, des investissements non récurrents.

A l'avenir, ces dépenses devraient continuer à être effectuées au sein d'un programme qualifié par EDF de « grand carénage » dont le but visé est le remplacement de l'intégralité des grands composants dont l'âge atteint 30 ans, soit leur fin de vie technique⁷. EDF prévoit que le remplacement des générateurs de vapeur du parc se poursuive à un rythme d'une ou deux tranches par an dans les années à venir.

1.1.3 Des investissements de sûreté liés aux conclusions tirées de l'accident nucléaire de Fukushima seront effectués dans les dix ou quinze ans à venir

A la suite de l'accident, survenu le 11 mars 2011 à Fukushima Daiichi au Japon, ASN a publié en janvier 2012 son rapport⁸ d'analyse

⁷ Fin 2012, les générateurs de vapeur de 22 tranches ont déjà été remplacés.

⁸ Avis n°2012-AV-0139 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 3 janvier 2012 sur les évaluations complémentaires de la sûreté des installations nucléaires prioritaires au regard

sur les évaluations complémentaires de sûreté menées par EDF. Dans ce rapport, l'ASN a estimé que les installations examinées présentaient un niveau de sûreté suffisant pour qu'aucun arrêt immédiat ne soit demandé.

Elle a cependant ajouté que la poursuite de leur exploitation nécessitait d'augmenter, dans les meilleurs délais leur robustesse face à des situations extrêmes, au-delà des marges de sûreté dont elles disposent déjà. L'ASN a également défini le concept de « noyau dur », qui sera constitué d'un nombre limité de structures, systèmes et composants de la centrale qui doivent être robustes dans les situations étudiées dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté (agressions au-delà des niveaux considérés dans les référentiels de sûreté et se traduisant par la perte de fonctions de refroidissement ou de sources électriques de longue durée affectant plusieurs installations d'un même site).

Le 26 juin 2012, l'ASN a pris 19 décisions imposant à EDF plus de six-cents prescriptions techniques, qui traduisent en exigences réglementaires le plan d'action post-Fukushima défini à la suite des évaluations complémentaires de sûreté. Ces prescriptions techniques prévoient que tous les sites nucléaires devront disposer d'une organisation et de locaux de crise robustes résistant à la survenance d'un événement de grande ampleur touchant plusieurs installations. Pour les centrales d'EDF, le « noyau dur » prescrit devra, dans un premier temps, comprendre des moyens électriques « bunkerisés » qui doivent être en place d'ici 2018. La définition complète du « noyau dur » est à ce jour en cours d'élaboration par l'ASN.

Le devis actuel des travaux à effectuer a été estimé par EDF à environ 10 Md€₂₀₁₀ d'investissement⁹. Leur calendrier et leur contenu précis sont en cours de discussion avec l'ASN et ne sont, par conséquent, pas encore connus.

Les premiers travaux ont cependant déjà commencé depuis la fin de l'année 2011. Ils concernent la constitution d'une « force

de l'accident survenu à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi.

⁹ Pour rappel, dans le rapport n° 667 du Sénat fait au nom de la commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité, EDF précisait que dans ce devis, environ 5 Md€ de dépenses étaient déjà prévues dans les programmes d'investissements de long terme du groupe, mais devaient être en partie anticipées.

d'action rapide du nucléaire »¹⁰ dont le déploiement sera effectif en 2015 ainsi que les études préparatoires l'installation du « diesel d'ultime secours »¹¹ qui devra être effectuée sur chaque site d'ici 2018.

1.1.4 Le reste des investissements sur le parc nucléaire historique concerne notamment les mesures de protection de l'environnement, de prévention des incendies ainsi que la constitution de stocks de pièces de rechange stratégiques

Les autres investissements sur le parc nucléaire existant, hors effets comptables du transfert de charges d'exploitation en investissement traités ci-après, représentent, en moyenne sur la période 2007-2012, 24 % de l'enveloppe totale des investissements de la DPI. Ils ont augmenté de 16 %/an et devraient suivre cette tendance à moyen terme.

Trois postes de dépenses sont en augmentation au cours de la période étudiée : les programmes d'investissement dits « *Incendie, environnement, radioprotection* » correspondant surtout aux investissements liés aux conclusions tirées d'événements comme la canicule de 2003 ou la tempête de 1999, les projets patrimoniaux concernant la protection des sites nucléaires et la rénovation de l'immobilier tertiaire du parc et la reconstitution d'un stock de pièces de rechange stratégiques.

S'ajoutent à ces investissements des dépenses de maintenance courante et des contrôles planifiés réalisés à intervalles réguliers, qui sont désormais mieux suivis par l'entreprise dans le cadre d'un renforcement du schéma de gestion effectué en 2012. Ces contrôles relèvent de la qualification d'inspections majeures et sont donc immobilisés à compter de 2012, ce qui vient augmenter les investissements et diminuer d'autant les charges fixes d'exploitation sur les années 2012 et 2013.

Cette requalification de charges d'exploitation en dépenses d'investissement a été explicitée

10 La force d'action rapide du nucléaire (FARN) a pour objectif de pouvoir, en cas d'urgence, sous 24 heures et sur n'importe quelle centrale nucléaire française, apporter des renforts humains et des moyens de secours matériels, et d'être capable d'intervenir sur plusieurs réacteur de façon simultanée, d'ici 2014. La FARN sera composée d'environ 300 personnes.

11 Le diesel d'ultime secours est un moyen d'alimentation électrique supplémentaire permettant notamment d'alimenter, en cas de perte des autres alimentations électriques externes et internes, les systèmes et composants appartenant au « noyau dur ».

dans les données EDF des années 2012 et 2013 pour permettre des analyses sur des chroniques à périmètre constant.

Ce transfert de charges d'exploitation en investissements ne change pas le montant total des dépenses annuelles, mais il génère un impact comptable¹².

1.1.5 Les nouveaux moyens de production nucléaire représentent un quart des investissements

Les investissements de développement du nucléaire représentent, en moyenne sur la période 2007-2012, 26 % de l'enveloppe totale des investissements de la DPI.

D'après les dernières estimations d'EDF, le coût total de l'EPR de Flamanville s'élèverait à environ 8,5 Md€₂₀₁₂¹³ pour une première production commercialisable prévue en 2016. Les montants investis avant la mise en service industrielle de la tranche sont traités, sur le plan comptable, comme des « immobilisations en cours ». L'impact sur le compte de résultat de l'entreprise au travers de l'amortissement ne sera effectif qu'à partir de la mise en service industrielle.

A la lumière des dépenses déjà engagées et de l'enveloppe totale prévisionnelle, il est probable que l'évolution de ce poste reste stable à moyen terme, avant de disparaître à compter de la mise en service de la centrale.

Les perspectives de développement de futures tranches nucléaires restent quant à elles plus lointaines et incertaines. Elles dépendent notamment de la décision d'allonger la durée d'exploitation des centrales nucléaires à 50 ou 60 ans au lieu de 40 ans. Elles n'ont pas été examinées dans le cadre de cette étude dont l'horizon temporel est plus restreint.

1.1.6 Les investissements dans le parc hydraulique, en forte croissance sur la période 2007-2012, et ceux liés à la restructuration du parc thermique à flamme représentent en moyenne 700 M€ par an, soit 20% des investissements de la DPI

Les investissements dans le parc thermique à flamme représentent, en moyenne sur la période 2007-2012, 13 % de l'enveloppe totale des investissements de la DPI. Ils ont augmenté de 1,1 % par an sur la période et

12 Cf. infra : partie 1.2.

13 Montant hors intérêts intercalaires.

devraient suivre cette tendance dans les années à venir.

L'évolution des investissements dans le parc thermique à flamme s'explique avant tout par la remise en service de moyens de production mis sous cocon (en 2007 et 2008) et par la mise en service de nouveaux moyens (turbines à combustible entre 2007 et 2010, et cycles combinés gaz entre 2011 et 2013).

En parallèle, les investissements de maintenance ont augmenté ces dernières années du fait des révisions réglementaires des tranches thermiques et de leurs mises aux normes environnementales.

Les investissements dans le parc hydraulique représentent, en moyenne sur la période 2007-2012, 8 % de l'enveloppe totale des investissements de la DPI. Ils ont augmenté de 24 %/an sur la période, hausse qui devrait se poursuivre au même rythme dans les années à venir.

Cette augmentation importante s'explique par la coïncidence de trois programmes d'investissement : le renforcement ou l'optimisation de la performance des ouvrages actuellement en concessions détenues par EDF et la réalisation de nouveaux projets, un projet de modernisation des ouvrages dont le déploiement devrait s'effectuer d'ici à peu près 2020 et un programme renforcé de rénovations et de maintenance.

Ce dernier, constitué du projet nommé « Super Hydro » et d'un programme de rénovations, représente la majorité des investissements hydrauliques sur 2007-2012. Il fait suite à une longue période de sous-investissement dans les centrales hydroélectriques.

1.2 Le traitement comptable des investissements, sur lequel s'appuie la CRE pour déterminer le coût comptable de production d'EDF, n'en fait apparaître les effets dans le compte de résultat que progressivement et sur de longues durées après l'engagement des dépenses

1.2.1 Le capital investi est rémunéré au travers de la valeur nette comptable des actifs de production immobilisés

Les investissements représentent un flux de trésorerie pour l'entreprise, consenti afin de créer, maintenir ou renouveler son outil de

production. Leur prise en compte dans le compte de résultat de l'entreprise est différente de celle des charges d'exploitation, qui sont comptabilisées directement dans le compte de résultat.

Au bilan comptable, lorsque l'entreprise réalise un investissement, les sommes investies sont classées dans un premier temps dans les immobilisations en cours, à l'actif du bilan. Ces immobilisations en cours viennent en regard des moyens de financement utilisés pour réaliser l'investissement – capitaux propres ou dettes financières – inscrits au passif du bilan. Cet enregistrement comptable dure le temps de la période d'investissement qui, dans le cas d'EDF, s'étale souvent sur plusieurs années.

Dans un second temps, lorsque l'investissement réalisé entre en service, sa valeur enregistrée en immobilisation en cours est reclassée en immobilisation brute corporelle ou incorporelle, selon sa nature. Cette immobilisation est alors amortie par le compte de résultat sur sa durée d'utilisation prévue, cet amortissement venant diminuer année après année la valeur nette de l'immobilisation, traduisant ainsi la consommation progressive par l'entreprise de l'avantage économique généré par l'actif immobilisé¹⁴. En inversant l'argument, l'amortissement peut être considéré comme l'expression comptable de l'usure et/ou l'obsolescence de l'actif immobilisé.

En supposant théoriquement que les modes de financement de l'investissement ont une durée équivalente à celle de l'actif qu'ils financent, on peut considérer que l'amortissement comptable annuel est le reflet comptable du remboursement progressif du capital investi initialement, hors effets de l'inflation, de la rémunération de ce capital et de la structure réelle du financement.

En conséquence, la valeur nette comptable est une représentation du montant résiduel des capitaux investis à l'origine dans un outil de production, pertinente dans le cadre de l'analyse des coûts de production devant être couverts par les tarifs réglementés de vente d'électricité, pour autant que ceux-ci le soient selon cette méthode sur l'ensemble de la durée de vie de l'ouvrage. La rémunération de cette valeur nette comptable au coût moyen pondéré du capital (CMPC) de l'entreprise offre une architecture théorique permettant de calculer une rémunération du capital

14 Cf. Article 322-1 du Plan Comptable Général

actuellement engagé dans le parc de production par EDF.

Le coût de financement supporté par l'entreprise pendant la période d'investissement et jusqu'à l'entrée en service de l'investissement en question constitue un point particulier. Pendant la période d'investissement, les emprunts réalisés pour financer l'investissement génèrent une charge d'intérêts. Cependant, l'investissement n'étant pas encore en service, l'entreprise ne bénéficie pas des revenus nécessaires pour s'acquitter de ces frais financiers. Ces intérêts, nommés intérêts intercalaires, s'ajoutent donc au montant de l'emprunt et génèrent eux aussi des intérêts.

Les intérêts intercalaires représentent un coût inhérent à la constitution de l'investissement et inévitable puisque la durée d'investissement résulte de contraintes techniques et non pas d'un choix de l'entreprise. Les normes comptables françaises¹⁵ et IFRS permettent donc d'intégrer à la valeur brute immobilisée ce coût de financement qui, au même titre que les autres sommes investies, est nécessaire à la mise en service de l'investissement et produira un avantage économique futur. Cette option a été retenue par EDF dans ses comptes IFRS (consolidés) à partir du 1^{er} janvier 2009.

1.2.2 Le remboursement du capital se matérialise à travers la prise en compte des dotations aux amortissements

Comme on vient de le relever, les amortissements permettent de marquer l'usure de l'outil de production mais également théoriquement le remboursement progressif du capital investi dans l'outil de production - hors effets de l'inflation, de la rémunération de ce capital et de la structure réelle du financement - au fur et à mesure que celui-ci génère des revenus. Cet effet apparaît dans le point ci-avant en venant diminuer année après année la valeur nette comptable de l'outil de production.

La CRE considère donc que l'intégration des dotations aux amortissements dans les charges de production permet donc d'intégrer une juste représentation du remboursement du capital investi dans les charges devant être couvertes par les tarifs réglementés de vente d'électricité.

¹⁵ Article 321-5 du Plan comptable général, modifié par le règlement 2004-06 du Comité de la réglementation comptable

Le mécanisme de l'amortissement est donc bien une traduction comptable à la fois de l'usure de l'outil de production et du remboursement du capital investi au fur et à mesure de la durée de vie de celui-ci.

1.2.3 Le besoin en fonds de roulement généré par l'exploitation du parc est assimilé à un besoin de financement permanent et donc traité comme une dépense de capital à rémunérer

Le besoin en fonds de roulement (BFR) naît du décalage temporel entre le moment où un bien est produit puis vendu au client et le moment où le client paie. Pendant cette période de temps, l'entreprise doit supporter le poids financier des frais de production qu'elle a engagés. Le BFR évolue donc essentiellement en fonction de l'évolution du niveau des tarifs et des prix pratiqués par l'entreprise, ainsi que de ceux pratiqués par ses fournisseurs, et des variations de valeur des stocks, notamment du combustible¹⁶.

Le BFR est donc traité comme un coût de capital et à ce titre rémunéré au CMPC de l'entreprise. Comme ce besoin de financement est permanent et n'a pas vocation à s'éteindre, il n'est pas besoin de considérer le remboursement du capital investi, puisque celui-ci est perpétuellement maintenu ou renouvelé.

Au fil des années étudiées dans ce rapport, le BFR a connu une forte progression, essentiellement due à la croissance de la créance de la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE). Cette contribution a vu les charges qu'elle doit couvrir, et qui pèsent essentiellement sur EDF, augmenter considérablement, pour une large part suite au développement des énergies renouvelables. Le niveau de la CSPE est calculé par la CRE mais son évolution est plafonnée par la loi¹⁷, afin d'en limiter les hausses. Cet écart entre le niveau des charges et les prélèvements destinés à les couvrir a entraîné la constitution de la créance de CSPE, qui est passé de 415 M€ en 2007 à plus de 3 Mds€ en 2011.

A la fin de l'année 2012, EDF et l'État ont négocié une reconnaissance de cette créance de CSPE afin que celle-ci soit qualifiée de créance d'État. La créance de CSPE n'est donc plus à intégrer au BFR, seule la partie

¹⁶ Par nature, la valeur des stocks de combustible, tant nucléaire que fossile, évolue en fonction de leur volume et de leur prix.

¹⁷ Cf. article L121-13 du Code de l'énergie

relative aux décalages de prévision – écart entre le montant des charges annuelles réelles et le montant prévisionnel sur lequel est calculé le niveau de la CSPE, avec intégration des écarts de l'année N dans les charges prévisionnelles de l'année N +2 – persiste au sein de ce dernier. Afin de rendre les exercices comparables, cette créance par déficit du niveau de couverture a été retraitée sur l'ensemble des exercices précédents.

1.2.4 Les besoins de financement d'EDF liés à la hausse de ses investissements ne sont pas directement reflétés dans la construction actuelle du coût comptable, ce qui soulève la question de l'évolution de la dette de l'entreprise.

Le coût comptable ne tient pas compte des investissements réalisés dans les actifs tant qu'ils ne sont pas encore en service. Ces immobilisations « en cours », qui pèsent pour 30 % des capitaux engagés, participent néanmoins à l'augmentation de l'endettement de l'entreprise.

De 2007 à 2012, les immobilisations en cours ont fortement augmenté, passant de 2,5 Mds€ à 10,8 Mds€, niveau qui devrait encore croître d'ici à 2015. Cette augmentation est le reflet direct de la forte croissance des investissements sur la période étudiée et au-delà.

La construction actuelle du coût comptable retenue par la CRE ne tient pas compte des immobilisations en cours. Elle ne considère que le poids financier que représente le décalage entre le début de l'investissement et la mise en service de l'actif par la prise en compte des intérêts intercalaires, comme vu ci-avant au point 1.2.1.

L'importance des investissements auxquels EDF fait aujourd'hui face pose cependant la question de l'évolution du niveau d'endettement de l'entreprise, alourdi de plus en plus par les intérêts intercalaires. De surcroît, un niveau d'endettement évoluant à la hausse renchérit le coût auquel EDF arrivera à se financer, par une augmentation mécanique des taux qui lui seront accordés.

En effet, les dépenses d'investissement ont cru de 16 % par an entre 2007 et 2012 alors que les charges comptables de capital croissaient de 2,9 % par an, et cette tendance devrait se poursuivre sur les années à venir.

1.2.5 Une modification de la durée d'amortissement du parc nucléaire historique, cohérente avec la logique industrielle de l'entreprise, aurait d'importantes et durables conséquences à la baisse sur les coûts comptables de production, mais présenterait un avantage financier ponctuel pour l'entreprise

La durée d'exploitation envisagée par EDF pour ses centrales nucléaires a une forte incidence sur les traitements comptables afférents ; par conséquent toute modification de cette durée entraîne des impacts comptables importants.

Un premier changement de durée d'amortissement a eu lieu en 2003, portant la durée originelle de 30 ans à 40 ans, mais les effets dans les comptes publiés par EDF étaient alors difficiles à isoler du fait de la coïncidence avec d'autres modifications importantes, notamment le changement de mode d'amortissement¹⁸, entraînant des effets de compensations.

Le projet industriel d'EDF est fondé sur une volonté d'allonger la durée de fonctionnement du parc nucléaire au-delà du seuil actuel de 40 ans. Le document de référence 2012 de l'entreprise rappelle d'ailleurs que « la stratégie d'EDF est d'exploiter le parc au-delà de 40 ans » avec comme objectif une durée de vie de 60 ans¹⁹. Il revient dès lors à la CRE d'apprécier, dans le cadre du présent rapport, l'impact de cette stratégie sur les coûts comptables de production.

Les paragraphes ci-après évaluent en sensibilité les effets que pourrait avoir un allongement de 10 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires actuellement en exploitation en France.

1.2.5.1 Une augmentation de 10 ans de la durée d'amortissement comptable des tranches nucléaires réduirait les dotations aux amortissements

Un premier effet direct d'un allongement de la durée d'amortissement des tranches nucléaires serait la baisse des dotations aux amortissements. L'allongement de la durée d'amortissement d'une immobilisation se fait

¹⁸ En 2003, EDF a changé le plan d'amortissement des centrales nucléaires d'un mode dégressif à un mode linéaire, entraînant des reprises d'amortissement dont la contrepartie au passif a été enregistrée en provisions réglementées

¹⁹ Document de référence 2012 d'EDF, pp. 56 et 57

de manière prospective, par l'établissement d'un nouveau plan d'amortissement avec pour point de départ l'exercice qui précède le changement, comme assiette la valeur nette comptable et comme durée la durée d'amortissement résiduelle de l'immobilisation majorée de l'allongement. L'allongement de la durée d'amortissement étalerait donc la valeur nette comptable résiduelle sur un plus grand nombre d'exercices, diminuant mécaniquement les dotations annuelles aux amortissements.

1.2.5.2 Le report dans le temps du démantèlement des tranches nucléaires entrainerait une diminution de la valeur nette comptable

Le second effet, indirect, serait généré par le report dans le temps de certaines charges nucléaires futures. Les coûts de démantèlement d'une tranche nucléaire représentent des charges futures indissociables de l'exploitation du parc nucléaire. Ces charges futures sont enregistrées, lors de la mise en service de l'actif, en comptabilité au passif du bilan sous la forme de provisions dont le montant est actualisé pour prendre en compte l'éloignement dans le temps des dépenses. A l'actif, une immobilisation, appelée actif de contrepartie, est créée et rattachée à l'actif de production nucléaire, correspondant au montant initial de la provision telle que normalement constituée lors de la mise en service de la tranche²⁰.

Lorsque la durée de d'amortissement des tranches nucléaires augmente, les dépenses de démantèlement afférentes se décalent dans le temps avec pour conséquence la diminution des provisions sous l'effet de l'actualisation sur une plus longue période des charges futures. Afin que cette diminution de provision n'entraîne pas un impact exceptionnel sur l'exercice où le changement de durée d'amortissement est effectué, changement qui se traduirait dans ce cas par une reprise de provision venant augmenter exceptionnellement le résultat, les normes comptables françaises et IFRS précisent que la variation des provisions s'applique sur la valeur nette comptable des actifs de contrepartie. Dans le cas où la valeur nette comptable des actifs de contrepartie serait nulle, la variation résiduelle viendrait diminuer l'actif sous-jacent, *i.e.* la valeur nette

comptable de la tranche nucléaire. Ce mécanisme ne s'applique cependant pas sur le plan fiscal. Ainsi, la reprise de provision est incluse dans l'assiette de l'impôt sur les sociétés. Cette variation de la valeur nette comptable entrainerait donc deux conséquences sur le coût comptable de production d'EDF. La première, comme vu précédemment, serait une baisse de la rémunération du capital au CMPC de l'entreprise, assise sur la valeur nette comptable de l'actif de production qui diminuerait. La seconde serait une baisse des dotations aux amortissements du fait de la diminution de la valeur nette comptable. Cet effet s'ajouterait à celui évoqué au paragraphe 1.2.5.1 ci-avant.

L'impact à la baisse de ces deux effets sur le coût comptable de production, selon la méthode utilisée par la CRE, est significatif en cas d'allongement de la durée d'amortissement des centrales.

1.2.5.3 En termes de trésorerie, un report du démantèlement de 10 ans entrainerait une diminution du montant légal d'actifs dédiés qu'EDF doit constituer, qui pourrait se traduire par la possibilité pour l'entreprise d'en céder une partie

L'article 20 de la loi du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs²¹ impose à tout exploitant d'une installation nucléaire de base l'obligation de couvrir les charges futures nucléaires par un portefeuille d'actifs dédiés. Le niveau des actifs est donc directement lié au montant actualisé des charges futures, soit le niveau provisionné au bilan de l'exploitant. Le temps vient affecter, dans un régime théorique normal, les provisions et les actifs dédiés en augmentant le niveau des charges futures chaque année par le jeu de la désactualisation, tout en augmentant en parallèle le niveau des actifs dédiés par leur propre rendement. Le niveau du taux d'actualisation est réglementé pour en assurer une estimation prudente, l'opérateur constitue son portefeuille d'actifs dédiés pour que le taux de rendement attendu corresponde au taux d'actualisation et dans le respect des textes réglementaires.

Le calage du niveau légal des actifs dédiés sur le niveau des provisions a donc pour effet de répercuter toute modification du niveau des

²⁰ Cf. L'avis n°2005-H du 6 décembre 2005 du Comité d'Urgence du Conseil National de la Comptabilité, devenu Autorité des Normes Comptables

²¹ Les dispositions de l'article 20 de la loi du 28 juin 2006 dont il est question ont été intégrées au Code de l'environnement dans les articles L594-1 à L594-10

provisions sur le niveau des actifs dédiés à constituer. Comme indiqué précédemment, un report dans le temps des dépenses liées au démantèlement des tranches nucléaires entraînerait une diminution des provisions afférentes, avec pour conséquence une diminution de l'enveloppe d'actifs dédiés requis par la loi.

EDF dispose d'un délai pour constituer ce portefeuille d'actifs dédiés dont l'échéance a été portée par la loi NOME²² au 30 juin 2016. A ce jour, le niveau d'actifs dédiés spécifié par la loi a été atteint par EDF, notamment par l'intégration à ce portefeuille (i) de la moitié du capital de RTE et (ii) de la créance d'État concernant la CSPE.

Ainsi, la diminution des provisions qui résulterait d'un allongement de la durée d'amortissement des centrales nucléaires pourrait permettre à EDF de céder une partie des actifs dédiés qu'il a constitués si les autres éléments influant sur le niveau de provision et des actifs restent inchangés, à savoir le taux d'actualisation dont les références sont fixées par voie réglementaire²³, le montant des devis de démantèlement pour les provisions et le rendement effectif du portefeuille pour les actifs dédiés.

Dans l'hypothèse où cette cession d'actifs dédiés serait réalisée, elle viendrait améliorer le niveau d'endettement financier de l'entreprise.

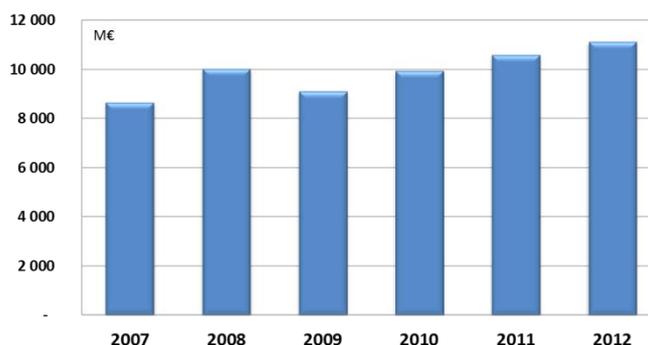
2. Les coûts fixes d'exploitation, majoritairement dus aux charges de personnel et aux achats de prestations de maintenance, représentent près de la moitié des coûts du périmètre de production²⁴

Les charges d'exploitation sont des charges auxquelles l'entreprise doit faire face chaque année, qui, à la différence des dépenses d'investissement, apparaissent dans le compte de résultat l'année où elles sont constatées. Il est possible de distinguer au sein de ces charges les charges d'exploitation fixes, qui ne dépendent pas du volume de production de l'entreprise, des charges d'exploitation variables, qui dépendent de la production de l'année.

Pour EDF, compte-tenu du poids des parcs nucléaire et hydraulique dans l'offre totale, les charges fixes d'exploitation représentent une part importante des coûts.

Ces charges fixes comprennent principalement les achats de prestations de maintenance, les charges de personnel, les impôts et taxes (sur l'activité de production, i.e. hors IS) ou encore les coûts des fonctions support et appui.

Figure 7 : Charges fixes d'exploitation sur la période 2007-2012



Source : EDF

22 Loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité

23 Cf. Article 3 du décret n°2007-243 du 23 février 2007 et l'article 3 de l'arrêté du 21 mars 2007, relatifs la sécurisation du financement des charges nucléaires

24 Entendus comme la somme des charges d'exploitation (« charges EBITDA ») et des dépenses d'investissements (CAPEX)

Sur la période 2007-2012, l'enveloppe totale de ces charges est en augmentation d'environ 5,1 % par an, ce qui, correspond à une hausse de 2,5 Md€ sur la période. A horizon 2015, cette tendance devrait se poursuivre.

Les chroniques prévisionnelles à l'horizon 2015 fournies par EDF font apparaître une poursuite de la hausse des coûts fixes d'exploitation, mais à un rythme plus faible.

2.1 Le renouvellement des compétences et le renforcement du programme de maintenance entraînent une augmentation structurelle des charges de personnel, qui représentent plus de 40 % des charges fixes d'exploitation

Sur la période 2007-2012, l'enveloppe totale des charges de personne la augmenté d'environ 5 % par an.

Les charges salariales représentent une large majorité des charges de personnel sur la période 2007-2012, ont augmenté de 5,5 % par an au cours de cette période. Plusieurs facteurs expliquent cette évolution :

La moitié de la hausse est due à l'augmentation de l'effectif de la DPI. Du fait de la concentration des embauches dans les années 1970-1980 lors de la construction du parc nucléaire, des départs en inactivité importants interviendront dans les années à venir, et nécessitent un renouvellement des compétences. Ce phénomène entraîne une forte augmentation de l'embauche de jeunes salariés dès aujourd'hui, les périodes de formation étant longues. De plus, la densification des opérations de maintenance contribue aussi au recrutement plus important de nouveaux collaborateurs.

Un quart de la hausse des charges salariales est due à l'augmentation des salaires. Celle-ci recouvre à la fois la croissance du salaire national de base et la professionnalisation croissante des effectifs.

Le dernier quart s'explique principalement par l'évolution des charges sociales²⁵ et prend en compte les mesures d'intéressement et d'abondement.

Le tarif agent est un avantage en nature qui permet au personnel²⁶ des IEG de bénéficier

de fourniture d'électricité et de gaz à des conditions particulières. Cet avantage représente une charge pour EDF égale à la différence entre le tarif agent et le tarif Bleu domestique que les salariés souscriraient en l'absence de ce tarif préférentiel. Cette charge est répartie, dans le groupe EDF, au prorata des effectifs des périmètres.

Enfin, s'ajoute l'impact de la loi du 9 août 2004 qui a notamment réformé les retraites des personnels des industries électriques et gazières en les adossant au régime général de la sécurité sociale.

Un élément exceptionnel est à noter dans la chronique des coûts de personnel entre les années 2008 et 2009, qui reste stable alors même que l'entreprise est recruteuse nette. Cet effet résulte du transfert de 2900 salariés auparavant rattachés à la DPI vers une nouvelle Direction des Services Partagés. Cette dernière effectue des tâches pour les autres directions du groupe, prestations qui sont refacturées et apparaissent au sein des fonctions Support et Appui. Cette modification de périmètre entraîne donc un simple effet de vase communicant au sein des périmètres production et commercialisation.

A horizon 2015, les recrutements et l'augmentation des effectifs sur le parc de production devraient se poursuivre selon EDF pour renouveler les compétences, intégrer les modifications post-Fukushima et réaliser le Grand Carénage du parc nucléaire. Les charges de personnel sont donc amenées à continuer à augmenter sur la même tendance que par le passé.

2.2 Les achats de prestations de maintenance contribuent pour un quart aux coûts fixes d'exploitation

Les achats d'exploitation concernent l'exploitation et la maintenance des centrales et leur déconstruction. Les achats hors déconstruction se décomposent en deux catégories selon qu'ils relèvent ou non des prestations de maintenance.

Il n'est pas possible de distinguer dans les comptes d'EDF les dépenses liées à la sous-traitance des autres achats. Toutefois, en cohérence avec les données et l'approche retenues par la Cour des Comptes dans son rapport sur les coûts de la filière électronucléaire publié en janvier 2012, EDF a confirmé que, par approximation, les achats d'exploitation pour maintenance étaient

²⁵ En 2009, création de nouvelles cotisations sociales et en 2012, impact des mesures Fillon

²⁶ Actifs mais aussi inactifs

essentiellement composés de dépenses de prestations de main d'œuvre et représentaient ainsi une approximation des dépenses de sous-traitance. Ces dépenses ont connu une augmentation moyenne de 7 % par an.

L'augmentation du nombre et de la densité des opérations de maintenance, examinée plus haut dans la partie 1.1, entraîne la hausse des achats d'exploitation pour maintenance. Par ailleurs, le coût de ces prestations de maintenance a évolué à la hausse sur la période étudiée.

EDF a pu estimer l'impact des différents paramètres sur la variation du poste des achats d'exploitation. Sans prise en compte de la requalification comptable en investissement d'une partie des charges d'exploitation²⁷ examinée plus haut, les chiffres communiqués par EDF à la CRE conduisent à estimer que 67 % de la hausse totale des achats d'exploitation hors déconstruction est due à l'augmentation du volume de la maintenance. L'augmentation du prix des achats d'exploitation représente pour sa part 30 % de la hausse totale, ce chiffre reflétant, en partie, l'augmentation du prix des prestations de maintenance.

Les autres achats d'exploitation, hors déconstruction, concernent principalement la logistique et le tertiaire. Ils augmentent en moyenne de 7 % par an.

Il est utile de souligner que les charges d'exploitation transférées dans les investissements évoqués au point 1.1.4 étaient incluses dans ce poste pour la part achat²⁸ avant la requalification comptable. Ainsi, les chroniques de charges d'exploitation (achats et charges de personnel) intègrent une baisse correspondant à cette requalification.

Les dépenses consacrées à la déconstruction concernent les centrales définitivement arrêtées. Au sein du parc de production d'EDF, neuf tranches nucléaires²⁹ et plusieurs centrales thermiques à flamme sont en phase de déconstruction. Sur la période 2007-2012, la variation du montant de ces dépenses dépend surtout de révisions de devis ou de

calendrier ayant un impact sur les dotations et reprises de provisions. Une part des charges de personnel est également affectable à la déconstruction des tranches. L'ensemble de ces dépenses (achats et charges de personnel³⁰) est provisionné et, chaque année, l'ensemble des dépenses engagées est couvert par une reprise de provisions de même montant.

La CRE a ajouté aux coûts fixes d'exploitation le chiffre d'affaire DPI, présenté par convention par EDF en déduction des charges de combustible. Ce chiffre d'affaire correspond aux prestations vendues en interne par la DPI ou la DOAAT. En contrepartie figurent dans les dépenses d'exploitation les achats que ces prestations occasionnent.

2.3 Les autres dépenses fixes d'exploitation viennent compléter l'enveloppe totale

Le reste des charges fixes d'exploitation est constitué des impôts et taxes acquittés par EDF, des coûts des fonctions support et appui, et du poste « Autres Produits et Charges Opérationnelles » (dit « APCO ») qui recouvre des éléments non récurrents et l'impact comptable de la consommation des pièces de rechange.

Le montant annuel d'impôts et taxes augmente régulièrement sur 2007-2012 d'environ 3 % par an. Ce poste comprend, notamment, la taxe foncière, la taxe sur les installations nucléaires de base (INB), les taxes hydrauliques et la taxe professionnelle ou son équivalent, mais pas l'impôt sur les sociétés, qui n'est pas une charge d'exploitation. La réforme de la taxe professionnelle en 2010 n'a pas eu d'impact significatif sur le montant global des impôts et taxes, car elle a été compensée par une augmentation de la taxe INB spécifique aux installations nucléaires de base.

Les fonctions support et appui permettent de prendre en compte les services rendus par des directions d'EDF non spécifiques à la DPI. Par exemple, les missions de R&D, l'immobilier, les services de la DSP comme l'informatique tertiaire et la gestion du contrat de travail, ou encore les fonctions du siège d'EDF (achats, assurance, ressources humaines, etc.), sont inclus dans cette catégorie et affectés à la DPI en fonction du coût propre des prestations fournies. En moyenne, le coût des fonctions support a augmenté de 9 %/an entre 2007 et

27 On ne prend pas en compte cette requalification pour raisonner à périmètre constant pour ce calcul précis.

28 La part ingénierie interne était incluse dans les charges de personnel.

29 Un réacteur à eau pressurisée (« REP »), Chooz A ; un réacteur à eau lourde (« REL »), Brennilis, un réacteur à neutrons rapides (« RNR »), Creys-Malville, et six réacteurs de la filière uranium naturel - graphite - gaz (« UNGG ») à Bugey, Saint-Laurent et Chinon.

30 Y compris coûts supports induits.

2012, mais de façon irrégulière, la création de la DSP entre 2008 et 2009 ayant entraîné une augmentation de 30% en une seule année.

Enfin, les APCO regroupent différentes dépenses pour la plupart non récurrentes, comme les mouvements financiers dus au dispositif TaRTAM³¹, qui représentent l'essentiel de leur montant.

3. Les volumes de production par filière dépendent des aléas techniques et climatiques ainsi que de l'équilibre offre-demande

Les sections I et II ont permis d'établir la part fixe du coût comptable annuel de production du parc d'EDF.

A ces coûts fixes s'ajoute des coûts variables, qui dépendent notamment des volumes de production des différentes filières. Avant d'examiner ces coûts variables, dans la section IV ci-dessous, il est donc nécessaire d'examiner la question des volumes de production d'EDF.

Ces volumes de production dépendent de paramètres exogènes comme les conditions climatiques, la consommation nationale ou les conditions de marché, de choix propres à l'entreprise comme les placements des arrêts de centrales et la planification des opérations de maintenance, et enfin des avaries qui peuvent être rencontrées.

3.1 La production nucléaire dépend principalement de la durée des arrêts de tranche et des performances techniques

Les 58 tranches du parc nucléaire d'EDF ont produit, entre 2007 et 2012, entre 390 TWh et 420 TWh par an. La puissance nucléaire installée d'EDF, qui s'établit à environ 63 GW, n'a pas varié sur cette période.

Afin de qualifier le niveau de production du parc nucléaire, EDF a défini un jeu de coefficients permettant de distinguer les conséquences des différents paramètres qui peuvent influencer sur lui. En isolant ainsi les variations de la disponibilité de son parc, il permet de bien faire la différence entre les

contraintes « normales » et propres à la bonne gestion du parc et les aléas fortuits.

Dans un premier temps, le coefficient de production³², est défini comme le produit d'un coefficient de disponibilité « K_d » et d'un coefficient d'utilisation « K_u ». Le premier permet de refléter le niveau de production théorique du parc, hors contraintes extérieures à la gestion opérationnelle des centrales EDF. Le second permet, lui, de refléter les contraintes sociales et celles liées à l'environnement d'exploitation ainsi que la fourniture des services systèmes ou l'optimisation opérée par EDF³³.

Sur la période 2007-2012, le K_u s'est établi autour de 94 %, sauf en 2009, où EDF a eu à faire face d'importants mouvements sociaux, et en 2012, où des contraintes réglementaires et d'équilibre offre-demande³⁴ ont contraint la production.

Le K_d reflète en revanche l'impact des arrêts des tranches du parc. Il permet de connaître la puissance théorique maximale productible par le parc, compte-tenu des indisponibilités imprévisibles ou programmées. Sur la période 2007-2012, son niveau moyen s'établit autour de 79,5 %. Bien que ses variations soient de faible amplitude (il ne s'est pas éloigné de plus d'un point de la moyenne), les conséquences en termes de production sont importantes, compte tenu de l'ampleur de la puissance installée totale du parc nucléaire.

Les indisponibilités du parc ont trois causes :

- les visites et travaux programmés, qui correspondent aux arrêts de tranche programmés (visites décennales, partielles ou arrêts pour simple rechargement) ;
- la réalisation d'essais réglementaires ;
- les arrêts pour avaries, comme des pannes ou des événements inattendus.

Dans les chiffres fournis par EDF, une diminution des avaries est observée en 2011 et 2012. EDF indique que cette amélioration est durable et résulte de sa politique de maintenance, qui aurait permis de limiter les

32 Coefficient K_p : il permet de passer directement de la puissance installée à l'énergie produite.

33 La sous-utilisation du parc pour des contraintes de modulation est comprise dans ce coefficient par exemple.

34 La modulation du parc a été importante pour assurer l'équilibre offre-demande et les contraintes réglementaires de l'ASN correspondent à des contrôles supplémentaires imposés

31 Le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM), applicable entre 2007 et juillet 2011, a engendré des charges financées notamment par des contributions financières d'EDF.

avaries. Ainsi, selon cette hypothèse, les indisponibilités pour avaries devraient se maintenir à un niveau faible dans les années à venir³⁵.

De façon corrélée à l'augmentation du nombre de visites et d'opérations de maintenance vue plus haut, une tendance à la hausse des indisponibilités pour arrêts programmés est observée sur la période.

3.2 L'hydraulicité, liée à la situation climatique, est le principal déterminant de la production hydroélectrique

Deuxième moyen de production dans le mix énergétique français, l'hydroélectricité pèse dans le parc de production d'EDF un poids important. Sur la période étudiée, la puissance installée a été quasiment constante, de l'ordre de 20 GW

Sur la période 2007-2012, la production hydraulique d'EDF s'est établie entre 33 TWh et 39 TWh³⁶ en dehors de l'année 2011, particulièrement sèche, qui l'a vue chuter à 26,8 TWh.

Ces variations traduisent la dépendance de cette filière à l'hydraulicité observée chaque année. Cette hydraulicité s'évalue par rapport à une valeur normative déterminée sur un historique de 50 ans. Son niveau a atteint 0,7 en 2011. Au cours des autres années de la période, il est resté supérieur à 0,8, sans jamais dépasser 1. Dans ses études prospectives, EDF utilise une hypothèse d'hydraulicité normale.

La production est aussi légèrement sensible à la disponibilité des centrales, mais cet effet reste mineur. Cette disponibilité s'est dégradée au cours la période, en raison de l'augmentation du nombre d'arrêts pour travaux, tout en restant supérieure à 80 %.

3.3 Le volume des obligations d'achat évolue avec la puissance installée

Les volumes d'électricité produits par les exploitations sous obligation d'achat sont une

donnée d'entrée fatale³⁷ et volatile³⁸ dans le portefeuille de production d'EDF.

Le volume total d'électricité produite augmente tendanciellement, en raison de l'essor des énergies renouvelables qui sont soumises aux tarifs d'achat.

Ces volumes sont importants à prendre en compte, car ils ont une influence sur l'équilibre offre-demande du système.

3.4 Le recours à la production thermique à flamme et aux achats sur le marché de gros repose sur l'équilibre offre-demande

En raison de son coût variable élevé, le parc thermique n'est appelé à fonctionner que lorsque les conditions de marché le rendent économiquement activable.

Le parc thermique à flamme d'EDF se compose principalement de centrales au charbon et au fioul. Depuis quelques années, s'y ajoutent des turbines à combustion (TAC) et des centrales au gaz.

Sur la période étudiée, la composition de ce parc a évolué, du fait de la construction de TAC et de CCG, mais aussi de la remise en activité de moyens préalablement mis sous cocon.

Entre 2007 et 2012, son niveau de production a été compris entre 12 TWh et 18 TWh. Relativement aux deux filières évoquées plus haut, la volatilité de la production du parc thermique à flamme est élevée, le principal déterminant de son fonctionnement résidant dans la réalisation de l'équilibre offre-demande.

En raison du développement important des énergies renouvelables, de la disparition, à horizon 2015, pour des raisons réglementaires, d'un certain nombre de tranches au charbon³⁹ et de l'incertitude sur les niveaux de demande

35 Il semble néanmoins difficile de juger de la pertinence de cette hypothèse et des raisons de diminution des avaries sur une plage temporelle aussi courte.

36 Production nette du pompage

37 Une production électrique fatale s'oppose aux productions commandables. Par exemple, il est impossible de faire appel à une éolienne à n'importe quel moment, contrairement à une centrale thermique.

38 Une production fluctuant de manière imprévisible sur des durées courtes est dite volatile. Par exemple, la production éolienne est volatile car dépendante du vent à chaque instant.

39 Selon la PPI et le bilan prévisionnel 2012 de RTE, 3,6 GW de centrales au charbon devraient disparaître d'ici fin 2015 en France en raison de l'évolution des contraintes réglementaires portant sur les émissions de gaz à effet de serre. Certaines centrales d'EDF fonctionnant au charbon sont concernées.

futurs et sur les prix, il est difficile d'anticiper les niveaux de production des filières thermique à flamme.

En complément de la production de ses centrales, EDF peut acheter ou vendre de l'électricité sur le marché de gros de l'électricité afin de satisfaire l'équilibre offre-demande de son portefeuille de façon optimisée.

4. Les charges variables d'exploitation, qui pèsent pour 20 % des coûts comptables de production, sont constituées majoritairement des coûts de combustible et d'énergie, qui dépendent des volumes de production par filière

Un certain nombre de charges variables s'ajoutent aux charges fixes d'exploitation. Elles regroupent les achats de combustible des différentes filières (nucléaire, charbon, fioul et gaz), y compris les achats de quotas d'émission de CO₂, ainsi que les achats d'énergie sur les marchés, y compris les obligations d'achat.

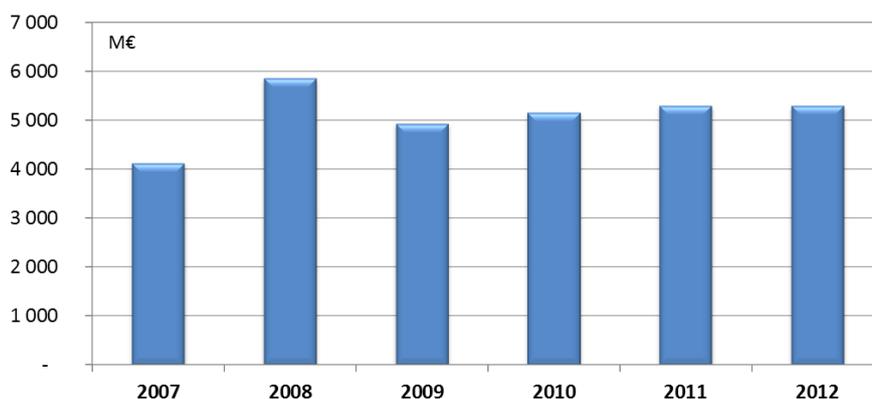
Leur montant dépend des volumes d'énergie produit par les différentes filières à chaque instant de l'année et varie fortement d'une filière à l'autre.

Sur la période 2007-2012, la croissance des coûts des combustibles nucléaire et fossiles est assez stable. En revanche, des événements exceptionnels comme le pic de prix du marché de gros de l'électricité de 2008, illustrent la forte volatilité de ce poste, compte-tenu notamment de sa dépendance au niveau des prix de marché de l'électricité auquel EDF « achète » les volumes de production sous obligation d'achat⁴⁰.

Sur la période 2007-2012, l'enveloppe totale de ces charges est en augmentation de 5,1 % par an.

Les chroniques prévisionnelles à horizon 2015 fournies par EDF laissent à penser que la hausse des coûts du combustible va se prolonger sur le moyen terme à un rythme un peu moins élevé que sur les années passées.

Figure 8 : Coûts du combustible sur la période 2007-2012



Source : EDF

40 En réalité, EDF est acheteur obligé pour les volumes d'énergie soumis à l'obligation d'achat (sur les territoires où il est l'opérateur historique) aux prix imposés par les tarifs d'achats. La CSPE vient compenser le surcoût qu'il supporte par rapport à un achat sur le marché de gros de l'électricité.

4.1 Les achats de combustible nucléaire représentent en moyenne 31 % de ce poste de dépenses sur la période 2007-2012

Les coûts afférents au combustible nucléaire revêtent des natures différentes. Au coût du combustible consommé pour produire les TWh de l'année s'ajoute le coût du traitement aval de ce combustible, qui est provisionné l'année de sa consommation.

Ces coûts représentent, en moyenne sur la période 2007-2012, 31 % de l'enveloppe totale des charges variables de la Production. Sur la période 2007-2011, ils ont augmenté de 8%/an. Leur niveau sur l'année 2012 est affecté par des événements comptables non récurrents.

Le coût du combustible consommé s'explique principalement par une hausse des prix de l'uranium naturel et par les variations de production.

Le coût du combustible aval subit de fortes variations sur la période étudiée, du fait d'un nombre important d'éléments comptables non récurrents. Ce coût correspond aux provisions nécessaires au retraitement futur et au traitement long terme du combustible consommé dans l'année. Ces provisions ont été ajustées pour s'adapter à des changements de périmètre, à la réglementation ou encore à des clauses contractuelles liant EDF et AREVA. Bien qu'il n'apparaisse pas pertinent de raisonner en moyenne sur ce poste, il est important de souligner sa volatilité sur 2007-2012, son montant pouvant, d'une année sur l'autre, varier du simple au double.

Le coût de portage du stock représente le coût pour l'entreprise du combustible stocké en attente de chargement dans les tranches nucléaires. Il est proportionnel à la valeur des stocks. Ce coût n'est pas présent dans le compte de résultat de l'entreprise, mais le stock correspondant apparaît au bilan, dans le besoin en fond de roulement, comme indiqué au point 1.2.3 du présent rapport. Le coût de portage du stock n'est donc pas pris en compte par la CRE en tant que charge d'exploitation mais comme une charge de capital, ce qui correspond pour la CRE à sa nature.

Enfin, dans ses analyses, la CRE a estimé légitime de prendre en compte la valorisation de l'électricité apportée en nature par EDF jusqu'en 2011 à l'usine Georges Besse 1 pour

le façonnage des éléments de combustible nucléaire⁴¹, dans le coût du combustible nucléaire.

4.2 La part des énergies fossiles, modérée, fluctue en fonction des volumes annuels de production malgré un coût du combustible relativement stable grâce à la politique de couverture des risques d'EDF

Le parc thermique à flamme d'EDF est composé de centrales fonctionnant au charbon, au fioul ou encore au gaz. Sur la période 2007-2012, 86 % de la production fossile d'EDF provient de la filière charbon.

Le coût correspondant à l'achat de combustible fossile, CO₂ compris, représente, en moyenne sur la période 2007-2012, 15 % de l'enveloppe totale des charges variables de la DPI. Il a augmenté de 9,4 %/an.

Bien que les prix de marché des combustibles fossiles aient fortement fluctué sur la période, la politique de risque menée par EDF lui permet de minimiser l'impact des risques marché sur ses états financiers.

L'énergie produite à partir des énergies fossiles entraîne des émissions de CO₂ soumises au système des quotas instauré au sein de l'Union européenne. Ce système a mis en place plusieurs phases dont la troisième a débuté en 2013. Les allocations gratuites de quotas d'émission disparaissent dans cette phase pour les usages de production d'électricité. Ainsi, EDF prévoit une augmentation de cette charge pour l'année 2013 qui perdurera sur les années suivantes.

Cette charge est fortement dépendante du prix du CO₂ qui sera effectif sur les marchés. Aujourd'hui, les prix observés sur le marché sont plutôt bas et le resteront à court terme. Toutefois, selon les évolutions futures de ce prix, la charge d'EDF correspondante pourrait augmenter en conséquence.

41 Il est, en effet, possible de considérer que ces volumes font partie des ressources engagées par EDF pour produire de l'électricité, et donc que les montants correspondants viennent diminuer les achats de combustible et d'énergie tandis que les volumes correspondants sont éliminés des volumes produits et achetés dans le cadre du calcul du coût de production.

4.3 Les achats d'électricité sur les marchés, notamment au titre de l'obligation d'achat, qui est en forte croissance, représentent aujourd'hui plus d'un tiers des charges variables

Les achats d'énergie d'EDF regroupent les contrats long terme d'achat, les contrats d'achat auprès de producteurs, les participations, les achats d'équilibrage et les achats « équivalent marché » au titre des contrats d'obligation d'achat.

Les politiques de développement des énergies sous obligation d'achat jouent un rôle important dans le coût de production. EDF a l'obligation d'acheter, dans sa zone de desserte historique⁴², l'énergie produite par les installations qui bénéficient d'un contrat d'obligation d'achat. Le tarif d'achat est imposé et propre à ce contrat. La loi prévoit que le surcoût occasionné par ces achats soit compensé par un versement financier à EDF correspondant à l'écart entre le prix d'achat imposé et le coût évité par ces achats, qui est égal au prix du marché de gros de l'électricité sur lequel EDF aurait dû s'approvisionner en l'absence de ces volumes d'énergie. Cette compensation est financée par la CSPE collectée auprès de l'ensemble des consommateurs.

En termes de prix de revient de l'énergie, la situation est ainsi équivalente à celle dans laquelle EDF achèterait les volumes sous obligation d'achat au prix de marché⁴³.

Les volumes sous obligation d'achat externes à EDF, c'est-à-dire, déduction faite des volumes d'électricité produits par ses propres installations sous obligation d'achat, ont augmenté de 7,4 % par an sur la période 2007-2012, en raison du développement des énergies renouvelables, filières bénéficiant de tarifs d'achat dans le cadre de la politique de développement à horizon 2020.

Dans les données fournies par EDF, en dehors de l'année 2008, sur laquelle les prix de marché de gros ont atteint un pic, le prix de marché de référence utilisé est en augmentation de 2,8 % par an entre 2007 et 2012. Il convient toutefois de noter que, depuis quelques mois, les prix de gros de l'électricité ont subi de fortes baisses, ce qui devrait avoir

une incidence sur le prix utilisé par EDF pour les années à venir et diminuer ce poste de coût (cf. analyses de sensibilité réalisées au point 5.2.1 ci-après).

Ces achats « équivalent marché » imposés par les volumes d'électricité produits par les installations soumises à l'obligation d'achat représentent une part des coûts variables de l'ordre de 30 % en moyenne sur 2007-2012. Ils sont en augmentation sur cette période de 10 % par an.

EDF achète par ailleurs de l'énergie dans d'autres cadres que celui des obligations d'achat, comme, par exemple, par l'intermédiaire de contrats long terme, d'achats sur les marchés organisés ou de gré à gré, ou encore de participations dans des centrales d'autres opérateurs.

Cette dernière catégorie d'achats fluctue assez fortement au cours la période 2007-2012.

Comme il a été possible de le constater en 2008, ce poste de dépenses est sensible à la volatilité des prix de marché de l'électricité pour des volumes de plus en plus importants, étant donné le développement des filières sous obligation d'achat.

4.4 Les autres dépenses variables marginales

EDF doit en outre payer des frais d'injection et de soutirage pour les moyens de production précédemment cités, qui sont proportionnels à l'énergie produite, qui viennent naturellement s'ajouter au prix du combustible. Par ailleurs, des charges liées aux mécanismes d'ajustement et du règlement des écarts sont constatées et correspondent à des ventes ou des achats d'électricité qui trouvent leur place dans ce poste.

Le montant total de ces charges est de l'ordre de 350 M€ par an.

42i.e. pour les producteurs raccordés aux réseaux de transport ou au réseau exploité par ERDF.

43 Il n'est pas fait référence ici à l'aspect comptable et au BFR que supporte EDF au titre du versement de la CSPE. De plus, ce prix de marché correspond à la référence de prix utilisée dans le calcul de la CSPE.

5. L'orientation à la hausse du coût comptable de production France tel que calculé par la CRE, observée depuis 2007, devrait se poursuivre à l'avenir, même si ce coût présente une sensibilité à certains paramètres difficilement prévisibles

5.1 L'augmentation du coût comptable observée depuis 2007 est amenée à se poursuivre en 2013 ainsi qu'à moyen-terme

Après analyse des coûts constatés d'EDF sur la période 2007-2012 ainsi que des hypothèses prévisionnelles transmises, la CRE a établi sa meilleure estimation du coût comptable de production pour l'année 2013, afin de mener son analyse de la couverture des coûts de production de l'opérateur historique EDF par les tarifs réglementés de vente d'électricité.

Cette analyse fait ressortir que le coût comptable de production évolue en moyenne de 4,5% par an sur la période 2007-2012.

Dans son avis sur l'évolution des tarifs réglementés de vente d'électricité à l'été 2012, la CRE avait retenu une hypothèse de hausse fondée sur la moyenne des hausses des cinq dernières années connues, soit +6% environ, alors que la prévision d'EDF pour cette même année était significativement supérieure. Les coûts pour l'année 2012, constatés *a posteriori*, s'avèrent finalement en augmentation de 4,5 % par rapport aux coûts de l'année précédente.

Sur le fondement de ce constat, la CRE a retenu comme meilleure estimation des coûts en 2013 une hausse de 4,5% sans hypothèse d'allongement de la durée d'amortissement des centrales nucléaires et une évolution de -1,0% avec une hypothèse d'allongement de dix ans de cette durée d'amortissement.

5.2 Le coût comptable présente toutefois une sensibilité à différents paramètres technico-économiques

L'analyse des coûts passés a permis d'examiner les facteurs expliquant une hausse globale sur la période 2007-2012 et de mettre en évidence la sensibilité du coût de production d'EDF à certains paramètres, qui sont susceptibles d'introduire une incertitude dans les évaluations prospectives.

Cette incertitude est due à différents aléas, par nature non prévisibles, ou à l'apparition d'événements non récurrents dans l'environnement du parc de production, comme il a pu être observé par le passé. Deux exemples illustrent cette problématique : la forte dépendance de la production hydraulique aux conditions climatiques ou encore l'impact potentiel de mouvements sociaux sur la production du parc nucléaire.

Dans le cadre d'une analyse prospective des coûts d'EDF, il apparaît dès lors nécessaire de distinguer les coûts prévisibles, pour lesquels une prévision d'évolution est possible, des coûts imprévisibles, pour lesquels la meilleure estimation réalisable à un instant donné doit être complétée par une analyse de sensibilité mettant en évidence l'ampleur de l'imprévisibilité.

Divers scénarios sont ainsi présentés ci-dessous pour mesurer l'impact de la variation de différentes caractéristiques du parc de production. Selon la nature de l'incertitude, l'évaluation de la sensibilité du coût comptable total au paramètre imprévisible peut être difficile à mesurer.

5.2.1 Les incertitudes portant sur des montants de postes comptables se traduisent immédiatement pour les dépenses d'exploitation et par le biais des amortissements pour les dépenses d'investissement

Quelles que soient les dépenses concernées, les contraintes extérieures pesant sur EDF peuvent entraîner des modifications des coûts par rapport aux scénarios prévisionnels. Les observations passées permettent, par exemple, de retenir comme paramètres significatifs d'imprévisibilité le référentiel de sûreté du parc nucléaire, qui a évolué à plusieurs reprises et a eu pour conséquence l'augmentation des coûts de contrôle et de maintenance du parc, ou encore les coûts des combustibles qui ont pu s'avérer très volatils.

Variation du montant des dépenses d'investissement

Sur la période 2007-2012, certains investissements ont vu leur coût augmenter en raison de l'évolution de contraintes extérieures. L'exemple le plus récent concerne les investissements à engager dans le cadre du retour d'expérience de l'accident de Fukushima, qui étaient en partie programmés

dans le programme d'investissements d'EDF mais devront être anticipés⁴⁴.

Comme le souligne la partie 1.2, si le montant global des investissements d'une année augmente de 100 M€, l'impact comptable est indirect car

- 1- Les investissements ne se traduisent pas immédiatement par un impact sur le compte de résultat (aucun impact avant leur mise en service industrielle)
- 2- les immobilisations ne sont pas toutes amorties sur la même durée.

Les deux exemples ci-dessous illustrent cette propriété.

Exemple 1 : cas de l'apparition d'une avarie sur un composant d'une tranche nucléaire impliquant l'ajout de contrôles supplémentaires au cours des visites décennales des autres tranches du parc, augmentant, pour l'année 2014, l'enveloppe d'investissement associée de 100 M€

Bien que cette hausse de 100 M€ entraîne une augmentation immédiate des dépenses sur l'année 2014, l'impact sur les coûts de production s'évalue à partir de la durée d'amortissement des investissements effectués pendant les visites décennales, c'est-à-dire 10 ans, et de la rémunération du capital considérée. On considère ici que ces investissements supplémentaires sont mis en service immédiatement, c'est-à-dire en 2014.

Ainsi, les coûts annuels de production des années 2015 à 2024 augmenteraient de 10 M€ par rapport aux prévisions au titre des amortissements⁴⁵ à quoi s'ajouterait la valeur nette comptable rémunérée au CMPC d'EDF. Par exemple, pour 2015, cette hausse vaudrait 19 M€⁴⁶, soit 0,1 % du coût comptable de production.

Exemple 2 : cas de l'augmentation des devis correspondant au retour d'expérience post-Fukushima de 100 M€ pour l'année 2014.

De même que dans l'exemple précédent, la hausse immédiate des dépenses d'investissement s'étale comptablement dans le temps par le biais des amortissements dont la durée est cette fois la durée d'amortissement résiduelle de la tranche sur

laquelle ils sont effectués. En prenant comme hypothèse normative la durée d'amortissement résiduelle moyenne du parc dans le cas d'un allongement à 50 ans de la durée d'amortissement comptable, le chiffre obtenu est 21 ans à compter de 2014 (soit une fin de vie en 2035)⁴⁷.

Par ailleurs, on fait l'hypothèse que ces investissements concourent à la réalisation d'installations mises en service en 2018 (date-butoir de l'installation des Diesels d'ultime secours sur le parc).

Leur traduction dans le compte de résultat serait ainsi des coûts annuels de production des années 2018 à 2035 qui augmenteraient d'environ 6 M€ par rapport aux prévisions au titre des amortissements à quoi s'ajouterait la valeur nette comptable rémunérée au CMPC d'EDF. Par exemple, pour 2020, cette hausse vaudrait environ 15 M€ soit le même ordre de grandeur que dans l'exemple ci-dessus. En revanche, avant 2018 (date de la mise en service comptable de l'actif lié à ces investissements réalisés en 2014), l'impact serait nul, pour une dépense effectivement réalisée de 100 M€

En conclusion, pour une même hausse du montant des dépenses annuelles d'investissement, l'impact sur le coût comptable de production peut varier. Par le mécanisme de l'amortissement comptable, l'impact d'une hausse imprévue des investissements est lissé dans le temps et est traduite avec un retard par rapport à la date d'engagement effectif des dépenses.

Variation du montant des dépenses d'exploitation

Contrairement aux dépenses d'investissement, l'augmentation du montant total de dépenses d'exploitation a un impact direct sur la hausse des coûts comptables de production, quelle qu'en soit l'origine.

Ainsi, une hausse de 100 M€ des dépenses d'exploitation entraînera une hausse de 100 M€ des coûts comptables. Soit 0,4 % du coût comptable total de production.

44 Cf. point 1.1.3

45 Le montant total (100 M€) divisé par 10.

46 En 2015, les amortissements valent 10 M€ et la valeur nette comptable de 90 M€ valorisée à un CMPC de 10 %, par exemple, vaut 9 M€

47 Dans le cas où il n'y aurait pas d'allongement de la durée d'amortissement à 50 ans, le chiffre obtenu serait de 11 ans et les résultats seraient proches de ceux de l'exemple précédent.

Exemple 1 : Cas d'une augmentation du coût du combustible nucléaire 100 M€⁴⁸

L'impact sur les coûts de production est dans ce cas immédiat. Une telle hausse correspond à une augmentation de l'ordre de 100 M€ des coûts de production sur l'année 2014, soit 0,4 % du coût total de production.

Exemple 2 : Cas d'une diminution des prix de marché de gros de l'électricité en moyenne de 1 €/MWh⁴⁹.

Bien que la politique de risque d'EDF lui permette de stabiliser le prix de marché auquel il doit acheter son électricité, les tendances haussières (et réciproquement baissières) que le marché de l'électricité a pu rencontrer ont influé sur ses coûts d'approvisionnement.

Dans les coûts comptables d'EDF, le prix de marché de l'électricité intervient principalement dans ses achats d'électricité et dans ses achats obligés aux producteurs bénéficiant d'un tarif d'achat⁵⁰.

Les « achats obligés » d'EDF au prix de marché viendrait diminuer de 30 à 40 M€ des coûts de production pour une baisse de 1 €/MWh. Les achats sur les marchés de gros entraînerait en plus une diminution de l'ordre de 10 M€. Ainsi, c'est une baisse totale d'environ 40 M€ qui serait observée, soit 0,2 % du coût total de production.

5.2.2 Les incertitudes pesant sur l'équilibre physique offre-demande sont plus complexes à évaluer

L'impact des incertitudes sur les volumes de demande ou de production est plus complexe à évaluer. Les lois de la physique du système électrique imposent qu'à tout instant, l'équilibre offre-demande soit vérifié. Ainsi, l'hypothèse d'une diminution du volume produit par le parc nucléaire à demande constante est nécessairement associée à l'augmentation de la production d'autres filières ou d'achats sur le marché.

Des hypothèses macroscopiques simplificatrices sont faites dans l'exercice

48 Chiffre à vocation illustrative. En pratique, le coût du combustible consommé reflète la valeur moyenne du stock de combustible nucléaire, l'augmentation du prix des différentes composantes de ce stock est donc « amortie » dans le coût du combustible consommé.

49 Idem

50 Le coût des rééquilibrages du système dépendent aussi des prix de marché, mais leur montant est négligeable comparé aux deux postes cités.

suit. Les différents scénarios envisagés ont pour vocation d'évaluer, au premier ordre, la sensibilité des coûts de production du parc à certains paramètres, et non de refléter précisément la réalité physique bien plus complexe.

Dans l'ensemble des scénarios, les hypothèses simplificatrices sont les suivantes :

- La production d'électricité d'origine renouvelable est fatale, hormis pour la filière hydraulique ;
- Les parcs nucléaire et hydraulique sont exploités au maximum de leur disponibilité ;
- Le recours à la production thermique à flamme et aux achats marché est le paramètre d'ajustement.⁵¹

A partir de ces postulats, plusieurs scénarios ont été envisagés pour évaluer le poids des incertitudes pesant sur le parc de production.

Scénario 1 : Cas d'une hausse de la demande d'électricité de 1% sur l'année 2014

De manière qualitative, une hausse de la demande d'électricité nécessite une hausse de la production totale du parc d'EDF ou une augmentation de ses achats d'électricité sur le marché de gros. A partir des hypothèses ci-dessus (équivalence entre production thermique et achats sur les marchés), cette hausse entraînerait une augmentation de la production des moyens thermiques à flamme, d'EDF ou de tiers. Ainsi, toutes choses égales par ailleurs, la hausse de la demande entraîne dans les comptes d'EDF une augmentation des volumes de combustibles fossiles achetés ou des volumes d'électricité achetés sur le marché de gros.

Pour une demande d'environ 500 TWh, c'est une augmentation de 5 TWh de la production thermique à flamme qui est nécessaire pour compenser la hausse de 1%. Cette augmentation entraînerait une hausse des coûts de l'ordre de 250 M€.

Ainsi, une hausse de la demande d'électricité de 1% sur l'année 2014 entraînerait une

51 En ordre de grandeur, les prix de marché de gros et les coûts variables du parc de production thermique d'EDF sont assez proches. En guise de simplification, il a été considéré que produire avec son parc thermique à flamme ou acheter sur les marchés était équivalent pour EDF. Ainsi, dans le cadre de cette étude, un prix unique de 50 €/MWh a été utilisé pour les estimations.

hausse du coût comptable de production d'environ 1 %.

Scénario 2 : Cas d'une diminution de la disponibilité du parc nucléaire

Comme vu plus haut, la disponibilité du parc nucléaire dépend de paramètres prévisibles, comme les arrêts planifiés, mais aussi de paramètres plus incertains comme l'indisponibilité fortuite ou les prolongements d'arrêts par rapport à leur durée théorique. L'hypothèse de ce scénario est une diminution du K_d de 1 point sur l'année 2014 qui pourrait par exemple se matérialiser par une hausse de 1 % des indisponibilités pour avaries.

Par un raisonnement identique à celui de l'exemple précédent, la baisse du K_d de 1 point entraînerait une hausse de la production thermique à flamme de 5,3 TWh, soit une hausse du coût comptable de production d'EDF de 265 M€. En contrepartie, une baisse du coût du combustible nucléaire de 21 M€ serait observée dans les comptes d'EDF. La hausse totale résultante serait alors de l'ordre de 244 M€.

Ainsi, une baisse du K_d de 1 point sur l'année 2014 entraînerait une hausse du coût comptable de production d'environ 1 %.

Scénario 3 : Cas d'une diminution de la production hydraulique

La production hydraulique étant très dépendante des conditions climatiques au travers du coefficient d'hydraulicité. Sur les 10 dernières années, l'hydraulicité a été plus faible que sur les décennies précédentes et a entraîné une diminution du productible moyen, il est aujourd'hui d'environ 43,5 TWh.

Comme précédemment, une hydraulicité de 0,99 entraînerait une diminution de la production hydraulique de 0,4 TWh. Par le même raisonnement que précédemment, la compensation de cette baisse serait effectuée par le parc de la production thermique entraînant une hausse du coût comptable de production de l'ordre de 20 M€.

Ainsi, une hydraulicité 1 % inférieure à la normale sur l'année 2014 entraînerait une hausse du coût comptable de production d'environ 0,1 %.

5.2.3 Autres incertitudes

D'autres incertitudes, s'apparentant à des événements non récurrents, peuvent intervenir dans le coût comptable de production d'EDF tel que calculé par la CRE. Ces événements peuvent affecter tant la partie des coûts afférente au capital engagé que celle des charges d'exploitation.

La requalification de charges d'exploitation en investissement

Un premier élément touche d'ailleurs à ces deux composantes et a déjà été évoqué précédemment au point 1.1.4. Il s'agit de la requalification de dépenses d'exploitation en dépenses d'investissement. Cette requalification ne peut s'opérer que lorsque la nature des dépenses entre dans le champ de la définition des actifs pouvant être immobilisés. En termes usuels, les dépenses engagées doivent permettre à l'entreprise de générer un avantage économique futur. Dans le cas évoqué précédemment, les dépenses sont de nature à permettre la poursuite de l'exploitation des centrales nucléaires et peuvent à ce titre être immobilisées et amorties sur la période de temps s'écoulant entre la dépense et la prochaine dépense de même nature, ces dépenses étant récurrentes dans le temps tout au long de la vie de la centrale.

Compte-tenu du traitement des investissements dans le calcul du coût comptable réalisé par la CRE, cette requalification a pour effet de diminuer les charges d'exploitation annuelles, et donc le coût comptable de production de l'année durant laquelle les dépenses sont réalisées, tout en augmentant les charges de capital pour les exercices suivants et ce jusqu'à ce que la dépense immobilisée soit totalement amortie.

Les accords avec d'autres entités concernant des charges de long terme (versement de soultes)

Certaines charges futures provisionnées dans les comptes d'EDF concernent des installations dans lesquelles d'autres entreprises possèdent également des participations. Dans ce cas, les charges provisionnées dans les comptes d'EDF sont proportionnées aux montants de la participation d'EDF dans l'installation, sauf élément contractuel spécifique venant remettre en question les personnes morales supportant ces charges.

Pour des raisons diverses, techniques et financières, les entreprises ayant des participations dans des installations auxquelles sont associés des charges futures, peuvent choisir de transférer l'intégralité de la responsabilité de ces charges à l'une d'entre elles, soit parce qu'il s'agit de l'entreprise opérant l'installation, soit parce qu'elle est la plus à même de gérer au mieux ces dépenses futures. Les charges futures peuvent concerner les opérations de déconstruction, les engagements sociaux de long terme ou encore le traitement de long terme des déchets radioactifs.

A titre d'exemple, on peut citer l'accord entre AREVA et EDF en 2008 concernant notamment la question des charges futures de démantèlement de l'usine de la Hague.

Du point de vue du coût comptable, la comptabilisation de ces événements n'entraîne pas de variation car deux mouvements viennent s'annuler. Dans le cas où EDF transfère la responsabilité à une autre entité, elle reprend le montant correspondant provisionné dans ces comptes. Lors du même exercice, elle comptabilise une charge correspondant au montant de la compensation financière qu'elle verse à la contrepartie, correspondant normalement au montant provisionné dans les comptes⁵². La somme de ces deux mouvements n'a donc pas d'effet sur le coût comptable de production. Dans le cas inverse, la même logique s'applique, EDF enregistrant un produit correspondant à la soultte reçue, tandis qu'elle enregistre une dotation aux provisions.

En revanche, en termes de trésorerie, les impacts ne sont pas neutres pour une année donnée, notamment en cas de versements étalés dans le temps des soultes dues.

Les variations d'hypothèses ou d'éléments de calcul concernant les provisions

Comme décrit au point 1.2.5.3 de la section I du présent document, le montant des provisions relatives aux charges futures présentes dans les comptes d'EDF peut varier en fonction de quatre principaux facteurs : (i) les hypothèses techniques et de coûts,

rassemblées dans le devis, (ii) le calendrier de réalisation de ces charges futures, (iii) l'hypothèse d'inflation et (iv) le taux d'actualisation.

La variation d'un de ces éléments peut entraîner une modification du montant de la provision concernée dont les impacts sont répercutés sur l'exercice durant lequel l'élément est modifié. Ainsi une augmentation du devis ou de la référence d'inflation retenue, ou bien une baisse du taux d'actualisation, engendrerait une augmentation de la somme à provisionner, et donc une dotation aux provisions supplémentaire qu'EDF devrait réaliser, affectant le coût comptable de production de l'année.

Le coût comptable de production établi par la CRE présente ainsi une sensibilité au taux d'actualisation retenu et au niveau des devis évaluée comme suit :

- EDF présente dans ses publications financières une sensibilité des provisions pour charges futures nucléaires au taux d'actualisation retenu. On relève ainsi qu'une variation de diminution de 0,2% du taux d'actualisation retenu pour les charges de long terme nucléaires entraîne une augmentation des provisions de 1 126 M€, soit un impact ponctuel sur le coût comptable de l'année où le taux est revu de +4,5 %.
- La CRE évalue quant à elle qu'une augmentation du devis de déconstruction des centrales nucléaires de 10 % entraînerait une hausse annuelle du coût de production de 1,3 Mds€, soit un impact ponctuel sur le coût comptable de l'année où le devis est revu de +5,0 %.

⁵² Les règles comptables d'évaluation du montant des provisions disposent toutes que celles-ci doivent être évaluées de manière prudente et selon la meilleure évaluation possible à date, en tenant compte des éléments futurs pouvant avoir un impact sur le montant des charges futures en question.

6. Synthèse

6.1 Décomposition des dépenses annuelles et évolutions (charges d'exploitation et investissements)

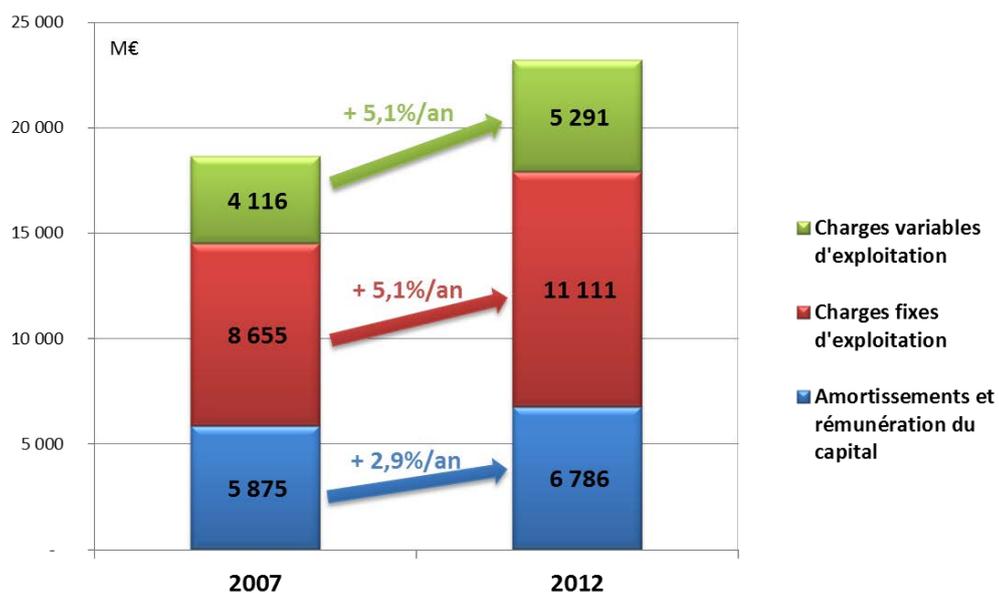
Figure 9 : Évolution des dépenses annuelles entre 2007 et 2012



Source : EDF

6.2 Décomposition des coûts comptables de production

Figure 10 : Évolution du coût comptable de production du parc d'EDF entre 2007 et 2012



Source : EDF

Section II : Clefs de répartition

L'étude menée jusqu'ici permet de déterminer le niveau global des dépenses relatives à la production à couvrir par les tarifs. Cependant, les clients du portefeuille d'EDF n'ont pas le même comportement en ce qu'ils ne consomment pas de manière similaire que ce soit en matière de durée d'utilisation, de puissance qu'ils appellent, où des heures auxquelles ils consomment notamment en période de pointe de consommation... et ainsi ne génèrent pas les mêmes coûts pour la collectivité. Il s'agit donc d'affecter les dépenses d'EDF – ici de production – de façon à représenter au mieux la contribution de chacun aux coûts de l'entreprise.

1. Les clefs de répartition, qui permettent d'affecter les coûts aux différents segments de clientèle, doivent refléter la contribution de chacun au coût de l'entreprise

L'électricité n'étant pas traçable et l'utilisation du parc de production étant intégrée (pas d'affectation d'un moyen de production à un client), il n'est pas possible de savoir de quel moyen de production provient l'électron consommé par un client donné et donc de lui associer directement son coût. En conséquence, pour connaître le coût de l'électricité consommée par chaque client, il est nécessaire d'avoir recours à des clefs de répartition des coûts du parc en fonction du segment de clientèle. Ces clefs de répartition sont, par nature, normatives.

Les clefs de répartition des dépenses de production permettent de déterminer la part du coût de production affecté à chacun des types de clients regroupés par couleur tarifaire et par option tarifaire.

Afin de les déterminer, l'idée générale est d'associer à chaque couleur et option tarifaire un poids reflétant sa contribution aux coûts de production, déterminé en fonction de la valeur relative de la courbe de charge de ce tarif par rapport à la valeur de la courbe de charge totale de production d'EDF.

Pour ce faire, il s'agit d'établir un coût horaire de l'électricité, pour chacune des heures de l'année, qui sera utilisé pour valoriser les différentes courbes de charge correspondant aux différents tarifs et options tarifaires. Une

courbe de charge plate se verra ainsi valorisée à la moyenne arithmétique des coûts horaires sur toute l'année, alors qu'une courbe de charge horo-saisonnalisée verra sa valorisation dépendre des contrastes horaires des coûts et notamment des coûts aux heures de pointe.

Il s'agit dès lors de déterminer la bonne référence de coûts horaires à retenir pour mener cet exercice, objet de la partie 1.1 ci-après.

1.1 Compte-tenu du design actuel du système électrique français, les clefs les plus pertinentes reposent encore sur le parc adapté, en cohérence avec la construction tarifaire historique

1.1.1 La méthode du parc adapté est celle utilisée pour construire la structure des tarifs

La notion de parc adapté

Le parc adapté est une notion économique qui correspond à un parc fictif répondant de manière optimale à la demande de consommation à l'horizon 2020. Il s'agit d'un parc théorique dans lequel la configuration des moyens de production (le choix du mix de production) minimise le coût global de production. Dans un tel parc, pour répondre à une demande supplémentaire marginale, il est tout aussi intéressant de produire avec le parc existant (coût marginal de court terme) que d'adapter la puissance installée en construisant de la puissance supplémentaire (coût marginal de long terme) : il y a alors égalité entre coût marginal court terme et coût marginal long terme.

Pour évaluer pertinemment le coût du parc adapté et pour effectuer le choix de configuration des moyens de production, il est nécessaire de fixer de manière adéquate le coût de production inhérent à chacune des filières – défini comme la somme d'un coût fixe (investissement⁵³ et maintenance) et d'un coût

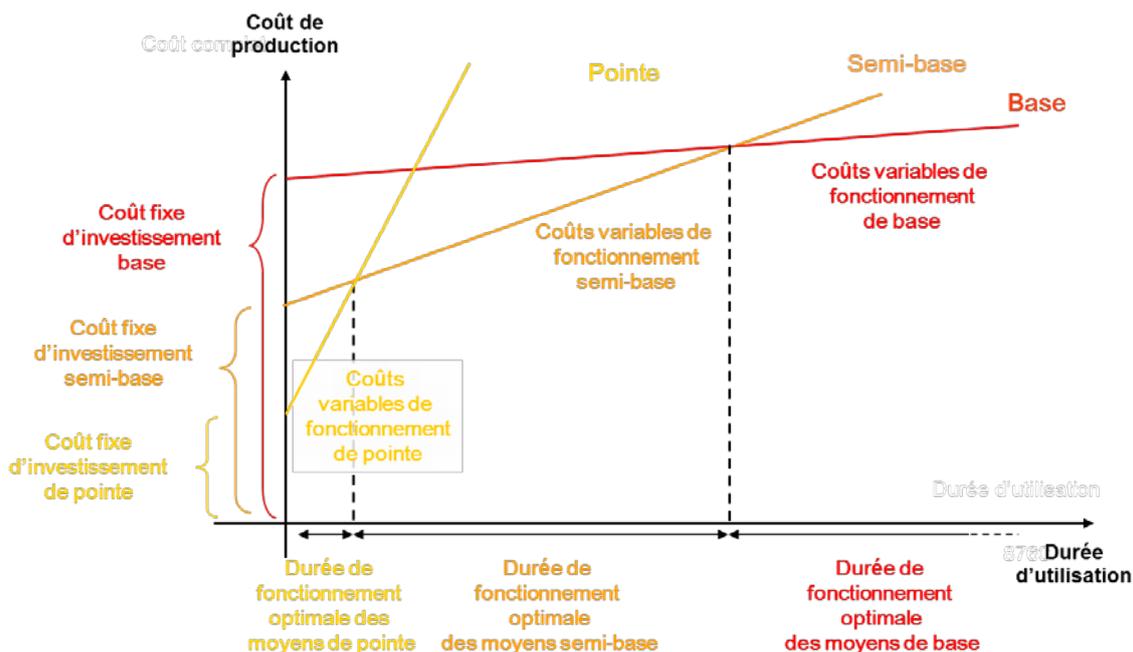
53 Correspondant par hypothèse au coût d'anticipation de construction d'un moyen un an plus tôt

variable (coût du combustible⁵⁴) proportionnel à la durée d'utilisation du moyen⁵⁵.

Ces données permettent de calculer les durées de fonctionnement optimales de chaque filière de production comme cela est illustré dans le cas simple présenté ci-dessous

pour trois moyens de production : base, semi-base et pointe. Ainsi, par exemple, pour un niveau de puissance appelé pendant une durée incluse dans la durée de fonctionnement optimale d'un moyen de semi-base (entre 2000h et 6 000h d'appel par an), c'est le moyen de semi-base qui sera appelé.

Figure 11 Coûts totaux de production en fonction de la durée d'appel



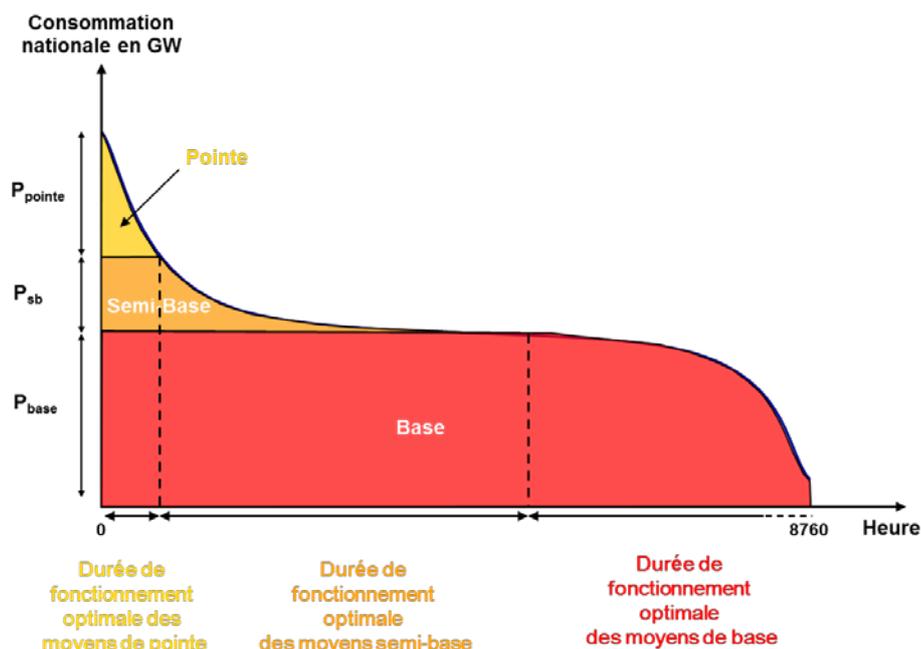
54 Le modèle du parc adapté d'EDF – établi en 2008/2009 par EDF avec la DGEC et la CRE – prend en compte le coût du CO₂, le prix du pétrole et du gaz, le taux de change euro/dollar et le coût estimé de développement de nouveaux moyens de production (nucléaire, TAC et CCG) – en se référant notamment aux coûts de référence de la production électrique publiés par la DGEC en 2008.

55 Coût complet = Coût d'anticipation (ou coût fixe) + durée d'utilisation x Coût variable

La courbe ci-dessous représente la monotone de charge de la consommation nationale – c'est-à-dire la chronique de consommation appelée sur l'année et classée de l'heure la plus chargée à l'heure la moins chargée. De cette manière, il est clair à partir de cette courbe que les moyens de base appelés les premiers seront appelés pour les niveaux de puissance dont les durées d'appel sont les

plus longues, puis les moyens de semi-base et enfin de pointe pour les niveaux de puissance dont les durées d'appel sont plus courtes. De part cette construction la configuration du parc adapté est obtenue et est définie par des puissances optimales P_{base} pour les moyens de base, $P_{semi-base}$ pour les moyens de semi-base et P_{pointe} pour les moyens de pointe.

Figure 12 Alimentation de la monotone de charge d'un parc électrique simplifié à trois moyens de production (base, semi-base et pointe)



La tarification à partir du parc adapté

La tarification à partir du parc adapté évalue le coût de chaque heure de l'année au coût marginal du dernier moyen appelé. Ceci a la vertu de renvoyer un signal représentant de manière adéquate la charge de consommation affectée à l'heure donnée.

La tarification au coût marginal de l'électricité, dans le cadre d'un parc adapté, permet d'assurer la couverture de la totalité des coûts fixes et des coûts variables des moyens appelés. Pour y parvenir, il convient toutefois d'introduire le coût de l'énergie non desservie appelée le plus souvent « coût de la défaillance ». Ce coût est déterminé de sorte que la durée des périodes de l'année où la demande excède la production corresponde en moyenne à la durée souhaitée par les pouvoirs

publics c'est-à-dire trois heures par an⁵⁶. Ce choix est très structurant pour la détermination du parc adapté et principalement le dimensionnement des moyens de pointe.

Les prix horaires d'un parc adapté envoient des signaux de prix pertinents et couvrent le coût complet de l'ensemble des moyens appelés. Bien sûr, le cas présenté est simpliste et ne prend pas en compte la complexité du parc et la variété des moyens disponibles.

Les pouvoirs publics ont choisi de construire en structure⁵⁷ les tarifs réglementés de vente sur le fondement de ce parc adapté afin qu'ils envoient aux clients un signal de prix assurant que chacun supporte les coûts que sa consommation occasionne dans la durée et que

56 En espérance – Décret n° 2006-1170 du 20 septembre 2006 relatif aux bilans prévisionnels pluriannuels d'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité.

57 La structure tarifaire correspond au poids donné à chacune des couleurs et options tarifaires.

chacun soit ainsi incité à faire évoluer ses consommations de sorte à réduire ce coût. Ainsi, à terme, le système électrique converge vers des coûts pour satisfaire la demande minimisés.

Le parc adapté modélisé par EDF

Dans son modèle, EDF utilise en entrée différents scénarios de consommation pour 2020 à partir desquels est élaboré un parc de production minimisant le coût en espérance sur l'ensemble de ces scénarios. Ceux-ci sont construits à partir d'une courbe de consommation générée par un modèle de prévision spécifique d'EDF et qui est modifiée de manière *ad hoc* en tenant compte de la thermosensibilité des consommations et ce par l'utilisation de 70 chroniques historiques de température.

Si le parc adapté est un parc théorique n'ayant pas de lien direct avec le parc réel actuellement exploité, la puissance installée de certains moyens de production étant néanmoins fortement contrainte, soit réglementairement soit techniquement, celle-ci est fixée en entrée du modèle. Ainsi, l'adaptation du parc théorique à la demande prévisionnelle ne porte que sur les seuls moyens en développement libre.

En conséquence, concernant la filière de production hydraulique, le potentiel de développement étant très faible, du moins sur les moyens et gros ouvrages, et les centrales en place n'ayant pas vocation aujourd'hui à être arrêtées, la puissance hydraulique installée est fixée dans le modèle de parc adapté⁵⁸. De même, l'évolution des filières ENR est estimée en amont du modèle selon des hypothèses fondées sur la PPI (Programmation Pluriannuelle des Investissements).

Par ailleurs, pour les filières hydraulique et ENR, il est à noter que l'aléa climatique est pris en compte – en particulier l'aléa d'hydraulicité pour les barrages ou les vitesses de vent pour la filière éolienne – au travers de chroniques de données historiques ainsi que le caractère fatal de ces énergies.

Le modèle de parc adapté ne prend pas en compte explicitement les interconnexions avec

58 Par ailleurs, EDF ne fixe pas la puissance de nucléaire installée bien que celle-ci soit elle aussi très contrainte réglementairement. Contrairement à l'hydraulique, le potentiel de développement du nucléaire n'est théoriquement pas nul et le fait de fixer la puissance du nucléaire risque de niveler les prix du parc adapté et donc la structure du tarif et diminuer d'autant le signal envoyé.

les autres pays européens. Si celles-ci ont un impact évident sur le fonctionnement du parc réel, elles ont – au vu des simulations réalisées par EDF en 2009 – un impact marginal sur les résultats du modèle de parc adapté notamment parce que les interconnexions sont limitées en volume et parce qu'elles interviennent sur les coûts marginaux au second ordre lors d'évènements d'extrême pointe qui sont les plus coûteux pour le système. L'idée est de considérer théoriquement que la structure des coûts horaires reflétée par le parc adapté à la France est très proche de celle d'un parc adapté à l'ensemble du parc de la plaque interconnectée.

Grâce à ces paramètres d'entrée et pour chacun des scénarios envisagés, une configuration de moyens de production est définie et il en découle par suite une chronique de prix horaires. Les prix horaires utilisés dans le calcul des coûts correspondent à la moyenne des prix horaires obtenus sur l'ensemble des scénarios climatiques envisagés (raisonnement dit « en espérance »).

1.1.2 Une méthode fondée sur les prix de marché reflète mieux le parc de production réel

Si le parc adapté apparaît comme un bon outil économique d'orientation à long terme de la consommation et des investissements de production vers un optimum, dans une vision théorique du système électrique, il est en revanche assez éloigné de la situation actuelle du parc de production d'EDF. Ainsi, si le principe d'une construction en structure des tarifs réglementés de vente sur le fondement d'un parc adapté donnant les bons signaux tarifaires peut s'entendre, la pertinence de la construction de clefs visant à répartir les coûts réellement engendrés par les différentes catégories de consommateurs sur le fondement d'un parc adapté par essence théorique pose question. Au surplus, le modèle de parc adapté d'EDF comporte des incertitudes quant aux estimations faites à horizon lointain en particulier sur l'évolution des prix de marché (CO₂, gaz, pétrole etc.) et sur l'évolution des contraintes du parc.

Il serait donc intéressant d'envisager d'autres méthodes fondées sur des prix plus proches de la situation réelle du parc. L'évaluation des coûts horaires à partir de prix de marché pourrait en être une⁵⁹ et ce par une valorisation

59 Une autre méthode évoquée dans la délibération de la CRE du 10 août 2009 proposait la construction d'une structure tarifaire à partir d'un parc réel à 3 ou 5 ans. Un

soit via des prix de marché purs ou soit par via l'empilement par couleur et option tarifaire d'un ruban ARENH et d'un complément au marché par exemple.

Les deux types de méthodes pour calculer des prix horaires évoquées dans cette partie – par l'élaboration d'un parc adapté et à partir de prix de marché – sont comparés au point 1.1.3 ci-dessous.

1.1.3 Le parc adapté apparaît comme la meilleure méthode pour fonder la construction des clefs de répartition dans l'attente d'une nouvelle construction tarifaire fin 2015 et de la mise en œuvre du marché de capacité

	Parc adapté	Prix de marché
Type de parc	<p>Parc fictif à long terme</p> <p>Ce parc est éloigné du parc actuel</p> <p>Des incertitudes fortes pèsent sur les hypothèses de calcul. Si celles-ci s'avèrent inexactes, le parc adapté à terme ne représente plus l'optimum pour la collectivité.</p> <p>Les coûts de référence du parc sont publiés en référence relative et les dernières données ont été publiées en 2008.</p>	<p>Parc réel</p> <p>Il représente les coûts du parc actuel, soit sur l'année écoulée, soit sur la moyenne de plusieurs années par exemple⁶⁰.</p>
Structure renvoyée et signaux de prix	<p>La méthode du parc adapté est la méthode de référence historique utilisée par EDF dans le calcul des tarifs.</p> <p>Elle a l'avantage d'avoir un bon retour d'expérience et de donner un signal :</p> <ul style="list-style-type: none"> - pertinent orientant le choix des consommateurs et des investissements vers une cible qui assure l'optimum pour la collectivité ; - stable dans le temps ; - intégrant les décisions de politique énergétique (3x20, développement ENR, réduction émission CO₂...) 	<p>Le signal de prix est atténué. Il prend mal en compte la notion de pointe et de défaillance⁶¹. Il inclut des aléas réalisés qui ne sont pas nécessairement un signal optimum pour la collectivité pour le futur.</p> <p>Globalement, cette méthode considère le prix de l'énergie mais pas celui de la puissance. La mise en place prochaine d'un mécanisme de capacité a pour vocation d'y remédier et d'envoyer les bons signaux d'investissement dans le développement de capacités et le prix véritable des heures de fortes tensions.</p>

tel parc aurait l'avantage de limiter les incertitudes introduites dans les hypothèses du parc adapté notamment en fixant la puissance installée de tous les moyens (grâce à la PPI). Le signal serait pertinent en allant dans le sens des investissements envisagés et resterait stable à moyen terme. De plus, la méthode est plus simple et plus transparente que celle du parc adapté – de la même manière que le serait une méthode de calcul à partir des prix de marché – permettant des ajustements clairs et tenant compte en particulier des nouvelles contraintes réglementaires. Néanmoins, il faudrait que la notion de disponibilité des moyens de production en place soit bien modélisée tout comme l'évolution de la demande d'électricité ou le comportement des interconnexions.

60 Il est à noter que depuis 2011, les clefs de répartition sont calculées à partir de consommation à température normale – c'est-à-dire faisant abstraction des effets climatiques et ce afin de limiter les variations de clefs d'une année sur l'autre – et non plus à température réalisée. Le calcul de clefs de répartition à partir de prix de marché pris sur l'année écoulée engendrerait le même phénomène de variabilité d'une année à l'autre. Il pourrait éventuellement être résorbé par une moyenne des prix sur plusieurs années.

61 Les prix de marchés sont capés à 3 000 €/MWh ce qui entraîne un problème dit de missing money où les coûts fixes de la pointe ne sont pas totalement rémunérés rendant les investissements non attractifs pour ces moyens de production et ne faisant pas payer au prix juste les consommateurs consommant durant ces périodes.

En conclusion, la méthode du parc adapté semble demeurer aujourd'hui, compte-tenu du design du système électrique français – notamment en raison de l'existence d'un marché de gros *energy-only* ne reflétant pas nécessairement bien la valeur de la capacité de production – la méthode la plus pertinente pour construire des clefs de répartition de coûts. Néanmoins, et notamment lorsque le marché de capacité sera mis en place, d'autres méthodes (plus conformes au contexte d'ouverture des marchés et compatibles avec la nouvelle construction des tarifs en 2016 par empilement des coûts introduite par la loi NOME⁶²) pourront être envisagées, notamment par la prise en compte des prix de marché, énergie et capacité.

NB1 : Les choix des consommateurs sont des choix à moyen-long terme et doivent donc être orientés selon des signaux économiques de moyen-long terme pour être efficaces. De ce point de vue le fait que les références de prix de marché disponibles ne dépassent pas l'horizon de 3 ans constitue aujourd'hui une faiblesse.

NB2 : Un changement de méthode de construction de la structure tarifaire peut entraîner des changements brusques des clefs et par suite des tarifs. De plus, des clefs construites à partir de prix de marché sont directement tributaires de la volatilité des marchés ce qui peut également entraîner des changements sensibles d'une année sur l'autre.

1.2 Les clefs de répartition par couleur et option tarifaire sont aujourd'hui relativement stables dans le temps

La partie précédente décrit deux méthodes de calcul de coûts horaires du parc de production⁶³. Sur ce fondement, le coût total d'une courbe de charge donnée est évalué en faisant la somme, pour chaque heure de l'année, du produit de la consommation par le coût évalué par la méthode choisie à cette heure-là⁶⁴. Ainsi, il est possible de connaître le coût des clients par couleur puis de manière

plus précise par option en valorisant les courbes de charge correspondantes.

Le quotient de la valorisation ainsi obtenue de la courbe de charge des clients d'une option tarifaire donnée par la valorisation de la courbe de charge totale de production d'EDF représente la clef de répartition de ce tarif donné et s'exprime en pourcentage.

Depuis 2012, les clefs de répartition pour les clients thermosensibles sont calculées à partir de la température normale – c'est-à-dire qui fait abstraction de l'aléa climatique. Ce changement a permis de limiter sensiblement les variations significatives qui avaient lieu d'une année sur l'autre sur les clefs de répartition de ces clients. Les clefs s'affranchissent donc à présent de l'effet de déformation de la courbe de charge lié à l'aléa climatique (l'aléa est pris en compte par la moyenne de toutes les chroniques climatiques simulées).

Les clefs de répartition évoluent désormais en fonction des seuls paramètres suivants :

- Les profils de consommation (modification de la courbe de charge liée à la modification du profil).
- La base clientèle (modification de la part des différents profils dans la consommation d'une catégorie tarifaire donnée).
- Et, surtout, le volume global de consommation des différentes catégories de clients.

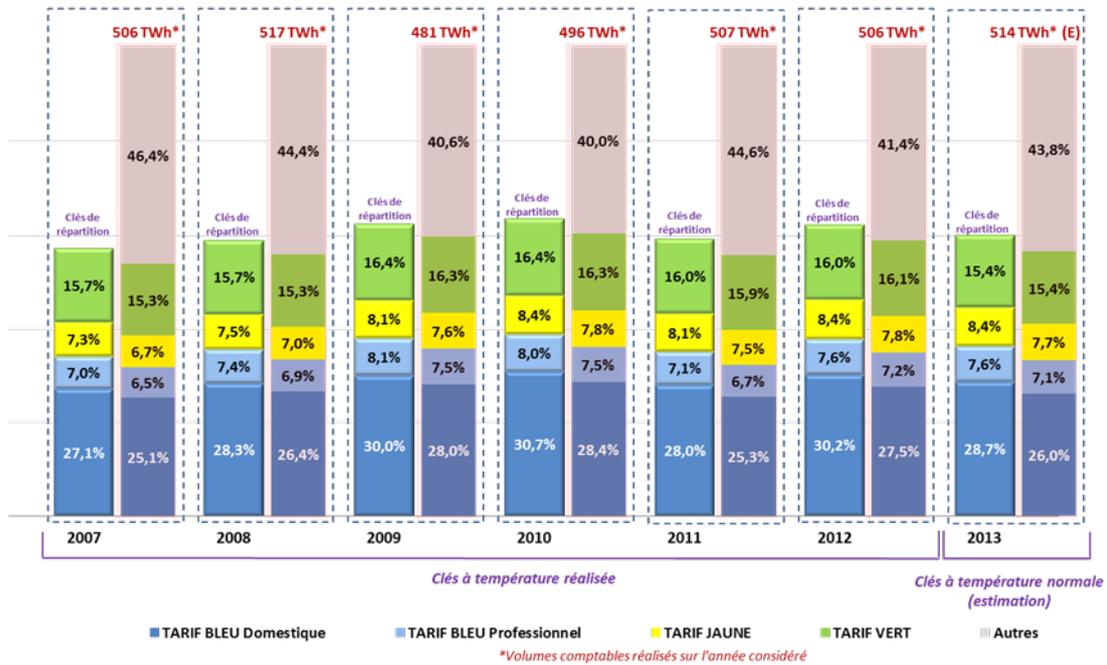
Le graphique ci-après décrit d'une part (à gauche) les clefs de répartition des coûts de production par couleur tarifaire et d'autre part (à droite) le volume comptable annuel de production correspondant et ce pour chaque année de 2007 à 2013. La mention « Autres » correspond à la fourniture en offre de marché, aux achats et ventes et aux exportations et importations d'EDF

62 Aujourd'hui, la loi précise ce que devra être la cible « en niveau » à couvrir en 2016 mais pas la structure du tarif en lui-même – i.e. ici les clefs de répartition pour les différentes options du tarif bleu. Il serait donc intéressant d'envisager de nouvelles méthodes à ce moment-là et plus cohérente avec la logique d'ouverture des marchés.

63 A nouveau, ces coûts ne représentent pas les coûts et la configuration du parc actuel.

64 C'est la consommation du portefeuille d'EDF au 31 décembre N-1 qui est considérée ici et non plus une projection à 2020.

Figure 13 : A gauche, les clefs de répartition des coûts de production (en %) sur les différentes couleurs des tarifs réglementés de vente d'électricité de 2007 à 2013 comparées à droite aux volumes comptables de production associés



Concernant les tarifs réglementés de vente, la plus grande partie des coûts est affectée à la clientèle bleue compte-tenu du volume de consommation de cette clientèle. De plus, la thermosensibilité forte de ce segment de consommation induit des coûts plus importants car les clients participent davantage à la pointe de consommation. En effet, leur profil de consommation est très modulé ce qui implique l'utilisation de moyens de production de semi-base et de pointe d'ajustement plus coûteux.

Par ailleurs, la thermosensibilité faible (voire inexistante) des clients jaunes et verts limite cet effet.

Pour ces calculs, la CRE a utilisé les clefs de répartition présentées dans le graphique ci-dessus. Les consommations pour chaque type

de client sont établies à température réalisée de 2007 à 2012 et à température normale (i.e. moyenne de la température sur plusieurs années) pour l'année 2013. Des clefs à température normale permettent de faire abstraction de l'aléa climatique à l'inverse des clefs à températures réalisées qui peuvent engendrer des variations sensibles d'une année à l'autre de quelques pourcents sur les clefs de répartition.

Enfin, il est à noter que la détermination pertinente des clefs de répartition est très importante dans le sens où les prix final des tarifs y sont très sensibles. Par exemple, une variation de 1 point sur la clef d'un client bleu engendrait une augmentation supplémentaire du tarif de l'ordre de 1 %.

Section III : Les coûts commerciaux d'EDF pour la fourniture d'électricité

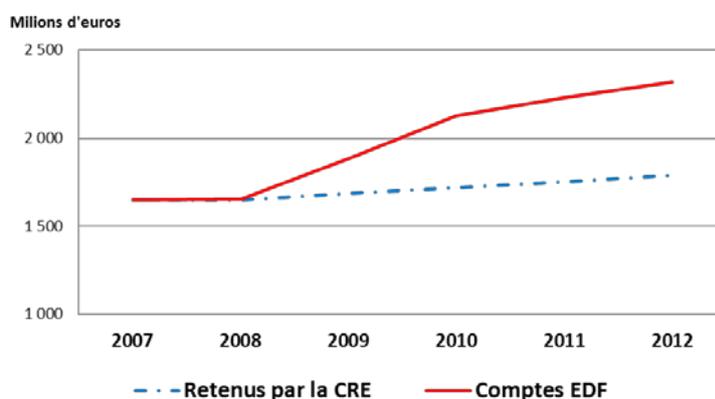
1. Les coûts commerciaux d'EDF évoluent en moyenne de 7,4 % par an sur la période 2008-2012

L'analyse de la CRE sur les coûts commerciaux d'EDF porte sur les exercices courant de 2008 à 2012. Cette période permet de suivre l'évolution et de mettre en lumière le niveau des coûts commerciaux tels que supportés par EDF et tels qu'ils devraient être couverts par les tarifs réglementés de vente d'électricité.

Les coûts commerciaux réellement supportés par EDF, tels que la CRE a pu les analyser à l'occasion du présent exercice, diffèrent sensiblement des coûts qu'elle retenait jusqu'alors dans ses analyses, comme en témoigne le graphique ci-dessous.

En effet, les coûts commerciaux, ainsi que leur répartition par segment de clientèle, étaient insuffisamment justifiés par EDF. En conséquence, la CRE avait fondé ses analyses tarifaires sur des coûts commerciaux théoriques, évoluant à l'inflation depuis l'exercice constaté 2008.

Figure 14 : Coûts commerciaux estimés et évolution réelle

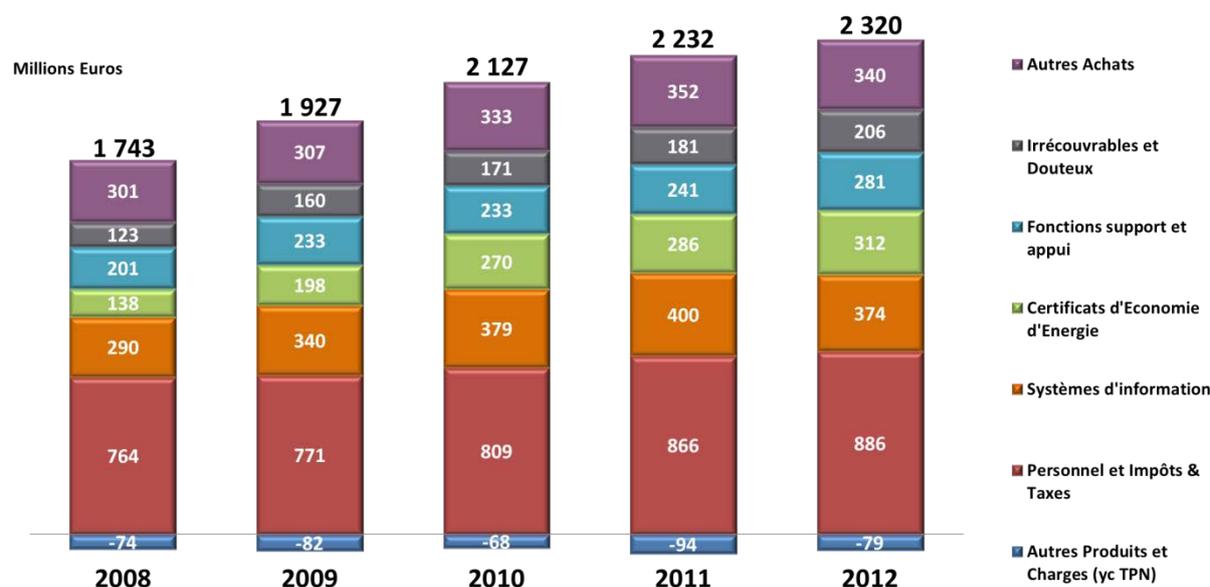


Sources : EDF et CRE

Afin d'expliciter cet écart et de mettre en valeur les différents moteurs de l'évolution des coûts sur cette période, la CRE a réorganisé les postes de coûts pour passer d'une présentation strictement comptable à une présentation fonctionnelle en sept corps de

coûts. Les impôts et taxes (I&T) ont été intégrés aux charges de personnel du fait de leur nature, ceux-ci étant en effet constitués à plus de 60% par des éléments assis sur les rémunérations, pour un montant global du poste de 37 M€ en 2012.

Figure 15 : Évolution des coûts commerciaux réalisés de 2008 au prévisionnel 2012



Source : EDF

Le graphique précédent reprend les sept éléments fonctionnels et résume l'évolution de chacun d'eux sur la période étudiée. Il relève notamment l'importante croissance en début de période des coûts engendrés par la mise en place des certificats d'économies d'énergies, soit 174 M€ de charges supplémentaires, des coûts liés au déploiement de nouveaux systèmes d'information pour 84 M€ et de l'augmentation des factures impayées de

83 M€. Les frais de personnel connaissent une évolution continue de 3,8% par an en moyenne, progressant de 122 M€, et les fonctions supports et appui sont en hausse de 80 M€. Les autres achats et les éléments issus de compensations, notamment celle du tarif de première nécessité, évoluent en moyenne de 1,6% par an mais avec des écarts importants d'une année à l'autre, ce qui est courant pour ce poste de dépense.

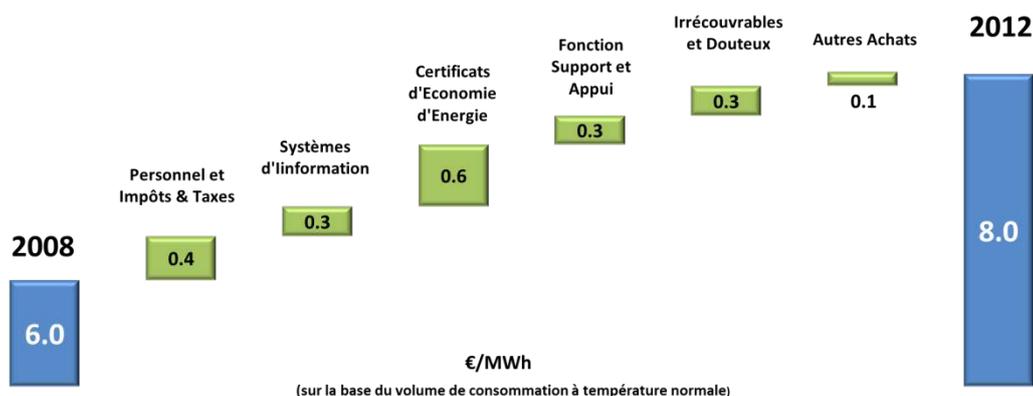
Tableau 5 : Taux de croissance annuel moyen et part dans la hausse totale sur la période des postes de coûts (source : EDF)

Postes de coûts	Taux de croissance annuel moyen de 2008 à 2012	Impact sur la croissance des coûts commerciaux entre 2008-2012	Montanten 2012
Personnel et Impôts & Taxes	3,8 %	7,1 %	886
Systèmes d'Information	6,6 %	4,9 %	374
Certificats d'Economie d'Énergie	22,6 %	10,2 %	312
Fonctions support et appui	8,8 %	4,7 %	281
Irrécouvrables et Douteux	13,8 %	4,9 %	206
Autres Achats	3,1 %	2,3 %	340
Autres Produits et Charges (ycTPN)	1,6 %	-0,3 %	-79
Total	7,4 %	33,9 %	2 320

A ces indicateurs de hausse il convient de faire correspondre le poids respectif de chaque poste au sein des coûts commerciaux. Le poids des frais de personnel, déjà relevé dans le graphique précédent, les positionne donc

comme le facteur principal de hausse des coûts de commercialisation lorsque les montants sont rapportés au volume d'électricité consommé par les clients aux TRV.

Figure 16 : Évolution des coûts commerciaux d'EDF entre l'exercice 2008 et la prévision 2013



Sources : EDF et analyse CRE

2. Les coûts commerciaux augmentent fortement, principalement du fait du transfert des clients vers les nouveaux systèmes d'information de la branche commerce et du déploiement des certificats d'économie d'énergie

2.1 L'évolution des postes de coûts initiaux représente la moitié de la hausse sur la période

2.1.1 Les frais de personnel augmentent en moyenne de 3,8 % par an sur la période

Les effectifs total de la direction commerce restent relativement stables sur la période étudiée, autour de 12 000 personnes. La hausse des coûts de personnel propre à la direction commerciale d'EDF est donc liée à l'évolution de la grille de rémunération et au gain d'ancienneté du personnel.

Il convient cependant de prendre en considération les coûts de certains services clientèle additionnels, assimilables à des charges de personnel de par leur nature. Ces coûts, lorsqu'ils sont externalisés, apparaissent dans les comptes comme des achats externes. Ce poste de sous-traitance à presque doublé entre 2007 et 2012. Ce support clientèle en forte croissance sur la période est une des conséquences de la séparation d'ERDF de sa maison mère entraînant la création d'une

interface entre le fournisseur et le distributeur, autrefois entité unique. Les raisons de cette séparation sont détaillées ci-après dans la partie 2.3 de la présente section.

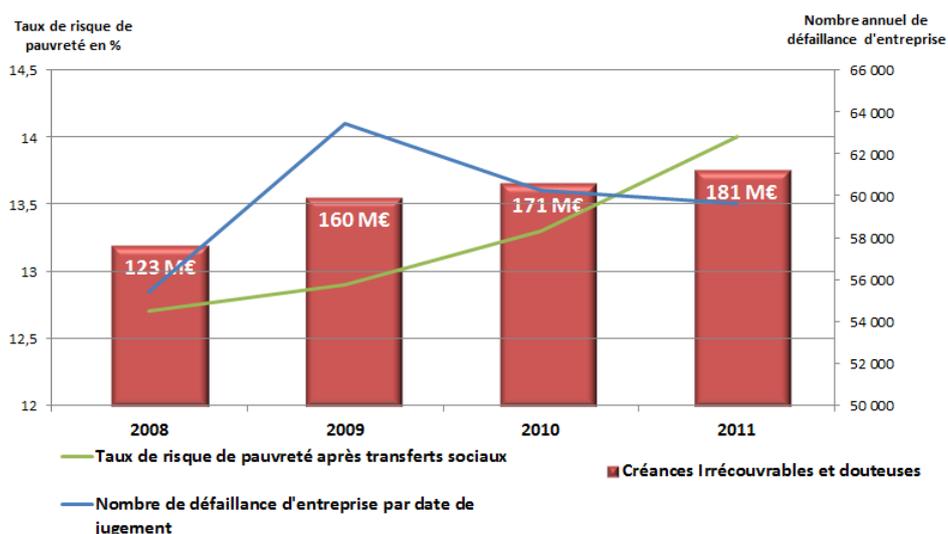
2.1.2 Les effets de la crise se retrouvent dans les coûts commerciaux d'EDF au travers de l'augmentation des créances irrécouvrables et douteuses

Il s'agit du second poste en termes de croissance sur la période étudiée avec une hausse de 67 % entre 2008 et 2012. La courbe d'évolution de ces créances reflète pleinement le contexte économique et social français sur les cinq dernières années avec deux pics importants.

Le premier et plus important pic de hausse, 30%, marque l'exercice 2009 et affecte principalement les clients professionnels alors même que ceux-ci étaient touchés de plein fouet par la crise économique née de la crise financière de 2008. Le second pic, 14 % de hausse, se produit en 2012 et porte cette fois sur les clients résidentiels. Les indicateurs statistiques publiés par l'INSEE et Eurostat⁶⁵ permettent de corroborer la trajectoire de ces créances jusqu'à 2011, les données n'étant pas encore disponibles pour le dernier exercice réalisé.

⁶⁵ Taux de risque de pauvreté après transferts sociaux au seuil de 60% du revenu médian, publié par Eurostat, et Nombre de défaillance d'entreprise par date de jugement, tout secteur confondu, publié par l'INSEE

Figure 17 : Évolution des créances irrécouvrables et douteuses



Sources : EDF, INSEE, Eurostat

En 2012, les créances irrécouvrables et douteuses représentent 206 M€.

2.2 Des changements de répartition des coûts entre les directions du groupe ont entraîné une hausse des coûts de commercialisation compensée par une diminution équivalente des coûts de production

Entre 2008 et 2012, deux modifications importantes concernant la répartition des coûts au sein d'EDF ont entraîné une hausse des coûts commerciaux dont les effets inverses se retrouvent dans les autres entités, notamment au sein du périmètre production. Une troisième modification, seule à pouvoir marquer un effet sur l'évolution des coûts, a été retraitée au cours de l'analyse.

En 2009, la création de la DSP⁶⁶ entraîne un rééquilibrage des fonctions support entre les différentes directions d'EDF. Comme expliqué dans la partie 2.1 de la section I du présent rapport, la hausse des charges liées aux fonctions centrales et supports de la direction commerce est contrebalancée dans les charges de personnel de la DPI.

En 2010, une hausse de 43 M€ est apparue à la suite de l'intégration dans les charges de la direction commerce de la charge du tarif agent des personnels de cette direction, comptabilisée auparavant en déduction du chiffre d'affaires. Le tarif agent constitue un

élément de coût au même titre que les rémunérations et autres avantages du personnel d'EDF. Sa prise en compte dans les coûts permet donc une information plus claire et une meilleure traçabilité des charges de personnel de la direction commerce. Pour ces raisons, la CRE a choisi de réintégrer cet élément au sein des coûts pour les deux premiers exercices étudiés, augmentant respectivement de 40 M€ et 43 M€ les charges de personnel pour les années 2008 et 2009.

Enfin, en 2012, la mise en place d'une nouvelle méthode de répartition des coûts liés aux fonctions centrales entraîne à nouveau une hausse des coûts commerciaux. La répartition précédente, basée sur le volume d'achat de chaque direction, était moins représentative des coûts alloués, essentiellement liés à l'effectif de chaque direction. Le passage à une nouvelle clef fondée sur le volume et les caractéristiques du personnel de chaque direction a permis une réaffectation plus juste des coûts entre celles-ci.

La variation année après année des fonctions centrales subit donc les fluctuations des retraitements précisés ci-avant. Sur l'ensemble de la période courant de l'exercice 2008 à 2012, ce poste augmente en moyenne de 8,8 % par an.

66 Direction des Services Partagés

2.3 La mise en place de nouveaux systèmes d'information à la suite de la séparation entre ERDF, RTE et EDF a occasionné des charges supplémentaires

Les exercices 2009, 2010 et 2011 sont marqués par une très forte croissance des coûts liés aux systèmes d'information. Cette hausse est la traduction dans les faits de la réglementation européenne en matière d'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz qui a été transposée en droit français dans le titre 1^{er} du livre 1^{er} du Code de l'énergie⁶⁷. Cette réglementation a conduit au cours de la dernière décennie à la séparation progressive d'ERDF et de RTE de leur maison mère sur les plans comptable, juridique et technique.

Ainsi EDF a-t-elle dû passer d'une architecture interne intégrée pour la gestion client à une séparation à même de mettre sur un pied d'égalité les secteurs ouverts à la concurrence, dont la fourniture, tout en garantissant la confidentialité des données. Ces changements font l'objet d'un contrôle de la CRE dans le cadre de l'évaluation des codes de bonne conduite et indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel. La CRE précise d'ailleurs dans son dernier rapport sur le respect des codes de bonne conduite que la séparation des systèmes d'informations sera entièrement réalisée à fin 2013⁶⁸. Cette transformation nécessaire des systèmes d'informations due à une situation historique a donc engendré des dépenses d'investissement et d'exploitation dans de nouveaux systèmes tant du côté d'EDF que de celui de RTE et ERDF. Concernant EDF, si les dépenses d'investissement d'une année sont par la suite répercutées sur les exercices à venir au travers des dotations aux amortissements afférentes, les dépenses d'exploitations impactent essentiellement les trois premiers exercices de la période, notamment le premier avec une augmentation de 50 M€, avant de marquer un repli de 7% en 2012.

67 Cf. articles L111-72 à 75 du Code de l'énergie pour les questions relative au traitement des informations détenues par les gestionnaires du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution d'électricité

68 Cf. page 35 du rapport sur le Respect des codes de bonne conduite et d'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel

2.4 L'entrée en vigueur et l'évolution du dispositif de certificats d'économie d'énergie ont créé de nouvelles charges

Les certificats d'économie d'énergie (CEE) ont été créés en 2005 par le législateur⁶⁹ comme un des outils de la maîtrise de la demande d'énergie. Le dispositif instaure une obligation, pour les vendeurs d'énergies, de promouvoir l'efficacité énergétique. Certaines actions permettent ainsi l'octroi de CEE selon la classification publiée par voie réglementaire, chaque vendeur d'énergie ayant un quota de CEE à atteindre en trois ans en fonction de son volume de ventes. Si un obligé n'atteint pas l'objectif qui lui est fixé, il doit alors en acheter ou verser une pénalité libératoire. La gestion des CEE par les entreprises revient donc à développer les actions de maîtrise de la demande d'énergie dont le poids financier est inférieur à celui du versement de la pénalité.

Ce dispositif fait porter le poids des actions en faveur de la maîtrise de la demande d'énergie sur les fournisseurs. Il conduit à une augmentation des coûts commerciaux pour EDF comme pour tous les fournisseurs. La couverture de ces coûts nécessite qu'ils soient répercutés dans les prix de vente et dans le cas d'EDF dans le niveau des tarifs réglementés.

La première période du dispositif des CEE, courant du second semestre 2006 au premier semestre 2009, se caractérise par la mise en place du dispositif et une augmentation progressive des objectifs. Le déploiement de la gestion du dispositif entraîne inévitablement des dépenses de gestion, tant en termes de ressources humaines qu'en termes de systèmes d'information. En 2009 et en 2010, les coûts liés aux CEE croissent de 40 % par an environ.

L'entrée en vigueur de la seconde période du dispositif, après une phase transitoire d'un an et demi, entérinant la hausse des objectifs, est venue augmenter l'impact des CEE dans les coûts commerciaux d'EDF. Aujourd'hui, cette seconde période touche à sa fin et les objectifs pour une troisième période sont en discussion et semblent s'orienter vers une nouvelle progression des quotas obligatoires.

69 Cf. loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (loi POPE)

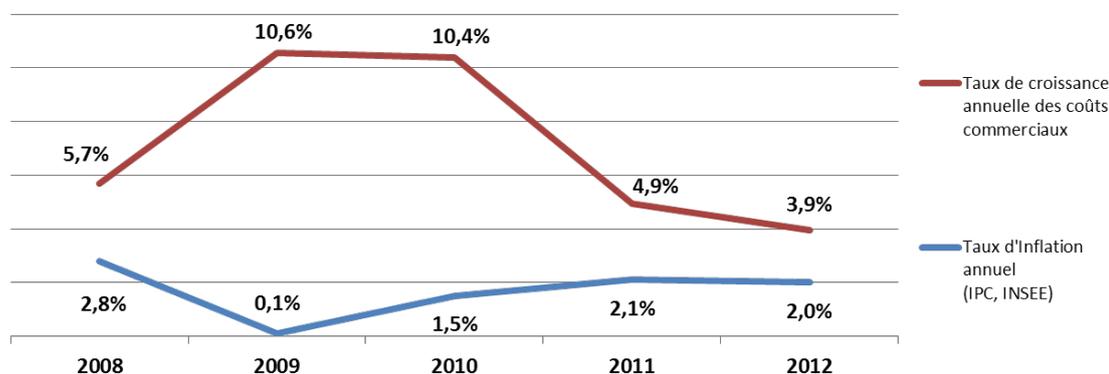
Les CEE sont ainsi le poste de dépense connaissant la plus forte progression au sein des coûts commerciaux, avec une croissance de 126 % sur la période 2008-2012, croissance inévitablement élevée et caractéristique de la mise en place d'un nouveau dispositif. Ils représentent 13% des coûts commerciaux en 2012.

Une fois la croissance liée à la mise en place du dispositif passée, l'augmentation des quotas de CEE pourrait conduire à une

augmentation des coûts liée à la fois au volume et à l'augmentation du coût marginal de chaque nouveau CEE.

2.5 L'augmentation des coûts commerciaux, très forte sur la période 2008-2010, se réduit progressivement en se rapprochant l'inflation

Figure 18 : Taux de croissance annuelle des coûts commerciaux d'EDF pour la fourniture au TRV



Sources : EDF, INSEE

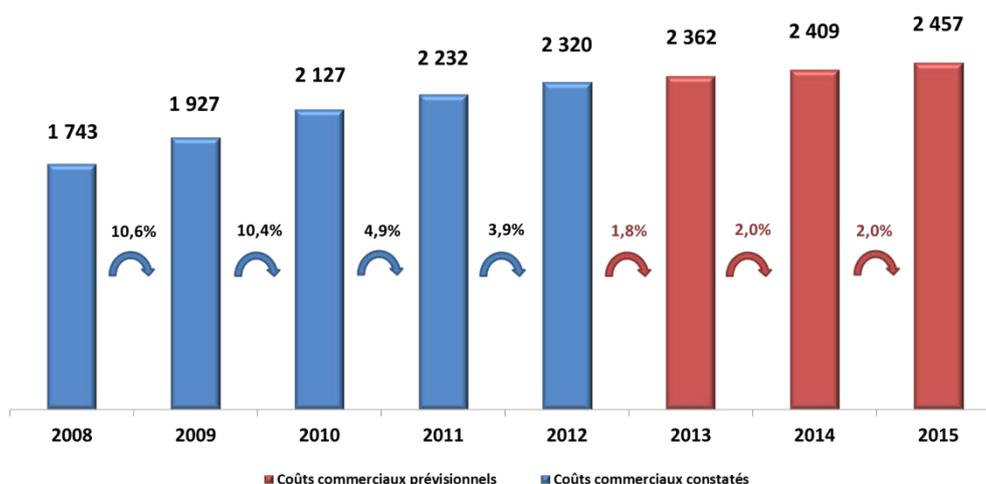
La figure ci-dessus représente graphiquement la tendance d'évolution des coûts commerciaux sur la période étudiée. Elle met en évidence la forte croissance en début de période justifiée par la mise en place des CEE et les dépenses de personnel et de système d'information nées de la séparation d'ERDF et d'EDF. On observe par la suite une diminution de la croissance des coûts commerciaux qui, progressivement, se rapproche du taux d'inflation.

2.6 Au regard de l'évolution des coûts commerciaux, la CRE retient une hypothèse de 1,8 % pour 2013 puis une hypothèse d'évolution à l'inflation les années suivantes

Au vu du montant prévisionnel de coûts commerciaux d'EDF pour la fourniture

d'électricité aux tarifs réglementés de vente, et en l'absence de nouveaux coûts envisagés pouvant affecter à la hausse ces postes de dépense, la CRE a choisi de retenir comme meilleure prévision des coûts commerciaux pour l'année 1,8% de hausse. Pour les années suivantes, une hypothèse d'évolution à l'inflation (+2%/an) a été retenue, ce qui correspond à une stabilité des charges CEE pendant la 3^e période qui débutera en 2014 et donc à une stabilité des obligations pesant sur EDF.

Figure 19 : Évolution constatée et prévisionnelle des coûts commerciaux



Sources : EDF et analyse CRE

3. L'attribution des coûts commerciaux aux différentes catégories de clients se fait par imputation directe ou par utilisation de clefs de répartition adaptées

3.1 Les coûts directement imputables s'appliquent aux clients qui en sont à l'origine

Une partie des coûts commerciaux est directement attribuable à un segment de clientèle lorsque l'activité qu'ils génèrent est dédiée à un segment. C'est par exemple le cas des dépenses de personnels correspondant aux effectifs en charge de la gestion des clients particuliers ou de ceux en charge des entreprises.

3.2 Les coûts partagés sont affectés selon les clefs de répartition les plus pertinentes en fonction de la nature des coûts

A contrario des coûts directement imputables, certains coûts transversaux ne peuvent être directement affectés à un type de client en particulier. Leur répartition se fait donc par

l'utilisation de clefs, EDF veillant à ce que celles-ci soient les plus représentatives du poids de chaque client, ainsi que de la nature du coût. Certaines clefs ont ainsi évolué sur la période afin d'améliorer leur représentativité.

Les coûts directement liés aux effectifs, comme les coûts de ressources humaines, les coûts de management (tête de groupe) et les coûts immobiliers sont ventilés selon le poids des effectifs attribués à chaque segment de clientèle. Les coûts liés aux systèmes d'information sont quant à eux répartis au prorata des points de livraison de l'électricité en tenant compte d'un coefficient pondérateur reflétant le volume de données que chaque type de point de livraison engendre. Un client résidentiel base, ne nécessitant qu'un compteur à cadran unique, pèsera donc moins lourd dans la répartition de ces coûts qu'un client vert dont la consommation est relevée sur un compteur à huit cadrans.

La répartition des coûts commerciaux d'EDF entre les segments de clientèle a fait l'objet d'un audit externe en 2011 dont les conclusions sont positives quant aux choix opérés par l'entreprise. Aucune évolution dans les méthodes de répartition n'a eu lieu depuis cette date

Section IV : Analyse tarifaire

1. L'élaboration des tarifs réglementés de vente doit respecter les principes de couverture des coûts et de convergence progressive vers une situation de contestabilité de ces tarifs

L'article L.337-5 du code de l'énergie dispose que les tarifs réglementés de vente de l'électricité sont définis en fonction des catégories fondées sur les caractéristiques intrinsèques des fournitures, en fonction des coûts liés à ces fournitures.

L'article 3 du décret n°2009-75 du 12 août 2009 dispose que les tarifs réglementés sont établis de manière à couvrir les coûts de production, les coûts d'approvisionnement, les coûts d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution et les coûts de commercialisation que supportent EDF et les distributeurs non nationalisés pour fournir leurs clients, ainsi qu'une marge raisonnable⁷⁰.

Il en résulte que les tarifs réglementés de vente d'électricité doivent être appréciés à l'aune du principe de couverture des coûts⁷¹ précédemment mentionné, et doivent

70 Dans l'analyse tarifaire menée par la CRE, aucune marge n'est introduite pour l'activité de commercialisation.

71 Rappel des textes en vigueur se rapportant aux tarifs réglementés de vente d'électricité :

L'article L. 337-5 du code de l'énergie prévoit que « les tarifs réglementés de vente d'électricité sont définis en fonction de catégories fondées sur les caractéristiques intrinsèques des fournitures en fonction des coûts liés à ces fournitures ».

L'article L. 337-6 prévoit que « dans un délai s'achevant au plus tard le 31 décembre 2015, les tarifs réglementés de vente d'électricité sont progressivement établis en tenant compte de l'addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale ».

Il prévoit également que « sous réserve que le produit total des tarifs réglementés de vente d'électricité couvre globalement l'ensemble des coûts mentionnés précédemment, la structure et le niveau de ces tarifs hors taxes peuvent être fixés de façon à inciter les consommateurs à réduire leur consommation pendant les périodes où la consommation d'ensemble est la plus élevée ».

L'article 3 du décret n° 2009-975 du 12 août 2009 prévoit que : « La part fixe et la part proportionnelle de chaque option ou version tarifaire sont chacune l'addition d'une part correspondant à l'acheminement et d'une part correspondant à la fourniture qui sont établies de manière

donc *a minima* couvrir les coûts de production comptables des opérateurs historiques.

Dans sa décision du 24 avril 2013 relative à l'arrêté tarifaire du 28 juin 2011 qui fixait les tarifs réglementés de vente d'électricité à compter du 1^{er} juillet 2011, le Conseil d'État a considéré qu'il incombait « aux *ministres chargés de l'énergie et de l'économie [...] de répercuter dans les tarifs qu'ils fixent, de façon périodique, les variations, à la hausse ou à la baisse, des coûts moyens complets de l'électricité distribuée par Electricité de France et les entreprises locales de distribution* » et qu'il appartenait aux ministres compétents, à la date à laquelle ils prennent leur décision, pour satisfaire à ces obligations, et pour chaque tarif, « *premièrement, de permettre au moins la couverture des coûts moyens complets des opérateurs afférents à la fourniture de l'électricité à ce tarif, tels qu'ils peuvent être évalués à cette date, deuxièmement, de prendre en compte une estimation de l'évolution de ces coûts sur la période tarifaire à venir, en fonction des éléments dont ils disposent à cette même date, et troisièmement, d'ajuster le tarif s'ils constatent qu'un écart significatif s'est produit entre tarif et coûts, du fait d'une surévaluation ou d'une sous-évaluation du tarif, au moins au cours de la période tarifaire écoulée* ».

En application des dispositions de l'article L. 337-6 du code de l'énergie, les tarifs réglementés de vente doivent, en outre, progressivement, et au plus tard fin 2015, converger vers une construction par empilement du prix de l'ARENH, du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation, ainsi que d'une

à couvrir les coûts de production, les coûts d'approvisionnement, les coûts d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution et les coûts de commercialisation, que supportent pour fournir leurs clients Électricité de France et les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n°46-628 du 8 avril 1946, ainsi qu'une marge raisonnable.

La part correspondant à l'acheminement est déterminée en fonction du tarif d'utilisation des réseaux publics en vigueur applicable à l'option ou à la version concernée. La part correspondant à la fourniture couvre les coûts de production, d'approvisionnement et de commercialisation supportés par Électricité de France et les distributeurs non nationalisés pour fournir les clients ayant souscrit à cette option ou version. »

rémunération normale. Cette construction correspond à la façon dont un fournisseur alternatif d'électricité peut construire ses offres de marché, compte-tenu des sources d'approvisionnement dont il dispose. Comme l'a relevé le Conseil d'État dans la décision précitée, les tarifs réglementés de vente doivent ainsi converger progressivement vers une situation où ils seront, par construction, contestables, c'est-à-dire qu'ils pourront être concurrencés par les fournisseurs alternatifs.

A l'issue de son examen des coûts de production et des coûts commerciaux d'EDF sur la période passée, l'année en cours et les années à venir, la CRE a examiné leurs conséquences sur les évolutions tarifaires à envisager pour assurer la couverture des coûts comptables d'EDF.

2. Analyse de la couverture des coûts d'EDF par les tarifs réglementés de vente

2.1 Les tarifs réglementés de vente en vigueur depuis l'été 2012 génèrent un déficit de couverture des coûts constatés en 2012, qui devra faire l'objet d'un rattrapage par les tarifs

Les tarifs réglementés de vente fixés par l'arrêté du 20 juillet 2012 résultent d'une augmentation des tarifs précédemment en vigueur de 2%.

Pour couvrir les coûts qu'elle estimait pour 2012, la CRE avait préconisé dans son avis du 19 juillet 2012 une hausse de 5,7% sur les tarifs bleus, 2,6% sur les tarifs jaunes et 1,5% sur les tarifs verts.

Pour l'élaboration du présent rapport, la CRE a analysé la couverture des coûts de fourniture

2012 par les tarifs réglementés de vente fixés à l'été 2012, à partir des coûts de fourniture constatés sur 2012 et des recettes de fourniture résultant de l'application de ces tarifs, nets du TURPE en vigueur au 1^{er} août 2012, aux volumes de vente 2012.

Les coûts de fourniture à couvrir sont les coûts de production et les coûts commerciaux constatés en 2012, détaillés respectivement dans la partie 1.1 de la section I et dans la partie 2.6 de la section III.

Les coûts constatés en 2012 sont supérieurs aux coûts prévisionnels 2012 tels qu'ils avaient pu être estimés par la CRE dans son avis du 19 juillet 2012 pour analyser les tarifs envisagés à l'été 2012.

En particulier, les coûts commerciaux constatés en 2012 sont sensiblement supérieurs aux coûts prévisionnels qui avaient été estimés par la CRE à l'occasion de cette analyse. Dans son avis du 19 juillet 2012, la CRE avait fondé ses analyses sur « *les coûts commerciaux évalués à partir de ceux pris en compte dans les tarifs en vigueur, réévalués à l'inflation* ». En effet, les coûts commerciaux, ainsi que leur répartition par segment de clientèle, étaient insuffisamment justifiés par EDF.

Les tarifs fixés à l'été 2012, sur lesquels la CRE avait émis un avis défavorable s'agissant des tarifs bleu et jaune, ne couvrent pas les coûts réellement supportés par EDF en 2012, contrairement aux exigences de la loi.

L'écart entre les coûts de fourniture constatés en 2012 et les recettes issues des tarifs fixés à l'été 2012 appliqués aux volumes de vente 2012 s'élève à 1,47 Md€.

Le tableau suivant présente cet écart, rapporté aux tarifs en vigueur.

Tableau 6 : Ecart entre les recettes issues des tarifs en vigueur depuis l'été 2012, appliqués aux volumes 2012, et les coûts constatés 2012, rapporté aux tarifs

Bleu	Jaune	Vert
7,4 %	3,8 %	1,3 %

Tableau 7 : Détail de l'écart entre les recettes issues des tarifs bleus en vigueur depuis l'été 2012, appliqués aux volumes 2012, et les coûts constatés 2012, rapporté aux tarifs

Bleu	
Mise à niveau des coûts commerciaux	2,9%
Mise à niveau des coûts de production	4,5%
Mise à niveau totale	7,4%

Conformément à la jurisprudence du Conseil d'Etat, l'écart entre les recettes issues des tarifs en vigueur sur la période mi 2012 - mi 2013 et les coûts constatés sur cette même période doit être rattrapé par un ajustement des tarifs. A défaut de pouvoir évaluer à ce jour les coûts et les recettes constatés sur cette période, cet écart est considéré, en première approximation, comme étant égal à l'écart 2012 évalué ci-dessus.

Dans l'hypothèse où ce rattrapage serait effectué intégralement sur une période d'un an à compter du mouvement tarifaire de 2013, il entraînerait, par rapport aux augmentations présentées au 2.2, une augmentation supplémentaire des tarifs sur cette période d'un an de 7,6%⁷² pour les tarifs bleus, 3,8% pour les tarifs jaunes et 1,3% pour les tarifs verts.

2.2 Les tarifs en vigueur devraient être augmentés pour assurer la couverture des coûts estimés pour 2013

Afin d'évaluer l'évolution des tarifs réglementés de vente en vigueur qui serait nécessaire à l'été 2013 pour assurer la couverture des coûts 2013, la CRE a procédé à la meilleure estimation de ces coûts à ce jour sur la base des données fournies par EDF.

Pour ce faire, elle s'est appuyée sur les conclusions de l'analyse détaillée des coûts de production et des coûts commerciaux objet des sections I et III du présent rapport. Elle a ainsi estimé l'évolution des coûts en 2013 par rapport aux coûts constatés en 2012 :

- selon deux hypothèses pour les coûts de production, à +4,5% ou -1,0% (respectivement sans ou avec allongement de 10 ans de la durée de d'amortissement comptable des centrales nucléaires) ;
- à +1,8% pour les coûts commerciaux.

S'agissant des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (TURPE), la CRE a retenu comme hypothèse le niveau des tarifs ayant vocation à s'appliquer à compter du 1er août 2013, tel qu'il résulte d'une part du tarif « TURPE 4 » dans le domaine de tension HTB transmis par la CRE aux ministres le 10 avril 2013, et d'autre part du tarif dans le domaine de tension HTA ou BT transmis par la CRE aux ministres le 28 mai 2013.

Le tableau suivant présente les hausses qu'il faudrait appliquer à l'été 2013 aux tarifs réglementés de vente en vigueur depuis le 23 juillet 2012 afin de couvrir les coûts ainsi estimés par la CRE pour 2013.

⁷² La différence entre la hausse temporaire supplémentaire des tarifs bleus (7,6%) et l'écart mentionné au tableau 6 (7,4%) résulte de ce que la première s'applique à une assiette de volume 2013 et le second à une assiette de volume 2012, plus élevée.

Tableau 8 : Hausse des tarifs réglementés de vente en vigueur à envisager à l'été 2013 pour couvrir les coûts estimés 2013

	Bleu	Jaune	Vert
Sans allongement	9,6 %	5,8 %	3,8 %
Avec allongement	6,8 %	2,7 %	0,0 %

Tableau 9 : Détail de la hausse des tarifs réglementés bleus à envisager à l'été 2013 pour couvrir les coûts estimés 2013

Bleu	Sans allongement	Avec allongement
Impact tarif d'acheminement	- 0,2%	- 0,2%
Impact de la mise à niveau des coûts commerciaux	+ 3,5%	+ 3,5%
Impact de la mise à niveau des coûts de production	+ 6,3%	+ 3,6%
Hausse à envisager	9,6%	6,8%

2.3 Tendances d'évolution tarifaire pour 2014 et 2015

La CRE a réalisé une estimation des évolutions tarifaires prévisionnelles pour 2014 et 2015 en se fondant :

- sur les hausses moyennes des coûts de production constatées au cours des années antérieures, qui sont

cohérentes avec les prévisions d'EDF pour ces années ;

- sur une réévaluation à l'inflation des coûts commerciaux d'EDF estimés sur 2013 ;
- et sur une hypothèse théorique de croissance des coûts d'acheminement à l'inflation.

Tableau 10 : Hausse prévisionnelle des tarifs réglementés de vente en 2014 et 2015 pour couvrir les coûts estimés sur chacune des années

	Bleu	Jaune	Vert
2014	3,2%	3,4%	3,7%
2015	3,2%	3,4%	3,7%

2.4 Synthèse de l'analyse de la couverture des coûts d'EDF par les tarifs réglementés de vente bleus

Figure 20 : Synthèse de l'analyse de la couverture des coûts par les tarifs réglementés de vente bleus (sans allongement de la durée d'amortissement de 10 ans)

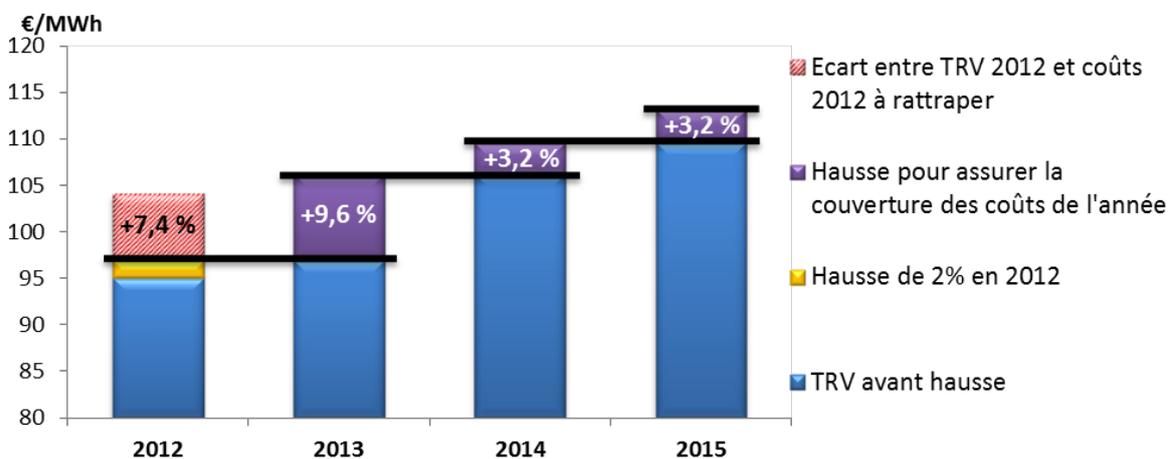
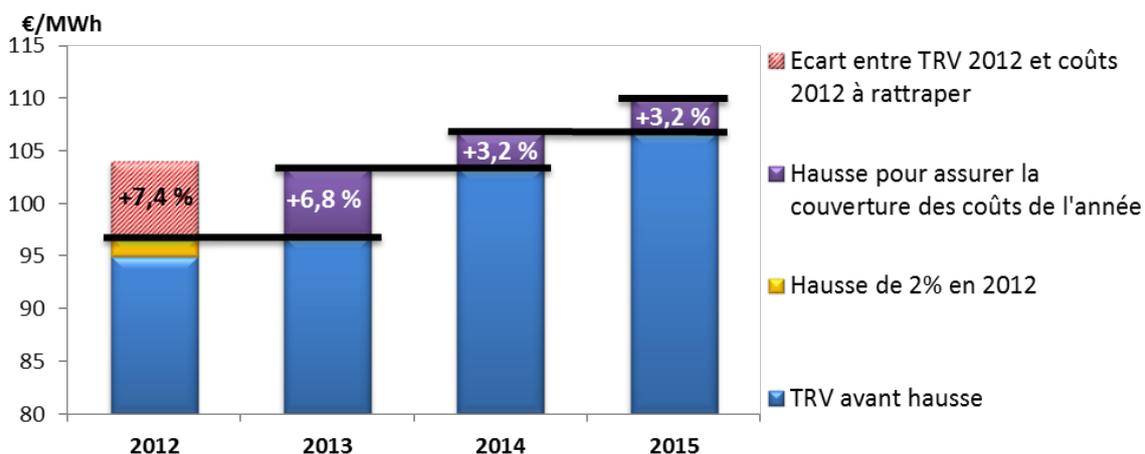


Figure 21 : Synthèse de l'analyse de la couverture des coûts par les tarifs réglementés de vente bleus (avec allongement de la durée d'amortissement de 10 ans)



2.5 Segmentation pertinente

En application des dispositions du décret n° 2009-975 du 12 août 2009, les catégories tarifaires sont fonction des plages de puissance souscrites conduisant ainsi à distinguer les tarifs « bleu », « jaune » et « vert ». L'arrêté du 20 juillet 2012 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité, en vigueur à la date de rédaction du présent rapport, distingue à l'intérieur de la catégorie tarifaire « bleu » plusieurs « options » parmi lesquelles : une option couvrant le segment dit des « clients résidentiels » et une autre couvrant « les clients non résidentiels ». Si la question de la couverture des coûts « par option » n'a pas été précisée par le juge administratif à l'occasion des décisions récentes rendues en matière de contentieux des tarifs réglementés de vente d'électricité, la CRE est susceptible, toutefois, à l'occasion des prochains avis qu'elle sera amenée à rendre lors des prochains mouvements tarifaires, de procéder à une analyse de la couverture des coûts par option.

3. Analyse de la contestabilité des tarifs

A l'occasion d'un éventuel mouvement tarifaire en 2013, il conviendra en outre de s'assurer que les évolutions tarifaires envisagées vont bien dans le sens d'une meilleure contestabilité des tarifs réglementés de vente par les offres de marché, en comparaison de la situation de contestabilité à l'issue du mouvement tarifaire de l'été 2012. A l'issue de ce mouvement, les tarifs réglementés de vente n'étaient toujours pas contestables en moyenne, des hausses supplémentaires de 2,6 % sur les tarifs bleus, 2,1 % sur les tarifs jaunes et 5,2 % sur les tarifs verts restaient encore à réaliser, comme la CRE le mentionnait dans son avis du 19 juillet 2012. L'analyse de contestabilité consistera à vérifier que cet écart structurel existant entre le niveau des tarifs réglementés et les coûts de fourniture de l'électricité distribuée à un prix de marché se réduit.