



## **Les tarifs réglementés de vente d'électricité**

*Analyse des coûts de production et de commercialisation d'EDF*

*Tarifification par empilement des coûts*

Octobre 2014



## Synthèse et recommandations

### Cadre juridique, contexte et objectifs

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 envisagées par les ministres de l'énergie et de l'économie. À compter de la fin de l'année 2015, cinq ans après la promulgation de la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (dite « loi NOME »), la CRE sera amenée à proposer aux ministres concernés les tarifs réglementés de vente aux clients souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA, les tarifs destinés aux consommateurs souscrivant une puissance supérieure étant supprimés.

En juin 2013, la CRE a publié son premier rapport d'« *Analyse des coûts de production et de commercialisation d'EDF dans le cadre des tarifs réglementés de vente d'électricité* » (ci-après le « Rapport 2013 »). Cette analyse portait sur les coûts de fourniture d'EDF et leurs conséquences tarifaires, tant sur les années écoulées (2007-2012) qu'à titre prospectif (2012-2015). Dans ce rapport, la CRE indiquait alors qu'elle procéderait à l'avenir à des travaux d'approfondissement et d'analyse complémentaires.

Le présent rapport a pour objectif de mettre à jour, tout en la complétant, l'analyse menée dans le Rapport 2013 quant aux coûts de production et de commercialisation d'EDF, en s'attachant à expliquer les écarts entre les prévisions alors retenues par la CRE pour 2013 et les chiffres aujourd'hui constatés pour cette même année. L'analyse prospective est par ailleurs étendue jusqu'à l'année 2016, horizon temporel du plan moyen-terme d'EDF.

Cette analyse des coûts de fourniture d'EDF s'inscrit dans le cadre des dispositions législatives et réglementaires en vigueur à la date de publication du présent rapport.

En effet, 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, tel qu'en vigueur à la date de publication du présent rapport, dispose quant à lui 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 raisonnable.

Dans le cadre du dispositif tarifaire actuellement en vigueur, la CRE, pour rendre ses avis, analyse les tarifs en vérifiant qu'ils couvrent les coûts comptables de fourniture d'EDF – en y intégrant une rémunération des capitaux. Elle évalue ces coûts comptables selon la méthodologie qu'elle a décrite dans ses avis successifs et dans son Rapport 2013.

En outre, en application des dispositions de l'article L. 337-6 du code de l'énergie, les tarifs réglementés de vente doivent, progressivement, et au plus tard à la fin de 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 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.

Le gouvernement souhaite mettre en œuvre dès le prochain mouvement des tarifs réglementés de vente cette construction tarifaire par empilement. Dans l'optique, comme l'a annoncé le gouvernement, d'un mouvement tarifaire à l'automne 2014, la Direction générale de l'énergie et du climat a procédé, en juillet, à une consultation de certains acteurs concernés, sur un projet de décret modifiant le décret du 12 août 2009 susmentionné.

La CRE a été saisie le 16 juillet 2014 de ce projet de décret, qui porte révision de la méthodologie d'établissement des tarifs réglementés de vente d'électricité et concomitamment, d'un projet d'arrêté prévoyant l'annulation de la hausse tarifaire prévue initialement au 1er août 2014 pour les clients au tarif réglementé de vente bleu par l'arrêté du 26 juillet 2013. Cet arrêté a été adopté le 28 juillet 2014. Le projet de décret a fait l'objet d'une saisine rectificative le 11 septembre 2014.

Afin de respecter le principe d'un réexamen annuel des tarifs réglementés de vente, prévu par le décret en vigueur, les tarifs devront faire l'objet d'une révision par arrêté d'ici à la fin de 2014 au plus tard. Les barèmes devront être établis, en niveau et en structure, en fonction des dispositions réglementaires qui seront alors applicables.

Dans ce contexte de révision probable du régime d'établissement des tarifs réglementés de vente, la CRE a examiné, dans le cadre du présent rapport, les principes et les modalités de construction, en niveau et en structure, des tarifs réglementés par empilement, ainsi que les conséquences en matière d'évolution tarifaire pour les clients résidentiels, professionnels et entreprises.

## **Les coûts comptables de fourniture d'EDF**

### *Évolution des coûts de production*

L'activité de production d'EDF, comme la CRE le soulignait dans son Rapport 2013, est une activité dans laquelle les coûts fixes pèsent un poids considérable, de plus de 75 %, compte tenu de la nature très capitalistique de l'industrie nucléaire.

Ces coûts fixes demeurent composés majoritairement de coûts fixes d'exploitation, même si la part des investissements, selon les prévisions dont dispose la CRE, devrait continuer de s'accroître dans les années à venir compte tenu de leur forte croissance (+12,9 %/an sur la période 2012-2016, après une hausse de +15,8 %/an sur la période 2007-2012, marquée par la reprise des investissements d'EDF), comparée avec la stabilisation des dépenses fixes d'exploitation (+1,5 %/an sur la période 2012-2016, contre +5,1 %/an sur la période 2007-2012).

Les dépenses d'investissement concernent pour plus des deux-tiers le parc nucléaire historique d'EDF, en raison du cycle de vie de ce parc, aujourd'hui âgé de 28 ans en moyenne, d'un déficit d'investissements au début des années 2000 et de l'évolution du référentiel de sûreté nucléaire consécutive au retour d'expérience de l'accident de Fukushima Daiichi.

Les chroniques de dépenses prévisionnelles d'investissements communiquées par EDF sont néanmoins revues à la baisse par rapport à celles présentées en 2013. Ceci est en grande partie le résultat d'un programme engagé par EDF au cours de l'année 2013 pour faire face à l'ampleur des investissements à effectuer sur son parc dans les années à venir, consistant à optimiser les futures opérations de maintenance dans le but de répartir de manière plus homogène les dépenses prévisionnelles, d'en lisser la charge industrielle et financière et d'en diminuer le niveau global. Les effets de ce programme d'optimisation l'emportent sur ceux de la refonte du schéma de gestion,

achevée en 2013, qui a entraîné la requalification comptable en dépenses d'investissement d'opérations auparavant traitées comme dépenses d'exploitation.

Cette refonte du schéma de gestion est, corollairement, responsable en grande partie de la stabilisation des dépenses d'exploitation entre 2012 et 2013. Hors cet effet de périmètre, la CRE estime que les charges d'exploitation auraient continué à croître fortement en 2013, en raison notamment des augmentations d'achats d'énergie et de combustible (+15 %), des impôts et taxes (+8,7 %) et des charges de personnel (+5,3 %). Si les charges d'exploitation sont orientées à la baisse en 2014, en raison de la baisse des achats de combustible et d'énergie anticipée pour 2014, elles retrouvent par la suite un rythme haussier similaire à celui des années 2007-2012.

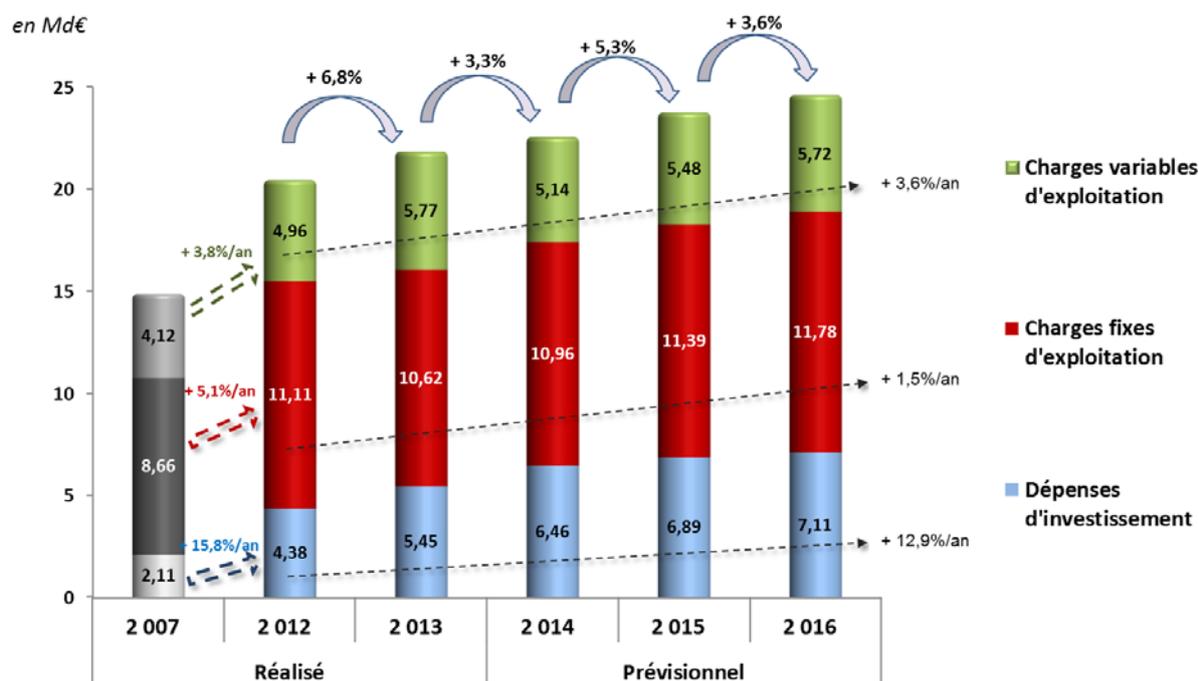


Figure 1 : Évolution des dépenses annuelles d'EDF

### Évolution des coûts commerciaux

Après une forte hausse sur la période 2008-2012 (+30 %), les coûts commerciaux d'EDF ont connu une baisse en 2013. Cette évolution est pour une grande part due à l'effet de la décision du Comité de règlement des différents et de sanctions (CoRDIS) de la CRE, la part des coûts d'acheminement d'une facture impayée n'étant plus à la charge du fournisseur d'électricité. Elle fait plus que compenser la croissance des irrécouvrables en 2013, qui s'explique par une augmentation de la précarité énergétique, et qui est directement corrélée à la hausse des tarifs réglementés de vente et au niveau de la consommation, plus importante en 2013 du fait des conditions climatiques.

Ces éléments sont pour partie responsables de l'écart important entre les prévisions de coûts commerciaux d'EDF pour 2013 et les coûts commerciaux constatés aujourd'hui par la CRE pour cette même année (-7,9 %).

Le 10 décembre 2013, le ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie a annoncé le lancement de la troisième période, portant sur les années 2015 à 2017, du dispositif des certificats d'économie d'énergie (CEE). L'objectif d'économies d'énergie a été quasiment doublé, porté à

220 TWh<sub>c</sub><sup>1</sup> contre 115 TWh<sub>c</sub> par an pour la période précédente (2011-2013). Ce nouveau cadre porte l'obligation de CEE pour EDF à 44,5 TWh<sub>c</sub> en 2014 et à 57 TWh<sub>c</sub> par an de 2015 à 2017 contre environ 30 TWh<sub>c</sub>/an, en moyenne, pour la période précédente. La hausse des coûts est cependant limitée alors que les volumes d'obligation ont augmenté de près de 50 %, ce qui traduit le fait que le « coût de production du CEE » d'EDF a significativement chuté en 2014, de l'ordre de 40 %. La Cour des comptes soulignait, dans son rapport sur le dispositif CEE<sup>2</sup>, qu'EDF avait « *un coût d'obtention de ses certificats sensiblement supérieur à la moyenne* ». Les chiffres fournis par EDF montrent qu'elle a su mieux maîtriser les coûts associés à ce dispositif.

La CRE a eu, depuis son précédent rapport, des échanges intermédiaires avec EDF sur les coûts générés par les CEE et s'étonne des différences entre les chiffres communiqués dans le cadre du présent rapport et ceux transmis en octobre 2013, lors de la phase de définition du niveau de l'obligation pour les années 2015 à 2017. Ces écarts incitent la CRE à demander que de substantiels efforts soient réalisés par EDF pour améliorer ses prévisions budgétaires.

Les écarts importants entre les coûts commerciaux constatés en 2013 et ceux qui avaient été anticipés par EDF dans ses prévisions, conduisent la CRE à retenir, pour 2014, 2015 et 2016, une trajectoire prévisionnelle de hausse modérée, de + 2,6 % par an, qui correspond à la tendance observée sur la période 2010-2013.

L'hypothèse de coûts commerciaux retenue par la CRE en 2014 est ainsi inférieure de 4,6 % aux coûts commerciaux prévisionnels d'EDF, présentés avec une hausse de plus de 7 % par rapport aux coûts de 2013. EDF justifie cette hausse significative par l'augmentation de ses charges de personnel, des irrécouvrables et du coût des CEE, par l'arrêt de la facturation des frais pour rejets de prélèvement bancaire, par la préparation de l'arrivée des compteurs Linky et enfin par la préparation de la fin des tarifs réglementés de vente jaunes et verts. La CRE rappelle que les coûts liés à la proposition d'offres de marché aux clients jaunes et verts qui perdent l'éligibilité aux tarifs réglementés ne doivent pas être imputés aux coûts commerciaux affectés à ces mêmes tarifs réglementés.

### **Synthèse sur l'évolution des coûts du fournisseur EDF**

Le coût comptable de production évalué par la CRE dans le cadre de son analyse des tarifs réglementés de vente repose sur la prise en compte des charges de capital par le biais de l'amortissement des investissements réalisés dans l'actif de production et d'une rémunération des capitaux engagés. Il ne fait ainsi apparaître que progressivement, au fil des années, l'effet des investissements réalisés par l'entreprise. À ces charges de capital viennent s'ajouter les coûts d'exploitation, fixes et variables, du parc de production.

L'évolution du coût comptable est ainsi par nature différente de l'évolution des flux de trésorerie d'EDF.

Le coût comptable de production, intégrant une rémunération des capitaux engagés dans l'activité de production, est en croissance de 3,8% en 2013 par rapport à 2012. Sur le fondement des données prévisionnelles à disposition de la CRE, le coût comptable prévisionnel pour 2014 s'établit en hausse de 0,5% par rapport au coût comptable de 2013.

---

<sup>1</sup> Le TWh « cumac » mesure la quantité d'énergie finale cumulée et actualisée sur la durée de vie du produit. Cela représente une quantité d'énergie qui aura été économisée grâce aux opérations d'économies d'énergie mises en place.

<sup>2</sup> « Les Certificats d'Economies d'Energie », Cour des comptes, octobre 2013

Comme indiqué ci-dessus, la CRE retient pour les coûts commerciaux une hausse de 2,6 % en 2014, inférieure aux prévisions d'EDF.

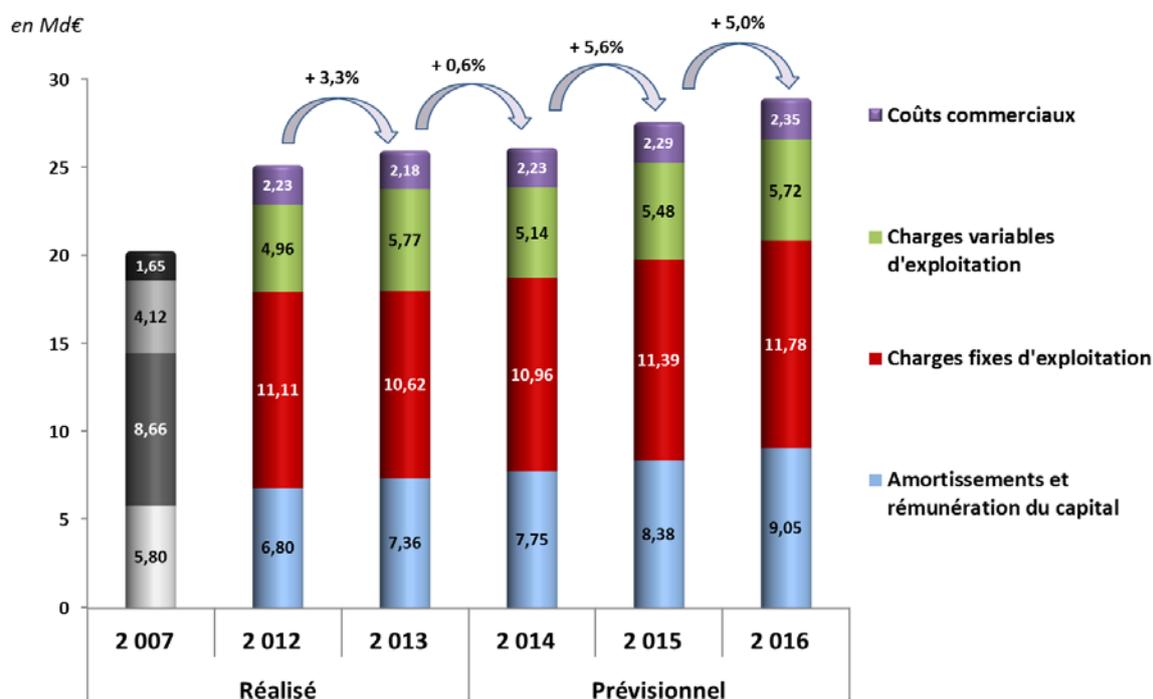


Figure 2 : Évolution des coûts annuels de production et de commercialisation d'EDF

### Décomposition des coûts de fourniture par couleur tarifaire

Pour l'analyse des tarifs réglementés de vente et sur la base des échanges qu'elle a pu avoir avec EDF, la CRE retient comme hypothèse pour les coûts de production, des hausses respectives de + 0,5 %, + 5,8 % et de + 5,2 % pour les années 2014, 2015 et 2016. Ces coûts de production sont ensuite affectés aux différentes catégories tarifaires, bleu résidentiel, bleu professionnel, jaune et vert.

Cette affectation se fait au moyen de clefs permettant de traduire les caractéristiques de consommation, et leurs conséquences sur les coûts, de chacune des catégories de clients. Les clefs de répartition retenues sont établies suivant une méthodologie identique à celle exposée en détails dans le Rapport 2013. L'analyse tarifaire est très sensible à ces clefs.

Pour l'analyse de la couverture effective des coûts sur les exercices tarifaires passés, la CRE utilise des clefs calculées à partir des profils de consommation à « température réalisée », qui traduisent la réalité des consommations et des coûts générés.

Pour l'analyse de la couverture des coûts prévisionnels, la CRE, retient, compte tenu de l'impossibilité de prévoir les conditions météorologiques pour les années à venir, des clefs calculées à partir des profils de consommation à « température normale », qui traduisent les caractéristiques de consommations des clients sur une année à laquelle s'appliqueraient les températures normales saisonnières.

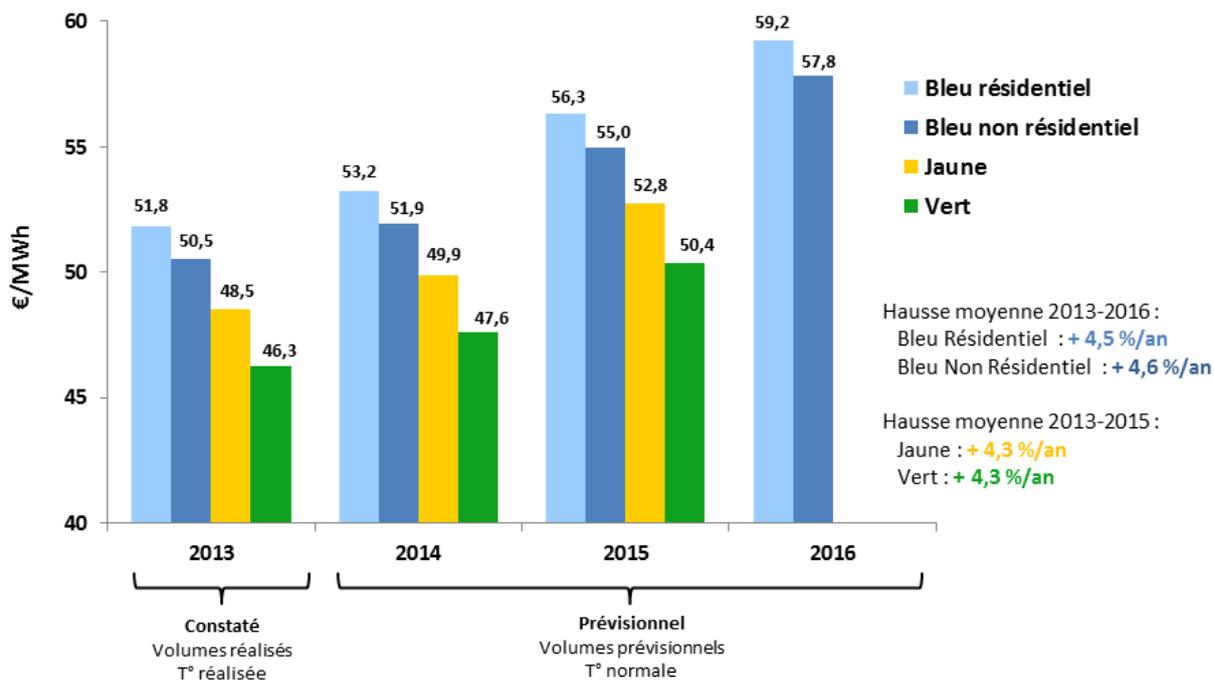


Figure 3 : Coûts de production constatés en 2013 et prévisionnels de 2014 à 2016 établis à partir des analyses de la CRE, par couleur tarifaire

L'affectation des coûts commerciaux aux différentes catégories de clients s'effectue soit par imputation directe, soit par l'utilisation de clefs de répartition. Cette méthode n'a pas évolué depuis 2011 ; un audit externe avait validé, à l'époque, les choix opérés par EDF.

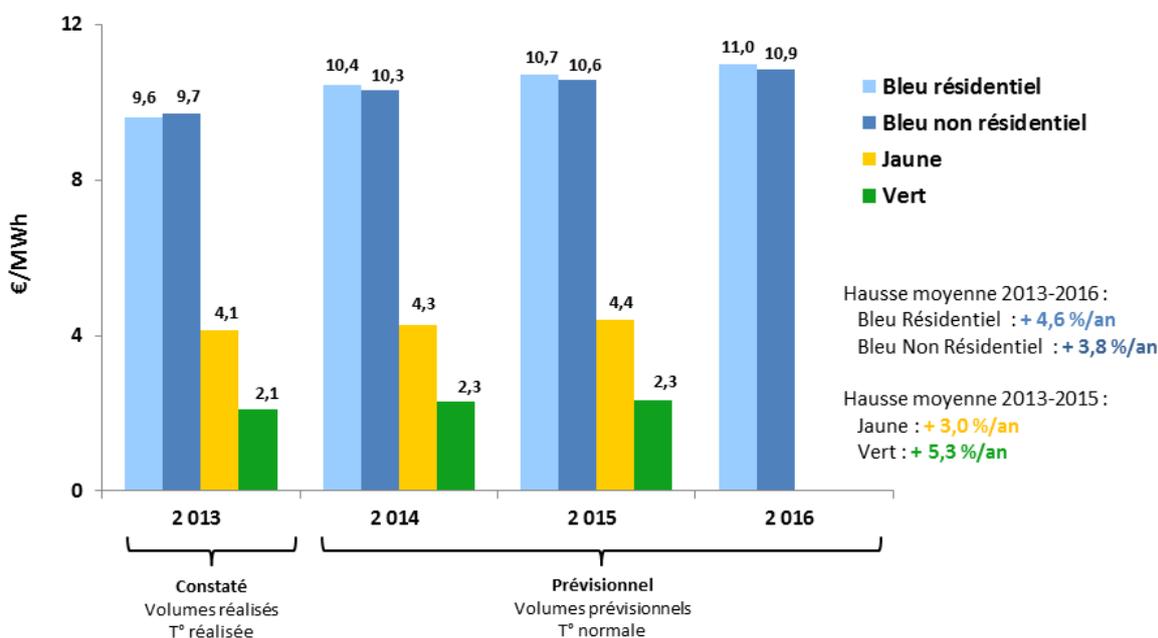


Figure 4 : Coûts commerciaux constatés et prévisionnels retenus par la CRE établis à partir des analyses de la CRE, par couleur tarifaire

## Évolution des coûts d'acheminement par couleur tarifaire

Aux coûts de production et de commercialisation analysés s'ajoutent les coûts d'acheminement de l'électricité, c'est-à-dire les coûts liés à l'utilisation des réseaux de transport et de distribution, qui constituent une autre composante des tarifs réglementés de vente.

Le coût de la part acheminement est fonction du niveau de consommation, de la puissance souscrite, et de l'option tarifaire choisie pour chacun des clients au tarif réglementé de vente du portefeuille d'EDF.

Dans le cas des tarifs réglementés de vente, le client est en contrat unique avec EDF. La part acheminement est donc facturée par les gestionnaires de réseau directement à EDF, qui est libre de choisir l'option et la version du TURPE utilisées pour ses clients de façon à minimiser leurs factures d'acheminement. Au sein d'un même tarif, d'une même option, d'une même version ou pour une même puissance souscrite, des clients ayant des consommations différentes peuvent se voir appliquer des options du TURPE différentes, en raison de l'optimisation opérée par EDF client par client.

Cette optimisation est prise en compte dans l'établissement des tarifs réglementés. Toutefois, lors de l'élaboration des grilles tarifaires, un seul niveau de TURPE peut être retenu par classe tarifaire. Ainsi, pour chaque configuration tarif/optiion/version/puissance, le niveau du TURPE correspond à la moyenne des TURPE optimisés sur l'ensemble des clients dans cette configuration.

Les coûts d'acheminement pour l'année 2013 ont été calculés par la CRE pour chaque couleur tarifaire en appliquant le niveau du TURPE applicable au 1<sup>er</sup> août 2013 aux consommations à « température réalisée » de cette année, à l'instar de ce qui est pratiqué pour l'affectation des coûts de production.

Les coûts d'acheminement pour les années 2014 à 2016 ont été calculés en utilisant les consommations à « température normale » (hors aléas climatiques). Le niveau du TURPE retenu pour 2014 est celui applicable au 1<sup>er</sup> août 2014. Pour 2015 et 2016, ce niveau a été réévalué à l'inflation.

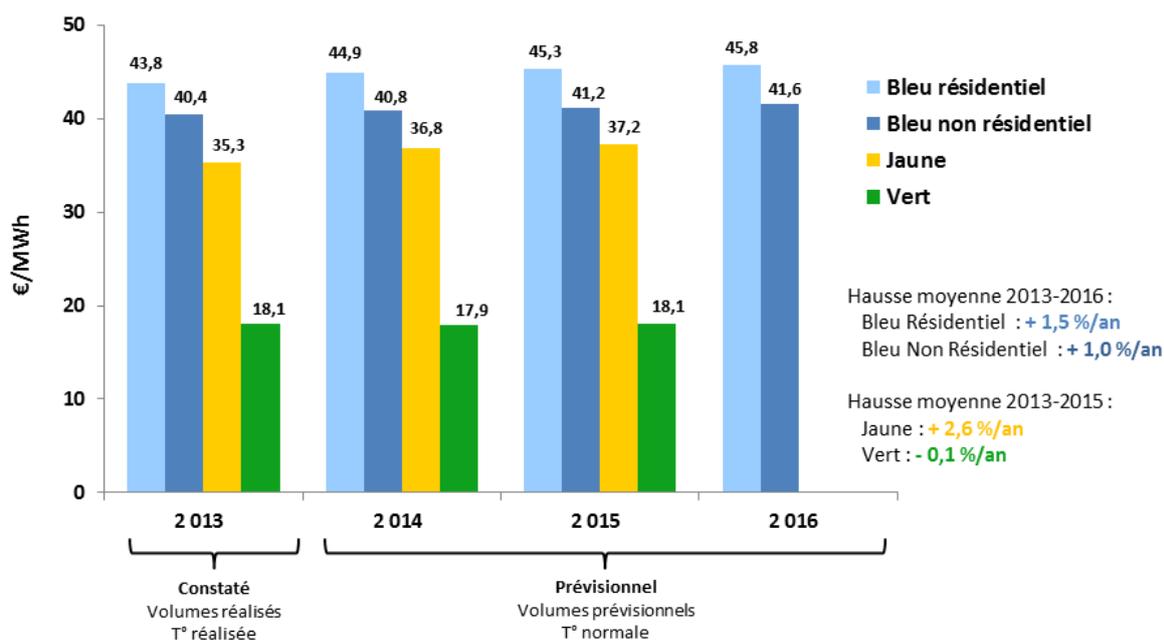


Figure 5 : Part acheminement constatée et prévisionnelle par couleur tarifaire

## La tarification par couverture des coûts comptables d'EDF

### *Analyse tarifaire des coûts constatés ex-post au titre des exercices passés : les rattrapages*

Dans le cadre juridique en vigueur à la date de parution du présent rapport, et dans l'attente d'une révision du décret n°2009-75 du 12 août 2009, les tarifs réglementés de vente d'électricité doivent être appréciés à l'aune du principe de couverture des coûts rappelé précédemment.

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 1er 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 Électricité 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* ».

Cette obligation de rattrapage des écarts significatifs s'applique indépendamment du changement de régime tarifaire. En conséquence, les évolutions à venir des tarifs devront prendre en compte les rattrapages, au titre des années écoulées, entre coûts et recettes liés aux tarifs.

#### Coûts constatés 2013

Les tarifs réglementés de vente fixés par l'arrêté du 26 juillet 2013 résultent d'une augmentation différenciée des tarifs précédemment en vigueur de + 5,0 % en moyenne sur les tarifs réglementés de vente bleus et + 2,7 % en moyenne sur les tarifs réglementés de vente jaunes.

Pour calculer l'écart effectif entre recettes et coûts au titre de l'année 2013, la CRE a analysé la couverture des coûts de fourniture (coûts de production et coûts commerciaux) constatés pour l'année 2013 et afférents à la vente aux tarifs réglementés, par les recettes issues de ces tarifs, nets du TURPE, tels qu'en vigueur au 1<sup>er</sup> août 2013, en tenant compte des volumes de vente effectivement réalisés. Les coûts constatés d'EDF en 2013 n'ont pas été couverts par les tarifs, occasionnant un retard en masse de 627 M€.

#### Coûts constatés 2012

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

Dans sa décision du 11 avril 2014, le Conseil d'État, eu égard à l'insuffisante couverture des coûts d'EDF par les tarifs, a annulé les tarifs réglementés de vente bleus et jaunes de l'arrêté du 20 juillet 2012 et enjoint au gouvernement de prendre un nouvel arrêté.

Le gouvernement a dès lors arrêté le 28 juillet 2014 une hausse supplémentaire rétroactive de 5 %, par rapport au mouvement déjà réalisé le 23 juillet 2012, sur les tarifs réglementés de vente bleus. L'arrêté ne prévoit pas de hausse supplémentaire pour les tarifs réglementés de vente jaunes.

La CRE a émis un avis favorable le 17 juillet 2014 sur ce nouvel arrêté en tant qu'il vérifiait les conditions fixées par le Conseil d'État, en particulier fixer des tarifs couvrant les coûts prévisionnels de l'année et permettant le rattrapage du passé, au moins au titre de l'année écoulée. Pour rendre son avis, la CRE a évalué le rattrapage en masse sur plusieurs périodes tarifaires antérieures où des écarts significatifs entre recettes et coûts avaient été constatés. Pour l'exercice 2012, elle s'est appuyée, comme le prescrivait la décision du Conseil d'Etat du 11 avril 2014, sur les données de coûts comptables d'EDF « tels qu'ils pouvaient être évalués au 19 juillet 2012 ». Il s'agissait donc de prévisions d'évolution des coûts comptables d'EDF sur l'année 2012, et non de chiffres constatés. Le Conseil d'État se prononce en effet en fonction des données disponibles à la date de la décision attaquée.

Les tarifs fixés dans l'arrêté du 28 juillet 2014, fixant rétroactivement les tarifs réglementés de vente pour la période du 23 juillet 2012 au 1<sup>er</sup> août 2013, ne permettent pas de couvrir les coûts constatés et réellement supportés par EDF en 2012. De surcroît, comme énoncé par la CRE dans son avis du 17 juillet 2014, une part des recettes liées à la hausse rétroactive a vocation à couvrir les rattrapages en masse des années précédentes dont l'écart de couverture était significatif. Ces recettes n'ont en conséquence pas été considérées dans l'analyse de couverture des coûts par les tarifs pour l'année 2012. L'écart entre les coûts de fourniture constatés en 2012 et les recettes issues des tarifs fixés au 28 juillet 2014 et appliqués aux volumes de vente réalisés en 2012 s'élève à 509 M€.

### **Analyse tarifaire prévisionnelle 2014 - 2016 pour couvrir les coûts comptables avec une rémunération des capitaux**

Sans présumer d'une éventuelle anticipation du changement de méthodologie de construction des tarifs réglementés de vente, la CRE a évalué les évolutions tarifaires qui seraient nécessaires pour assurer la couverture des coûts comptables d'EDF, intégrant une rémunération des capitaux engagés, suivant la méthode utilisée habituellement. Elle a mené cette évaluation pour 2014, 2015 et 2016, à un horizon temporel cohérent avec les données de coûts dont elle dispose.

La CRE retient les hypothèses d'évolution de coûts suivantes pour 2014, 2015 et 2016 :

- Augmentation des coûts de production de respectivement + 0,5 %, + 5,8 % et + 5,2 % ;
- Évolution des coûts commerciaux de + 2,6 %/an ;
- Évolution à l'inflation de la part acheminement pour les années 2015 et 2016.

Les évolutions des tarifs pour couvrir les coûts comptables prévisionnels pour les trois années à venir sont présentées dans le tableau ci-après :

	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
<b>Bleu résidentiel</b>	+ 6,7 %	+ 3,5 %	+ 3,3 %
<b>Bleu non résidentiel</b>	+ 1,3 %	+ 3,6 %	+ 3,3 %
<b>Bleu total</b>	+ 5,6 %	+ 3,5 %	+ 3,3 %
<b>Jaune</b>	+ 2,9 %	+ 3,7 %	
<b>Vert</b>	+ 4,2 %	+ 4,4 %	
<b>Total TRV</b>	+ 4,9 %	+ 3,7 %	

**Tableau 1 : Hausse prévisionnelle des tarifs réglementés de vente en 2014, 2015 et 2016 pour couvrir les coûts comptables d'EDF estimés par la CRE sur chacune de ces années**

## La tarification par empilement

### Principes généraux

La tarification par empilement, dont le code de l'énergie prévoit l'entrée en vigueur au plus tard à la fin de 2015, et qui fait l'objet du projet de décret soumis pour avis à la CRE, est une construction qui reflète les coûts supportés par un fournisseur alternatif pour fournir les clients de son portefeuille. Elle traduit la volonté du législateur d'assurer la contestabilité des tarifs réglementés de vente par les fournisseurs alternatifs.

Cet empilement est composé des briques suivantes :

- Le coût d'acheminement, lié à l'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité ;
- Le coût d'approvisionnement en énergie, lequel se décompose en :
  - un coût d'approvisionnement de la part relevant de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) ;
  - un coût d'approvisionnement du complément de fourniture, relevant des achats sur les marchés de gros de l'électricité ;
- Le coût d'approvisionnement en capacité, établi à partir des références de prix qui seront fournies par le mécanisme d'obligation de capacité prévu aux articles L335-1 et suivants du code de l'énergie ;
- Le coût de commercialisation, qui inclut une rémunération normale.

Le coût d'acheminement retenu pour la construction par empilement est établi selon des modalités analogues à celles utilisées habituellement pour l'analyse tarifaire et exposées précédemment.

Le coût d'approvisionnement en énergie, le coût d'approvisionnement en capacité et le coût de commercialisation doivent être établis de façon à rendre le tarif ainsi construit par empilement contestable par les fournisseurs alternatifs.

### Méthodologie d'évaluation des briques de l'empilement

#### Le coût d'approvisionnement en énergie

Il doit être évalué de façon à être représentatif de la situation d'un fournisseur nouvel entrant lequel s'approvisionne, pour le complément de fourniture, sur les marchés de l'électricité, à l'exclusion de tout autre moyen – centrales de production détenues en propre, contrats spécifiques, de participation, etc.

Pour évaluer le coût d'approvisionnement en énergie d'un portefeuille de clients, la CRE a développé un modèle qui prend en compte l'approvisionnement d'un certain volume du portefeuille aux conditions et modalités de l'ARENH, et un complément d'approvisionnement sur les marchés de gros de l'électricité.

Ce modèle a été utilisé par la CRE depuis 2011, notamment pour :

- Donner son avis sur le prix de l'ARENH fixé en cohérence avec le TaRTAM, dans le cadre de sa délibération du 5 mai 2011 ;

- Établir les niveaux de contestabilité des tarifs réglementés de vente, publiés dans les avis portant sur les évolutions des tarifs réglementés de vente et dans les éditions 2013 et 2014 des rapports sur le fonctionnement des marchés de détail de l'électricité et du gaz.

Dans le souci de s'assurer de sa pertinence et de sa robustesse, il avait fait l'objet, lors de sa conception, d'une phase d'analyse contradictoire avec les principaux fournisseurs actifs sur le marché de l'électricité ; les résultats obtenus s'étaient révélés très proches de ceux réellement obtenus par les fournisseurs dans le cadre de la construction de leurs offres commerciales. Ce constat n'a pas, à cet égard, substantiellement évolué.

\*\*\*

Le modèle prend en compte, dans l'évaluation du coût d'approvisionnement d'un client, le risque climatique, au travers de deux effets :

- dans le cas d'un portefeuille de consommateurs thermosensibles, les variations de température déforment directement la courbe de charge, modifiant le volume d'énergie à approvisionner sur le marché ;
- le module de simulation stochastique du prix de marché spot étant corrélé à la température, les variations de celle-ci influencent le coût de l'électricité achetée sur le marché spot.

Le risque associé à la volatilité du prix de marché est internalisé dans le module de simulation des prix spot, en tant qu'il intègre des évolutions stochastiques autour des moyennes saisonnières, et qu'il modélise l'occurrence des pics de prix.

Les risques qui ne sont pas quantifiables, ou dont la caractérisation est incertaine, ne sont pas pris en compte. C'est le cas des risques de consommation autres que ceux liés à la thermosensibilité, et des risques de variation de portefeuille. Étant tous deux liés à la stratégie commerciale des fournisseurs, ils doivent être pris en compte dans la rémunération de l'activité de commercialisation.

Le risque associé aux achats/reventes aux écarts des variations infra-journalières de consommation n'est pas modélisé, mais pris en compte de manière déterministe sous la forme des frais de responsable d'équilibre, évalués par la CRE à partir d'un échantillon de fournisseurs, et distingués en fonction de la catégorie de client.

\*\*\*

Le modèle intègre une stratégie de couverture contre l'évolution ultérieure des prix, consistant à s'approvisionner, à partir de produits calendaires de base et de pointe, à diverses échéances préalablement à la date de livraison de l'électricité aux clients finals. Les prix de ces produits doivent être le reflet de la stratégie d'approvisionnement des fournisseurs.

*Ex post*, la CRE a connaissance des volumes effectivement échangés sur les marchés de gros et peut ainsi établir une référence de prix fondée sur la moyenne des prix des produits calendaires pondérée des volumes effectivement échangés. Cette référence traduit le comportement réel de l'ensemble des fournisseurs, constaté sur la période retenue pour le calcul. La CRE la retient pour établir l'empilement tarifaire au titre de l'année 2014, pour laquelle les couvertures ont été réalisées essentiellement en 2013, et au titre des années 2015 et 2016, pour lesquelles les couvertures sont d'ores et déjà partiellement réalisées. Les prix de marché ainsi calculés s'établissent aujourd'hui respectivement à 46,3 €/MWh, 43 €/MWh et 42 €/MWh pour 2014, 2015 et 2016.

Pour les années ultérieures, la CRE propose une référence de prix établie sur la moyenne arithmétique des prix des produits calendaires sur une période à déterminer, en tant qu'elle traduit le comportement d'un fournisseur s'approvisionnant de manière régulière tout au long de cette période. Elle présente l'avantage d'être reproductible par les fournisseurs, qui peuvent couvrir leurs besoins prévisionnels en électricité suivant un échéancier cohérent avec la période choisie, limite la possibilité de manipulation de marché et reste compatible avec la liquidité observée actuellement sur les marchés de gros.

\*\*\*

Pour être en mesure de calculer l'empilement des coûts correspondant à chaque tarif réglementé, il s'agit d'affecter, à chaque catégorie et option tarifaires, une courbe de charge représentative de la courbe de consommation des clients associés.

Les clients bénéficiant d'un tarif bleu (résidentiels et petits professionnels) et jaune (petites entreprises) sont profilés dans une grande majorité des cas. Leur courbe de charge est donc reconstituée à partir des profils d'ERDF.

Les clients aux tarifs verts sont majoritairement télérelevés. Si le profil ENT3 en approxime correctement la consommation, la CRE considère qu'il ne permet pas d'établir avec précision une courbe de charge représentative de ces clients.

S'agissant enfin des clients bénéficiant d'un tarif « à effacement », la reconstitution des courbes de charge nécessite de simuler le tirage des jours de pointe pendant lesquels un tarif différent s'appliquera, ce que les outils dont dispose aujourd'hui la CRE ne sont pas en mesure d'effectuer.

\*\*\*

Les volumes d'ARENH pris en compte dans l'empilement sont évalués en appliquant la méthodologie fixée par le décret n°2011-466 du 28 avril 2011, dont les paramètres sont précisés par l'arrêté du 17 mai 2011 relatif au calcul des droits à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique.

\*\*\*

Les fournisseurs supportent certaines charges propres au fonctionnement du dispositif ARENH, dont les montants varient d'un fournisseur à l'autre. Certaines dispositions prévues par le projet de décret modifiant le décret n°2011-466 du 28 avril 2011 relatif à l'ARENH auront des impacts significatifs en termes de réduction du niveau de ces charges.

Ces frais doivent être pris en compte dans le périmètre des coûts commerciaux des fournisseurs. La CRE ne les intègre pas dans le calcul du coût d'approvisionnement.

\*\*\*

Tout fournisseur d'électricité doit souscrire certaines prestations ou contribuer à des mécanismes spécifiques au fonctionnement du système électrique, lesquels génèrent des frais supplémentaires, variables d'un fournisseur à l'autre. La CRE en retient, après analyse, un majorant, afin de garantir la contestabilité des tarifs réglementés.

\*\*\*

À la date de publication du présent rapport, le projet de décret modifiant le décret n°2011-466 du 28 avril 2011 relatif à l'ARENH n'est pas publié, à l'instar du projet d'arrêté fixant le CMPC à retenir pour rémunérer le capital immobilisé dans la base d'actifs nucléaires. Par ailleurs, la CRE a lancé un

audit sur les méthodes d'établissement des coûts d'investissement et d'exploitation, ainsi que sur les clefs d'affectation de ces coûts, dont les conclusions ne sont pas encore connues. Sur la base des données dont dispose la CRE à la date du présent rapport, en tenant compte de ces incertitudes, elle retient une hypothèse de hausse du prix de l'ARENH de l'ordre de 2 €/MWh et par an.

#### Le coût d'approvisionnement en capacité

Le mécanisme d'obligation de capacité prévu par l'article L. 335-2 du code de l'énergie impose aux fournisseurs, à partir de 2017, de disposer chaque année de garanties de capacité de façon à couvrir la consommation de leur portefeuille de clients durant les heures de plus forte consommation nationale. Le coût de l'approvisionnement en garanties de capacité doit par conséquent, conformément à la logique de l'empilement des coûts, être intégré aux tarifs réglementés de vente à compter de cette date.

#### Le coût de commercialisation et la rémunération normale

L'article 3 du projet de décret transmis à la CRE pour avis précise que les coûts de commercialisation pris en compte pour déterminer le niveau des tarifs réglementés de vente de l'électricité par empilement « *correspondent aux coûts de commercialisation d'un fournisseur d'électricité, établis en tenant compte des coûts supportés par Électricité de France pour fournir les clients ayant souscrit aux tarifs réglementés de vente de l'électricité* ».

\*\*\*

Afin d'estimer le niveau des coûts commerciaux des fournisseurs d'électricité, la CRE a mené une étude pour trois fournisseurs historiques et cinq fournisseurs alternatifs.

La diversité des méthodes comptables utilisées ne permet pas la comparaison directe des coûts commerciaux unitaires déclarés par les différents fournisseurs.

Pour le segment correspondant au tarif jaune, les données recueillies n'ont pas permis de conclure sur le niveau des coûts commerciaux des fournisseurs autres qu'EDF, du fait d'un développement quasi-inexistant de la concurrence pour cette catégorie de clients. Elles permettent en revanche une évaluation de ces coûts pour les segments bleu et vert.

La situation des fournisseurs alternatifs diffère de celle d'EDF pour plusieurs raisons, dont les deux principales sont les suivantes :

- Le développement d'une activité commerciale sur le marché de masse nécessite des investissements importants qui s'amortissent avec le temps et dont le poids, rapporté au MWh, diffère selon la taille du portefeuille de clients ;
- Un acteur souhaitant pénétrer un nouveau marché supporte des coûts d'acquisition de clients correspondant aux investissements qu'il doit consentir pour lui permettre d'augmenter la taille de son portefeuille et d'atteindre une taille critique permettant la rentabilité pérenne de son activité.

Les modalités précises de détermination des coûts commerciaux devront être définies par voie réglementaire. Ces coûts commerciaux devront (i) refléter les coûts des fournisseurs alternatifs et (ii) être établis de façon à ce que la marge résiduelle résultant du tarif couvre les coûts d'un fournisseur « *au moins aussi efficace* » que le fournisseur historique.

Les coûts commerciaux s'établiront ainsi en considération des niveaux de coûts de l'ensemble des fournisseurs, tant historiques qu'alternatifs ce qui nécessitera, dans l'optique des prochaines évolutions tarifaires, de mener une analyse détaillée de leurs coûts commerciaux.

\*\*\*

La rémunération normale mentionnée dans le code de l'énergie ainsi qu'à l'article 3 du projet de décret doit s'entendre comme une marge portant sur l'activité de commercialisation, et permettre :

- De rémunérer les risques associés à l'activité de fourniture qui ne sont pas couverts par les autres briques de coûts ;
- De couvrir les besoins en fonds de roulement générés par l'activité de commercialisation ;
- De rémunérer, le cas échéant, le capital engagé dans l'activité de commercialisation.

Les risques inhérents à l'activité de commercialisation qui ne sont pas pris en compte par ailleurs feront l'objet d'un examen ultérieur approfondi.

\*\*\*

À titre transitoire, la CRE retient, pour les coûts commerciaux, les principes suivants :

- **Pour les tarifs bleus** : les coûts commerciaux d'EDF sont majorés afin d'intégrer une rémunération normale de l'activité de commercialisation telle que définie plus haut et de tenir compte de la situation des fournisseurs alternatifs, notamment s'agissant du poids des investissements et des coûts d'acquisition. En s'appuyant sur les données déclaratives retraitées des fournisseurs et sur ses propres analyses, la CRE estime qu'à titre transitoire, les coûts commerciaux à retenir, incluant une rémunération, s'établissent à 2 €/MWh au-dessus de ceux d'EDF.
- **Pour les tarifs jaunes et verts** : les coûts commerciaux d'EDF, qui devront être augmentés d'une rémunération normale.

### *Les conséquences de l'empilement sur l'évolution des tarifs réglementés*

L'application de la méthodologie détaillée ci-avant permet d'évaluer les mouvements à effectuer, en moyenne, sur les tarifs réglementés de vente, hors tarifs à effacement (EJP, Tempo) et clients télérelevés. Ces évolutions tarifaires n'intègrent pas, pour les tarifs jaunes et verts, de rémunération normale de l'activité de commercialisation. Elles n'intègrent pas non plus les rattrapages qui devront être effectués au titre des écarts de couverture des coûts constatés en 2012 et 2013.

	2014	2015	2016
Bleu RES hors EJP et Tempo	1,6 %	1,5 %	2,0 %
Bleu PRO hors EJP, Tempo et EP	-0,7 %	0,9 %	1,8 %
Jaune (ENT 1)	-0,1 %	1,1 %	n/a
Verts (ENT 3)	2,0 %	1,6 %	n/a

Tableau 2 : Hausse tarifaire à effectuer en 2014, 2015 et 2016 en application de la tarification par empilement, avec les hypothèses retenues par la CRE

## Les conséquences de la mise en œuvre de la loi NOME sur les acteurs du marché de l'électricité

La loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité a prévu la mise en place progressive, à diverses échéances d'ici au 31 décembre 2015, de quatre dispositifs fondamentaux permettant d'accélérer le développement de la concurrence : l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, la tarification par empilement, la suppression des tarifs jaunes et verts et le mécanisme d'obligation de capacité.

Cette nouvelle organisation emporte des conséquences importantes sur tous les acteurs du marché. Elle transforme les équilibres économiques de l'activité de production d'EDF, elle accroît l'espace économique des fournisseurs alternatifs en vue d'accélérer leur développement et enfin, elle modifie les composantes de la facture du consommateur d'électricité.

Le facteur déterminant de la structure du marché français devrait toutefois demeurer encore durablement la régulation de l'électricité nucléaire historique, par l'intermédiaire de l'ARENH, pour lequel tant le prix que les modalités d'attribution jouent un rôle fondamental dans la facture du consommateur d'électricité et dans les équilibres économiques d'EDF.

En conséquence, dans le cadre de sa mission de veiller au bon fonctionnement des marchés au bénéfice des consommateurs, et dès lors qu'elle s'est assurée de la mise en œuvre d'une tarification assurant la contestabilité pour les fournisseurs alternatifs, la CRE est soucieuse d'assurer la cohérence du dispositif dans toutes ses autres composantes.

### *Définition des modalités d'accès à l'électricité nucléaire historique*

#### S'agissant tout d'abord des volumes ARENH

La CRE avait recommandé par le passé que la période de référence pour le calcul des volumes d'ARENH tienne compte des heures pleines d'été, et continue d'inclure, entre 2012 et 2015, les heures creuses d'hiver, afin de maintenir une incitation à consommer pendant celles-ci plutôt qu'en heures pleines d'hiver. Ces préconisations restent d'actualité, car elles sont susceptibles de permettre d'adapter la structure et le niveau des tarifs de façon à inciter les consommateurs à réduire leur consommation pendant les périodes où la consommation d'ensemble est la plus élevée.

Par ailleurs, dans la mesure où cette période de référence est établie sur les principes de la tarification historique de l'électricité, il conviendra d'en réexaminer la définition à l'aune des principes qui seront retenus pour fonder la nouvelle construction des structures tarifaires.

#### S'agissant ensuite de la modulation du produit ARENH

Les petits consommateurs bénéficient, jusqu'au 31 décembre 2015, d'une modulation du profil de livraison du produit ARENH représentative de la production réelle du parc nucléaire français. Toutefois, à l'issue de cette date, à l'instar des grands consommateurs, le produit ARENH devient plat. Dans la mesure où le prix de l'ARENH reflète les coûts d'un parc nucléaire fonctionnant en modulation de puissance et où, d'autre part, les consommateurs ne bénéficieront plus des effets de cette modulation à compter de 2015, la CRE recommande de la maintenir jusqu'en 2025 pour l'ensemble des consommateurs.

## Équilibres économiques d'EDF

### La tarification par empilement s'écarte des principes de la tarification par couverture des coûts comptables

La tarification comptable se décompose en :

- une part fourniture, qui intègre une rémunération d'EDF calculée comme le produit des capitaux immobilisés par le coût moyen pondéré du capital d'EDF pour son activité de production et de commercialisation ;
- et une part acheminement : les gestionnaires de réseau sont rémunérés pour leurs activités d'acheminement, selon les modalités prévues par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE).

La tarification par empilement modifie substantiellement les modalités de rémunération d'EDF tout en laissant inchangée la rémunération de RTE et ERDF au titre des activités d'acheminement.

L'activité de vente de l'ARENH fait l'objet, en application des dispositions du code de l'énergie, « d'une rémunération des capitaux prenant en compte la nature de l'activité ». Le complément de fourniture d'électricité, s'il est effectué à partir d'achats et de revente sur les marchés de gros de l'électricité, inclut par nature un certain niveau de rémunération. Il en sera ultérieurement de même pour la composante « capacité ».

En revanche, la part énergie, construite comme l'empilement de ces deux composantes, n'apporte aucune garantie quant à l'atteinte du niveau de rémunération sous-jacente à la tarification comptable, car :

- Le calcul du prix de l'ARENH et des coûts comptables nucléaires, tels que la CRE les établit dans la section I de ce rapport, ne relèvent pas des mêmes principes méthodologiques, en particulier s'agissant du taux de rémunération et de la prise en compte des dépenses d'investissement ;
- Le complément de fourniture d'électricité ne relève pas de principes comptables mais dépend des niveaux des prix de marché.

Dans l'hypothèse où les tarifs couvriraient exactement les coûts comptables de production et de commercialisation tels qu'ils sont évalués par la CRE dans le cadre de ses analyses tarifaires (cf. section I), la part permettant la rémunération des capitaux engagés dans l'activité de production, calculée comme le produit d'un coût moyen pondéré du capital par une base d'actifs, représenterait 9,5€/MWh soit 16 % de la part fourniture des tarifs (cf. Figure 40). Ce pourcentage ne correspond pas au taux de rémunération des actifs concernés, mais à la rémunération, à ce taux, du montant de la base d'actifs. En raison de prix de marché bas, le passage à une tarification par empilement réduit la rémunération à 6,1 €/MWh, soit 11 % de la part fourniture de la tarification comptable au titre de l'année 2014.

### L'écart entre les deux tarifications accroît l'importance des analyses financières

Sur la base d'un scénario de référence établi à partir du projet industriel communiqué à la CRE par EDF qui ne prévoit pas de fermeture de réacteur nucléaire d'ici 2025, ainsi que sur des hypothèses d'évolution des coûts et des prix de marché, il apparaît un accroissement important de

l'endettement pour les activités de production et de commercialisation d'EDF au périmètre France<sup>3</sup> d'ici 2025 conséquence d'un lourd programme d'investissement et de prix de marché déprimés à court et moyen terme.

Les ratios d'endettement, relativement significatifs dans ce scénario, qui présuppose déjà une meilleure maîtrise des charges d'exploitation et anticipe un redressement rapide des prix de marché après 2017, pourraient devenir préoccupants si l'une de ces deux hypothèses ne se vérifiait pas.

Un contrôle des investissements, au demeurant difficile à mettre en œuvre dans un contexte marqué par des incertitudes politiques, techniques et économiques sur le devenir du parc nucléaire, permettrait de limiter l'accroissement de l'endettement, à l'instar d'une augmentation des recettes sous forme d'une hausse du prix de l'ARENH. Toutefois, les effets de cette dernière sont significativement atténués du fait des prélèvements du trésor public et des actionnaires. À cet égard, une mesure de plafonnement, en millions d'euros, de leurs dividendes emporterait également des conséquences très favorables sur la soutenabilité des trajectoires d'endettement.

## **La transition d'une tarification par la couverture des coûts de l'opérateur historique à une tarification par empilement et ses conséquences sur la structure des tarifs, la tarification en ZNI et les tarifs de cession**

### *Des travaux à mener autour de la définition d'une nouvelle cible tarifaire en structure*

Si le code de l'énergie et le projet de décret soumis à la CRE pour avis encadrent l'évaluation du niveau des tarifs réglementés de vente, en prévoyant qu'il reflète l'empilement des coûts présentés précédemment, la méthode d'élaboration de la structure des tarifs reste toutefois à préciser.

La structure du tarif correspond à la répartition des coûts entre une part fixe (exprimée en €) et une part variable (exprimée en €/MWh) et, au sein de la part variable, à la relativité des prix entre différents postes horosaisonniers (heures pleines par rapport à heures creuses, heures d'été, heures de demi-saison, heures d'hiver, selon la nature du tarif).

La structure d'un tarif a notamment pour objet :

- De refléter le poids respectif des coûts fixes et des coûts variables, par le rapport entre l'abonnement et la part variable ;
- De refléter la relativité des coûts selon les heures de l'année, par les postes horosaisonniers ;
- D'orienter les consommations vers certaines heures de l'année, le cas échéant en envoyant un signal tarifaire allant au-delà du simple reflet de la relativité des coûts.

Les tarifs réglementés de vente sont historiquement construits en structure sur une méthode dite du « parc adapté », qui repose sur une simulation d'équilibres offre-demande sur un parc théorique adapté au mieux à la demande prévisionnelle. D'autres méthodes reposant sur des simulations d'équilibres offre-demande peuvent être envisagées, reposant sur le parc de production réel ou un parc de production prévisionnel à moyen-terme. Ces méthodes permettent d'envoyer un signal tarifaire traduisant une anticipation de l'état de tension du système électrique à moyen voire long-terme et orientent les consommations à ces horizons de temps lointains, afin de tendre vers un optimum économique. Ces simulations sont néanmoins complexes, reposent sur un nombre très

---

<sup>3</sup> Qui représentent de l'ordre de 60% du chiffre d'affaires du groupe

important d'hypothèses et conduisent à des structures qui s'éloignent de la réalité de l'approvisionnement des fournisseurs alternatifs, laquelle repose sur l'ARENH, le marché de gros de l'énergie et le marché de capacités.

Une approche très différente dans ses fondements théoriques, et directement inspirée de l'empilement des coûts prévu par le code de l'énergie pour la détermination du niveau des tarifs, repose sur les heures donnant droit à l'ARENH et sur les signaux de prix envoyés par le marché de gros et, à terme, le marché de capacités. Cette approche permet d'obtenir une contestabilité des tarifs à une échelle assez fine, celle des tarifs/options/versions/puissances. Elle présente en revanche le défaut de n'envoyer un signal que de court, ou au mieux, de moyen-terme, les prix de gros n'étant pas cotés au-delà de trois ans en amont. Par ailleurs, le signal prospectif se limite au niveau relatif du prix de la base et du prix de la pointe (seuls les produits calendaires base et pointe sont cotés trois ans à l'avance), la finesse de la structure reposant quant à elle sur la relativité des prix horaires, qui ne peut être estimée qu'à partir de l'historique des prix spot réalisés.

Compte-tenu des avantages et inconvénients soulevés par chacune des méthodes, et de l'impact de la structure tarifaire en matière de contestabilité des tarifs, de modification des consommations et des usages des clients, le choix d'une méthodologie d'élaboration de la structure tarifaire devra faire l'objet d'une concertation, placée sous l'égide des pouvoirs publics, avec l'ensemble des acteurs concernés.

#### ***Des tarifs à élaborer pour les ZNI, y compris pour les entreprises et les industries***

Les tarifs réglementés de vente sur le territoire des zones non interconnectées (ZNI) doivent être similaires à ceux en vigueur sur le territoire métropolitain, en vertu de la péréquation tarifaire prévue par le code de l'énergie. Les tarifs réglementés qui s'appliqueront aux consommateurs des ZNI devront ainsi être établis par empilement, alors même que ces consommateurs ne sont pas approvisionnés grâce à l'ARENH et au marché, dispositifs propres à la métropole continentale.

Les tarifs réglementés de vente, pour les puissances souscrites supérieures à 36 kVA, perdureront après 2016 dans les ZNI, et devront également être établis selon la méthode par empilement applicable aux clients de puissance souscrite inférieure.

Ce principe général de péréquation permet toutefois d'adapter les caractéristiques des tarifs réglementés des ZNI, notamment en structure, afin de répondre à des habitudes de consommation ou à une volonté de maîtrise de la demande en énergie spécifiques à certaines d'entre elles.

#### ***Des tarifs de cession à faire évoluer en cohérence avec la nouvelle organisation de marché***

À compter de fin 2015, les tarifs de cession aux entreprises locales de distribution (ELD) seront proposés par la CRE aux ministres compétents.

En cohérence avec la nouvelle organisation du marché de l'électricité, la CRE considère que les tarifs de cession devront être construits par empilement des coûts, ce qui nécessitera une évolution du cadre juridique.

La disparition des tarifs jaunes et verts au 31 décembre 2015, qui représentent une part significative des recettes pour les ELD, constitue une évolution importante de leur modèle économique, qui devra être intégrée dans les réflexions tarifaires.

## Recommandations et travaux ultérieurs

Sur la base des analyses du présent rapport, la CRE :

- ❖ Dans le cadre de sa mission de détermination du prix de l'ARENH, demande à EDF de porter systématiquement à sa connaissance toute modification des chroniques de coûts prévisionnels, ainsi que les éléments justificatifs correspondants ;
- ❖ Va mener, au premier semestre 2015, une analyse détaillée des niveaux et des clefs d'affectation des coûts commerciaux des fournisseurs d'électricité actifs sur le marché français des petits consommateurs, en vue d'établir sa proposition tarifaire pour l'année 2016 ;
- ❖ Portera, dans le cadre de ses missions de surveillance des marchés de détail, une attention particulière sur la distinction entre tarifs réglementés et offres de marché dans le contexte de la fin des tarifs jaunes et verts. À ce titre, elle demande à EDF de lui fournir, d'ici à la fin de l'année 2014, tous les éléments justificatifs permettant d'assurer qu'il existe d'ores et déjà une segmentation claire, en termes fonctionnels et en termes de coûts, entre les activités tarifaires et les activités concurrentielles, en lien avec les principes de la comptabilité dissociée ;
- ❖ Fera évoluer ses modèles en vue d'établir l'empilement des coûts pour les tarifs à effacement ;
- ❖ Demande la mise en place rapide d'une concertation, placée sous l'égide des pouvoirs publics, en vue de déterminer la méthodologie de construction de la structure des tarifs qu'elle devra mettre en œuvre dans sa proposition tarifaire de 2016, qui concernera la métropole continentale et les zones non interconnectées. À ce titre, la CRE fera évoluer ses modèles pour évaluer les effets des diverses méthodologies examinées dans le présent rapport sur les tarifs ;
- ❖ Demande la mise en place d'une concertation avec les parties prenantes, placée sous l'égide des pouvoirs publics, en vue d'établir les modalités de construction des tarifs de cession qu'elle devra appliquer pour établir sa proposition tarifaire en 2016 ;
- ❖ Propose aux pouvoirs publics de revoir certaines modalités de calcul du volume d'ARENH attribué aux fournisseurs, s'agissant du choix des heures d'allocation et de la modulation du produit, qu'elle estime devoir perdurer jusqu'en 2025 afin de refléter le fonctionnement réel du parc nucléaire ;
- ❖ Réactualisera ses analyses de soutenabilité de la trajectoire financière d'EDF au fur et à mesure des évolutions du contexte économique.

# Sommaire

<b>Synthèse et recommandations</b> .....	<b>3</b>
<b>Section I : Analyse des coûts</b> .....	<b>24</b>
Chapitre 1 : Les coûts comptables de production .....	24
1. La forte croissance des investissements d'EDF se confirme, malgré une révision à la baisse des dépenses par rapport aux prévisions de l'année dernière .....	24
1.1. Les dépenses d'investissement ont été fortement révisées pour la période 2013-2016 par rapport aux données transmises l'année dernière à la CRE .....	24
1.2. La tendance haussière des dépenses d'investissement à moyen terme se confirme, bien que leur niveau soit plus faible que prévu dans le Rapport 2013 .....	27
2. Les charges d'exploitation se stabilisent entre 2012 et 2014 en raison de l'évolution du schéma de gestion et de la baisse en 2014 des achats de combustible et d'énergie .....	32
2.1. Les achats externes suivent une tendance haussière, du fait de l'intensification des opérations de maintenance et des arrêts de tranche sur le parc nucléaire. Cette tendance est atténuée en 2013 sous l'effet de l'évolution du schéma de gestion .....	34
2.2. La tendance à la croissance des charges de personnel observée l'année dernière se confirme à moyen terme, malgré une stabilisation en 2014.....	35
2.3. La baisse des prix de marché et de la consommation de combustibles fossiles expliquent l'essentiel de la baisse des achats de combustible et d'énergie en 2014.....	37
2.4. Les impôts et taxes augmentent de 8,7 % entre 2012 et 2013 à la suite de l'augmentation de la CET, des redevances agences de l'eau et de la « C3S ».....	38
3. Les recettes liées au parc de production d'EDF sont prises en compte dans l'analyse tarifaire .....	39
3.1. Les recettes au périmètre France comprennent les ventes sur les marchés de détail, les marchés de gros ainsi que d'autres mécanismes réglementaires ou de marché.....	39
3.2. Les coûts de production sont affectés aux postes de vente selon une méthodologie de parc adapté fondée sur les volumes et les profils de consommation propres à chacun des postes de vente d'EDF .....	40
3.3. Les recettes liées à certains postes de ventes sont déduites du coût de production car EDF ne leur attribue pas de clef de répartition.....	41
4. Évolution du coût comptable de production par couleur tarifaire .....	42
4.1. Si la croissance du coût comptable de production se ralentit en 2014 (+ 0,5 %), la tendance redevient haussière en 2015 (+ 5,8 %) et 2016 (+ 5,2 %).....	42
4.2. Les volumes vendus aux clients aux tarifs réglementés, caractérisés par des profils de consommation plus formés, se voient affecter un coût de production supérieur aux autres ventes d'EDF .....	44
4.3. Évolution de la part énergie des tarifs réglementés de vente par couleur tarifaire entre 2013 et 2016.....	47
Chapitre 2 : Les coûts commerciaux.....	48
1. Les coûts commerciaux de l'année 2013 sont inférieurs aux prévisions budgétaires, et moins élevés qu'en 2012..	48
1.1. Les charges relatives aux créances irrécouvrables .....	49
1.2. Les conséquences des décisions du CoRDIS sur les créances irrécouvrables correspondant à l'acheminement	49
1.3. Les certificats d'économie d'énergie (CEE) .....	50
1.4. Les principes d'affectation des coûts commerciaux aux tarifs réglementés de vente .....	51
2. EDF prévoit une hausse importante des coûts commerciaux en 2014 et 2015, avant une nouvelle diminution en 2016	51
3. Conclusions .....	52
Chapitre 3 : Le coût d'acheminement .....	54
1. La méthode de calcul du TURPE optimisé pour les clients au tarif réglementé de vente .....	54
1.1. Principes généraux .....	54
1.2. Certaines composantes tarifaires du TURPE ne sont pas prises en compte dans la part acheminement du tarif mais comptabilisées en supplément pour chaque client.....	55
1.3. La CRE calcule la part acheminement à partir de la base de données des clients aux tarifs afin de valider les chiffres transmis par EDF .....	56
2. Les coûts d'acheminement retenus dans les tarifs réglementés de vente .....	57

<b>Section II : Analyse tarifaire .....</b>	<b>59</b>
Chapitre 1 : La couverture des coûts comptables d'EDF .....	61
1. Les évolutions tarifaires à prévoir pour couvrir les coûts comptables.....	61
2. Les coûts constatés d'EDF en 2013 n'ont pas été couverts par les tarifs, occasionnant un retard en masse de 627 M€ .....	62
3. Les coûts constatés d'EDF en 2012 n'ont pas été couverts par les tarifs, occasionnant un retard en masse de 509 M€ .....	63
4. Synthèse de l'analyse de la couverture des coûts d'EDF par les tarifs.....	66
Chapitre 2 : La tarification par empilement des coûts .....	68
1. Les principes méthodologiques de la construction tarifaire par empilement des coûts .....	68
1.1 Méthodologie d'évaluation du coût d'approvisionnement en énergie.....	69
1.2 Coût d'approvisionnement en capacité .....	75
1.3 Coûts commerciaux et rémunération normale .....	76
2. Les conséquences de la construction par empilement sur le niveau des tarifs réglementés de vente .....	80
2.1. Évaluation des briques de l'empilement des coûts.....	81
2.2. Conséquences tarifaires .....	88
3. La tarification par empilement, qui s'éloigne de la couverture des coûts comptables, renforce la problématique de la soutenabilité de la trajectoire financière des activités de production et de commercialisation d'électricité d'EDF au périmètre France.....	91
3.1. Contexte, objet, périmètre et limites de l'étude.....	91
3.2. Principes et fonctionnement du modèle.....	92
3.3. Définition du scénario de référence.....	94
3.4. Analyse des résultats.....	95
3.5. Conclusions .....	99
4. Les fondements et les conséquences de la tarification par empilement.....	100
4.1. S'agissant du prix de l'ARENH .....	100
4.2. S'agissant des modalités d'affectation des volumes d'ARENH.....	100
4.3. S'agissant de la rémunération.....	103
5. Les cas du tarif de cession et des tarifs réglementés de vente dans les ZNI.....	105
5.1. Les niveaux respectifs des tarifs réglementés de vente de l'électricité et du tarif de cession détermineront le niveau de marge des ELD.....	105
5.2. Les tarifs réglementés de vente seront construits par empilement des coûts dans les ZNI .....	106
Chapitre 3 : Les évolutions de la structure tarifaire .....	108
1. Le choix de la maille à laquelle est réalisé l'empilement des coûts structure les grilles tarifaires .....	108
2. La structure tarifaire doit refléter la relativité des coûts de l'électricité selon les heures de l'année, orientant ainsi les comportements de consommation vers un optimum économique .....	109
2.1. Le modèle de parc adapté utilisé historiquement par EDF envoie un signal de prix de long terme pertinent mais s'éloigne de la réalité physique du parc .....	110
2.2. Une méthode fondée sur les heures donnant droit à l'ARENH et sur les prix du marché de gros peut envoyer des signaux de prix pertinents à condition d'intégrer le prix de la capacité, mais les signaux seront de plus court-terme et potentiellement volatils .....	112
3. Conclusions .....	115
ANNEXE - Fondements théoriques du module de calcul stochastique utilisé par le modèle de la CRE pour simuler les chroniques de prix spot.....	116
1. Le modèle de température .....	116
2. Le modèle de prix spot.....	117
2.1. Principes du modèle de prix spot .....	117
2.2. Prix moyen journalier .....	118
2.3. Prix horaire.....	120

## Section I : Analyse des coûts

### Chapitre 1 : Les coûts comptables de production

#### 1. La forte croissance des investissements d'EDF se confirme, malgré une révision à la baisse des dépenses par rapport aux prévisions de l'année dernière

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. Ces dépenses, dont l'évolution depuis 2007 a été détaillée dans l'*Analyse des coûts de production et de commercialisation d'EDF* menée par la CRE l'année dernière (ci-après « Rapport 2013 »), ont considérablement crû ces dernières années, principalement en raison du déploiement de programmes de maintenance sur le parc nucléaire historique. Cette croissance est la conséquence du cycle de vie du parc nucléaire, aujourd'hui âgé de 28 ans en moyenne, aggravée par un déficit d'investissements au début des années 2000 et de l'évolution du référentiel de sûreté nucléaire, notamment celle consécutive au retour d'expérience de l'accident de Fukushima Daiichi.

Les données transmises à la CRE par EDF confirment globalement la tendance haussière constatée l'an dernier. Toutefois, la CRE a pu noter d'importantes différences de niveau entre les chiffres transmis à l'époque – prévisionnel 2013-2015 – et ceux transmis cette année – dépenses constatées 2013 et prévisionnel 2014-2016.

Ces différences ont été justifiées par EDF comme la résultante de deux effets opposés :

- Une **diminution globale** et un lissage dans le temps des dépenses d'investissement d'EDF résultant d'un effort d'optimisation des calendriers de travaux et à des démarches de réduction des coûts unitaires ;
- Une **augmentation** liée à une révision plus profonde du schéma de gestion d'EDF occasionnant la prise en compte en dépenses d'investissement d'une partie des charges considérées auparavant comme des charges d'exploitation.

Ces deux aspects sont successivement examinés au paragraphe 1.1 et concernent pour l'essentiel le parc nucléaire historique.

Dans le prolongement du Rapport 2013, le détail de l'évolution des dépenses d'investissement par filière fait ensuite l'objet du paragraphe 2.

##### 1.1. Les dépenses d'investissement ont été fortement révisées pour la période 2013-2016 par rapport aux données transmises l'année dernière à la CRE

Pour la période 2013-2015, les dépenses d'investissement transmises par EDF cette année<sup>4</sup> sont inférieures d'environ 2 Md€ aux dépenses prévisionnelles présentées l'an dernier, soit une réduction de l'ordre de 10 % de l'enveloppe globale des investissements.

---

<sup>4</sup> Dépenses réalisées pour l'année 2013 et dépenses prévisionnelles pour les années 2014 et 2015.

### ***1.1.1. La démarche d'optimisation engagée par EDF a permis de réduire significativement les niveaux d'investissement au titre de la période 2013-2025***

Face à l'ampleur des investissements à effectuer sur son parc dans les années à venir, EDF a cherché, au cours de l'année 2013, à optimiser les futures opérations de maintenance dans le but de répartir de manière plus homogène les dépenses prévisionnelles, d'en lisser la charge industrielle et financière et d'en diminuer le niveau global.

Cette démarche a été finalisée par EDF à la fin de l'année 2013, c'est pourquoi elle ne figurait pas dans le Rapport 2013.

Elle repose sur trois leviers :

- une optimisation du calendrier d'investissements permettant de lisser les dépenses ;
- des optimisations des processus d'achat induisant une baisse des coûts unitaires ;
- une identification des enjeux de sûreté prioritaires, permettant de hiérarchiser les projets, et d'éventuellement reporter les dépenses sans enjeu de sûreté qui ne sont pas nécessaires aux échéances de court terme.

Toutes choses égales par ailleurs, cette réflexion autour de la chronique d'investissements d'EDF dans son parc lui a permis d'en réduire le montant de 7,8 Mds€<sub>2011</sub> au titre de la période 2013-2025, soit une diminution de l'ordre de 14 % des investissements sur la période.

### ***1.1.2. Une refonte du schéma de gestion a entraîné le transfert d'une partie des charges d'exploitation vers les dépenses d'investissement***

En parallèle de l'optimisation de sa trajectoire d'investissement étudiée ci-dessus, EDF a effectué une revue globale de son schéma de gestion en 2012 et 2013. Cette révision a consisté à requalifier, sur le plan comptable, des dépenses considérées auparavant comme des charges d'exploitation en dépenses d'investissement, qui font désormais l'objet d'un amortissement comptable sur leur durée de vie. A titre d'exemple, un certain nombre de travaux effectués pendant les arrêts de tranche sont désormais comptabilisés comme des investissements. Les effets de cette révision étaient partiellement intégrés aux analyses du Rapport 2013.

La CRE souligne que, si cette amélioration du schéma de gestion n'a pas d'incidence sur le volume annuel de dépenses d'EDF – il s'agit d'une simple requalification comptable –, elle n'est toutefois pas sans conséquences sur le « coût comptable » tel qu'il est calculé dans ses avis. En effet, comme la CRE l'a indiqué dans son Rapport 2013, les investissements ne sont pris en compte dans le coût comptable annuel que par le biais de leurs amortissements et de la rémunération du capital investi, alors que les coûts d'exploitation y sont intégralement répercutés l'année où ils sont constatés.

Selon EDF, le périmètre des dépenses concernées par cette requalification est désormais stabilisé. Il concerne principalement le parc nucléaire historique et, à la marge, le parc hydraulique. L'estimation prévisionnelle sous-estimait la requalification effectivement opérée pour l'année 2013 d'environ 25 %.

### 1.1.3. Impact de ces révisions sur les dépenses d'investissement au périmètre nucléaire historique

Les deux effets décrits ci-dessus concernent presque exclusivement les investissements sur le parc nucléaire historique<sup>5</sup>.

Le graphique suivant présente l'évolution de la chronique d'investissements dans ce périmètre et pour la période 2013-2025 entre l'envoi d'EDF de mai 2013, utilisé par la CRE dans son Rapport 2013 et celui de mai 2014, base du présent rapport.

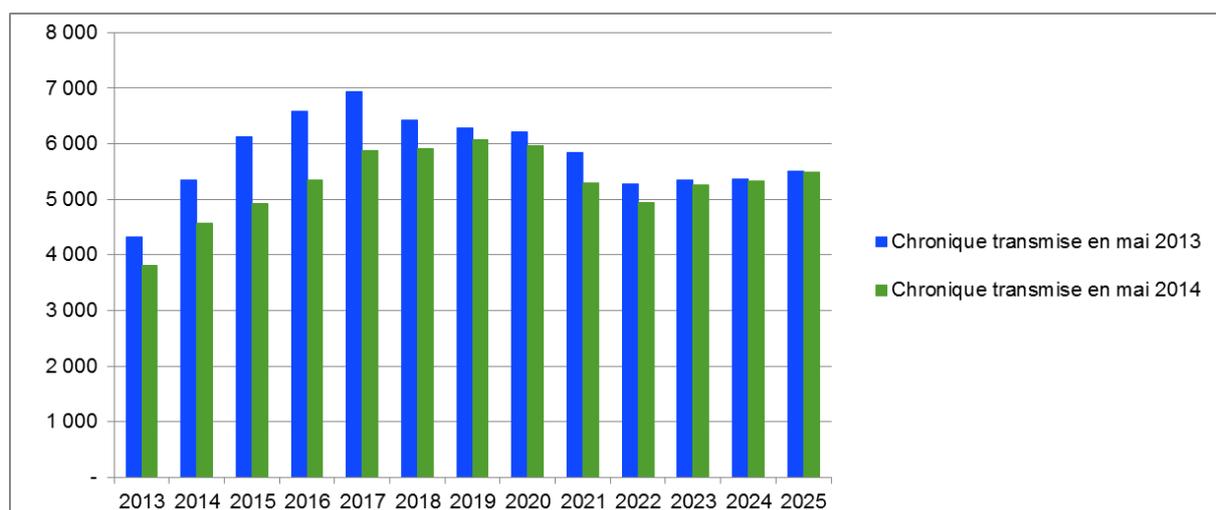


Figure 6 : Impact de l'optimisation et de la révision du schéma de gestion sur le profil des dépenses d'investissement d'EDF sur le parc nucléaire historique entre 2013 et 2014

Les deux ajustements opposés effectués par EDF ont entraîné, au périmètre du parc nucléaire historique, une diminution d'environ 6,5 Md€<sub>2014</sub> des investissements au cours de la période 2013-2025, dont 3,7 Md€<sub>2014</sub> pour la période 2013-2016 étudiée dans le présent rapport.

### 1.1.4. Des révisions qui révèlent la difficulté d'estimer les coûts futurs, même à des échéances rapprochées

Les données initialement transmises par EDF à la CRE en mai 2013 dans le cadre du Rapport 2013 faisaient état de dépenses d'investissement supérieures à celles finalement réalisées, de l'ordre de 10 %.

Certains événements ponctuels, comme la révision du schéma de gestion, ne sont *a priori* pas susceptibles de se reproduire à l'avenir. Toutefois, l'historique des dernières années a montré que les requalifications comptables sont loin d'être exceptionnelles et que des éléments non récurrents apparaissent régulièrement.

Quelle qu'en soit l'origine, les écarts constatés par rapport aux données transmises l'année dernière, illustrés dans la Figure 7, prouvent que l'exercice de prévision des dépenses sur le parc de production d'EDF n'est pas aisé.

<sup>5</sup> Le schéma de gestion a évolué à la marge pour le parc hydraulique.

Cette incertitude qui pèse sur les chiffres prévisionnels avancés par EDF n'est pas négligeable et existe aussi, comme il sera développé par la suite, en ce qui concerne les coûts d'exploitation (cf. paragraphe 2).

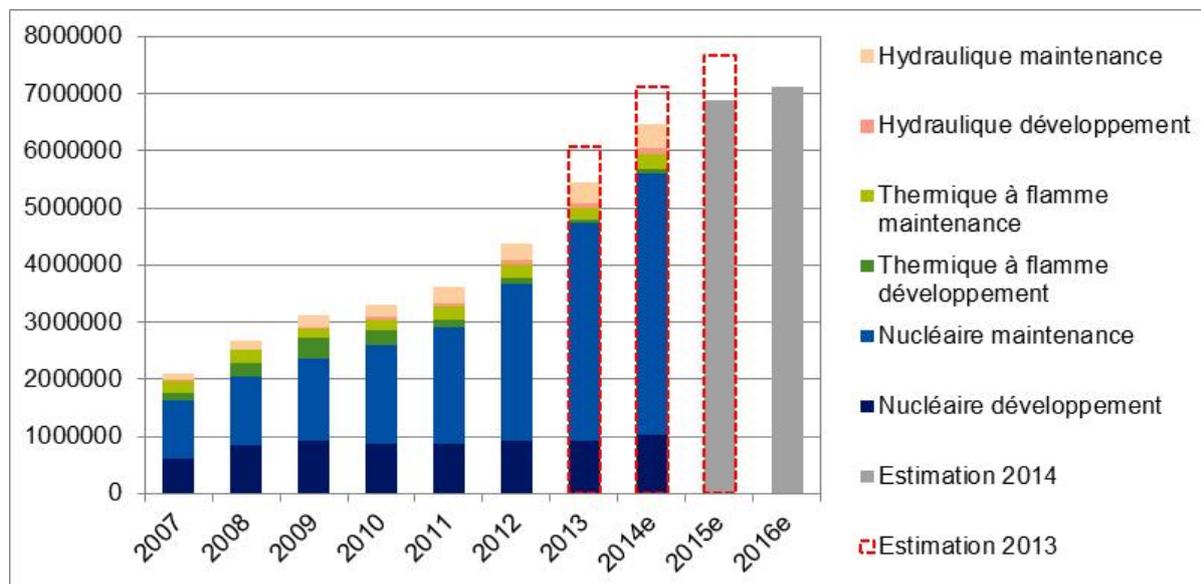


Figure 7 : Détail des dépenses d'investissement d'EDF pour la période 2007-2016

Il est difficile de porter dès aujourd'hui un jugement sur l'ampleur des incertitudes pesant sur les prévisions de coûts d'EDF, la CRE ne menant son analyse détaillée des coûts que depuis 2013. L'évolution globale des coûts montre toutefois qu'EDF a pu disposer, dans une certaine mesure, de leviers d'action qui ont permis de décaler ou réduire certains de ses coûts.

Ces questions revêtent une acuité toute particulière dans le cadre de la détermination du prix de l'ARENH, dont la méthodologie de calcul repose pour partie sur la prise en compte de chroniques d'investissement et de coûts d'exploitation allant jusqu'à l'échéance du dispositif ARENH, prévue en 2025. Sur cette période, les facteurs d'incertitude technico-économiques sont très significatifs.

## 1.2. La tendance haussière des dépenses d'investissement à moyen terme se confirme, bien que leur niveau soit plus faible que prévu dans le Rapport 2013

Comme la CRE l'a constaté dans son Rapport 2013, le poste de dépenses le plus important dans le parc de production d'EDF reste celui consacré au nucléaire, et plus précisément aux centrales historiques. En dehors de l'impact des révisions de prévisions exposées dans le paragraphe 1.1 précédent, les chiffres d'EDF confirment la tendance observée dans le Rapport 2013.

Cette tendance haussière s'explique par les mêmes fondamentaux que l'an passé, c'est-à-dire principalement la densification des opérations de maintenance du parc nucléaire historique.

### 1.2.1. Des dépenses sur le parc nucléaire en hausse, principalement en raison du déploiement du « grand carénage »

Le parc nucléaire historique entre structurellement dans une phase de lourds investissements, EDF ayant à mener concomitamment dans les prochaines années les dernières troisièmes visites décennales (dites « VD3 ») des réacteurs du palier 900 MW, les premières VD3 du palier 1300 MW,

qui seront parmi les plus denses<sup>6</sup> en investissements, comme EDF et l’Autorité de sûreté nucléaire (ASN) ont pu le confirmer à la CRE, ainsi que, à l’horizon 2020, les premières VD4 du palier 900 MW en vue d’une éventuelle prolongation de la durée d’exploitation de ces tranches à 50 ans.

C’est à l’occasion des troisièmes visites décennales que le déploiement d’un important volet du programme de « grand carénage » est effectué ; il concerne le remplacement ou la rénovation de la plupart des gros composants (générateurs de vapeur, turbo-alternateur, turbines basse pression, etc.), la durée de vie de ces équipements étant en effet de l’ordre de 30 ans.

Ce programme prévoit également la réalisation d’un certain nombre de travaux de maintenance et d’investissements destinés à porter le réacteur nucléaire au niveau de sûreté requis pour sa prolongation de dix années supplémentaires. Ce volet relatif à la sûreté, s’il est certes significatif pendant les troisièmes visites décennales, devient prépondérant lors des quatrièmes visites décennales, à l’occasion desquelles le référentiel de sûreté devrait être redéfini par l’ASN. À ces échéances, les prévisions de dépenses sont dès lors entachées de fortes incertitudes.

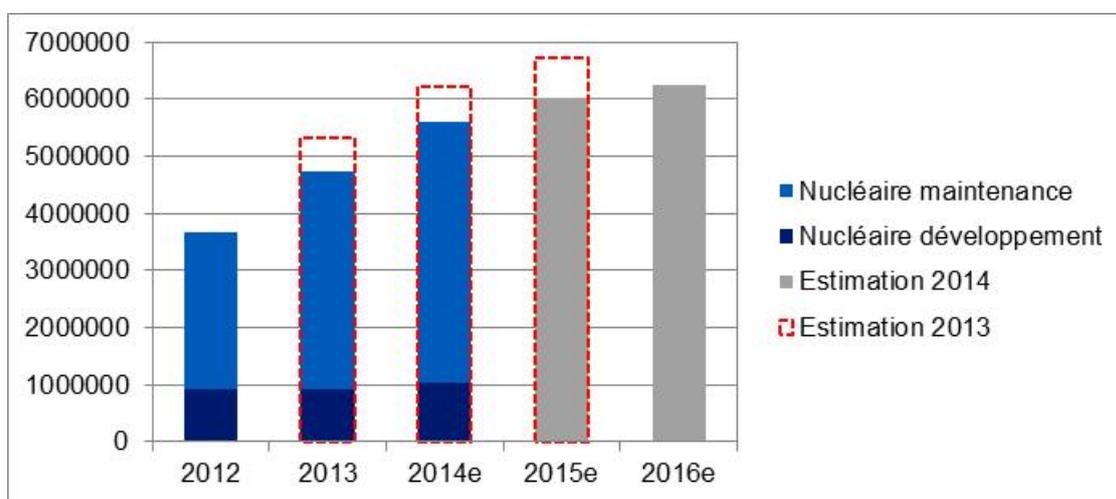


Figure 8 : Évolution des investissements au périmètre du parc nucléaire

Le poids des investissements dans le parc nucléaire historique demeure prépondérant relativement aux dépenses consacrées à l’EPR de Flamanville. Quatre postes se distinguent au sein de ces dépenses :

- les investissements de maintenance ou de rénovation des gros composants comme les générateurs de vapeur ou les pièces d’alternateur des tranches ;
- les investissements associés aux arrêts de tranche – pour les visites décennales comme pour les arrêts plus courts – concernant les tests et maintenances hors gros composants effectuées pendant ces arrêts ;
- les dépenses consécutives aux prescriptions de l’Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) après le retour d’expérience de l’accident nucléaire de Fukushima Daiichi ;

<sup>6</sup> En plus des épreuves et contrôles réglementaires, ces VD incluront des travaux de sûreté permettant d’améliorer la résistance aux aléas externes et la bonne tenue des enceintes internes. Ces visites comprendront en outre la modernisation de la salle de contrôle commande des centrales, la rénovation partielle du contrôle commande, et, pour la plupart d’entre elles, le remplacement des générateurs de vapeur.

- un poste « autres » regroupant les investissements dans des projets patrimoniaux<sup>7</sup>, les investissements permettant d'augmenter la puissance des réacteurs ou encore ceux relatifs à la constitution d'un stock de pièces de rechange stratégiques.

Entre 2013 et 2016, les investissements dans le parc nucléaire historique devraient représenter en moyenne un montant de l'ordre de 4,7 Md€ par an, en croissance annuelle de 12 % en moyenne au cours de la période.

#### ❖ Dépenses concernant les gros composants :

Les gros composants ont en moyenne des durées de vie s'établissant autour de 30 ans. L'âge moyen du parc nucléaire atteignant cette année 28 ans, un certain nombre de gros composants doivent être remplacés ou rénovés ce qui explique l'augmentation de ce poste de dépense au cours des dernières années.

En 2013, plus des trois-quarts de ces dépenses concernent le remplacement des générateurs de vapeur. Alors qu'à horizon 2016, la majorité des générateurs de vapeur du palier 900 MW aura été remplacée, le premier remplacement pour le palier 1300 MW aura lieu en 2015. Certaines de ces dépenses de remplacement étant engagées jusqu'à sept ans avant la date de l'installation du générateur sur le site, elles représentent aujourd'hui une part de plus en plus importante des investissements dans les gros composants – d'autant que les tranches du palier 1300 MW, plus puissantes, possèdent quatre générateurs de vapeur contre trois pour les tranches des paliers précédents.

Pour ce poste, la différence entre le niveau prévisionnel 2013 du Rapport 2013 et les investissements effectivement consentis en 2013 s'élève à environ 5 %. Ceci s'explique essentiellement par des lissages de calendrier d'appels d'offres ayant permis d'optimiser légèrement le processus concernant la réalisation de certains travaux.

Le niveau de dépenses dans les gros composants n'est pas appelé à diminuer à l'avenir, EDF prévoyant de remplacer les générateurs de vapeur de deux à trois tranches chaque année. A ce jour, un peu moins de la moitié des tranches ont vu leurs générateurs de vapeur remplacés.

#### ❖ Dépenses effectuées pendant les arrêts de tranches :

Les travaux sur les grands composants cités dans le paragraphe précédent sont effectués pendant les arrêts de tranche, mais ne sont pas les seuls investissements associés à ces arrêts. EDF effectue aussi à cette occasion un ensemble d'opérations de contrôle et de mesure, notamment pendant les visites décennales des centrales.

La tendance haussière des dépenses effectuées pendant les arrêts de tranche observée l'an passé se confirme dans les chiffres présentés cette année. Ceci s'explique par la densification des programmes de maintenance et de contrôle, due à un durcissement du référentiel de sûreté ainsi que par le nombre important d'arrêts simultanés, conséquence de la structure du parc – les tranches voyant leurs dates anniversaires proches les unes des autres.

---

<sup>7</sup> Certains projets patrimoniaux concernent des investissements ne présentant pas d'enjeu de sûreté. On peut par exemple citer les projets de rénovation des bâtiments tertiaires présents sur les sites des tranches nucléaires.

Les dépenses d'investissement liées aux arrêts de tranche ont augmenté de près de 43 % entre 2012 et 2013 et devraient croître de 10 % en 2014.

Pour ce poste, l'estimation 2013 s'est avérée inférieure au réalisé. Ceci s'explique par le fait que la modification du schéma de gestion décrite plus haut a entraîné la requalification d'un montant plus important de dépenses anciennement considérées comme des charges d'exploitation en investissement au sein de ce poste de dépenses, notamment les contrôles périodiques effectués lors des visites partielles.

❖ Les investissements consécutifs au retour d'expérience de Fukushima :

Ce poste concerne les investissements décidés à la suite des évaluations complémentaires de sûreté consécutives à l'accident survenu à Fukushima Daiichi le 11 mars 2011. Le montant global de ces travaux a été estimé par EDF à 10 Mds€<sub>2010</sub>, dont 5 Mds€<sub>2010</sub> étaient déjà inclus dans la trajectoire d'investissements initialement prévue par l'entreprise.

Le calendrier de ces travaux a été découpé par EDF en trois phases incluant chacune une liste des tâches à effectuer dans les centrales selon leur urgence :

- la première phase comprend la mise en place de moyens mobiles, notamment la Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN), qui sera entièrement déployée fin 2015 ;
- la deuxième phase porte, sur une première partie des éléments constitutifs du « noyau dur<sup>8</sup> » défini par l'ASN. Le noyau dur a pour objet de prévenir un accident avec fusion du cœur dans le cas de conditions extrêmes d'agression d'une centrale, de limiter les rejets radioactifs dans l'environnement et, enfin, d'améliorer la gestion de crise dans le prolongement des mesures appliquées en phase 1. Cette phase comprend, notamment, l'installation des diesels d'ultime secours<sup>9</sup> (« DUS ») sur les sites, qui s'achèvera avant fin 2018, et la construction de Centres de Crises Locaux<sup>10</sup> (« CCL ») qui constituent le principal poste de dépense ;
- La 3<sup>ème</sup> phase vient finaliser la constitution du noyau dur. Ces investissements visant, pour partie d'entre eux, des objectifs de sûreté similaires à ceux requis par l'ASN pour le fonctionnement des tranches au-delà de leur 40<sup>ème</sup> anniversaire, EDF a proposé à l'ASN de réaliser ces travaux lors de la quatrième visite décennale des paliers 900 et 1300 MW et lors de la troisième visite décennale du palier N4. Le périmètre exact de cette troisième phase doit encore faire l'objet d'une validation par l'ASN.

Un important lissage a été effectué par EDF sur l'ensemble des dépenses consécutives à Fukushima et a permis de réduire le pic de dépenses prévu pour les années 2015 à 2017. Le principal levier de ce lissage a été le report des investissements de la phase 3 aux quatrième visites décennales des

---

<sup>8</sup> Le « noyau dur » est constitué d'un nombre limité de structures, systèmes et composants de la centrale qui doivent être robustes dans les situations d'agression analysées dans le cadre des Evaluations Complémentaires de Sûreté effectuées par EDF et évaluées par ASN. Ces agressions extrêmes se traduisent par la perte de fonctions de refroidissement ou de sources électriques de longue durée affectant plusieurs installations d'un même site.

<sup>9</sup> Le DUS représente le moyen permettant, en dernier recours, de maintenir l'approvisionnement de la centrale en électricité. Il s'ajoute aux diesels de secours déjà présents sur le site.

<sup>10</sup> Ces CCL sont des locaux de gestion de crise destinés à accueillir sur les sites de centrales nucléaires tous les intervenants en cas de situation extrême.

paliers 900 MW et 1300 MW, alors qu'ils étaient prévus plus tôt dans le premier devis estimé par EDF.

Les dépenses engagées entre 2012 et 2014 correspondent à la mise en place de la première phase et à la préparation de la deuxième. Les travaux associés à l'installation des DUS et à la création des CCL constituent le principal poste de dépense.

L'écart de prévision d'EDF pour l'année 2013 est important. Il est dû à une réorganisation et une adaptation des travaux de la deuxième phase concernant les DUS et les CCL ; la réingénierie des DUS et des CCL, et la redéfinition du calendrier prévisionnel de réalisation des opérations ont ainsi conduit à une réduction des dépenses en 2013, qui se poursuivra sur les années ultérieures.

#### ❖ Autres dépenses afférentes au parc nucléaire historique :

Aux grandes composantes de coût exposées plus haut s'ajoutent d'autres investissements, de natures plus diverses mais d'ampleur non négligeable. Leur montant a augmenté entre 2012 et 2013 d'environ 30%. Ils couvrent le financement des projets patrimoniaux, l'achat de pièces de rechange permettant de constituer un stock stratégique, ou encore le maintien de matériels en conditions opérationnelles. Une part des investissements permettant d'augmenter la puissance des installations<sup>11</sup> est aussi incluse dans ce poste.

Sur ce poste encore, une diminution a été constatée en 2013 par rapport au prévisionnel transmis l'an dernier, une fois l'effet de périmètre neutralisé. La différence résulte, du lissage et de l'optimisation de différents programmes. Certains éléments constitutifs de ce poste ne présentent pas d'enjeux de sûreté, il est donc plus facile de reporter des dépenses ou de renégocier les devis qui les concernent.

#### ❖ Les investissements dans le nouveau nucléaire

Les investissements de développement du parc nucléaire, c'est-à-dire ceux correspondant à la construction de l'EPR de Flamanville, représentent, en moyenne au cours de la période 2007-2013, 23 % de l'enveloppe totale des investissements de la DPI (Direction production ingénierie d'EDF). Les dépenses effectuées en 2013, proche de celles présentées l'an passé et se sont établies à un niveau proche de celui de 2012.

La révision des estimations d'EDF pour les années 2014 et 2015 entraîne une hausse sur ces deux années du montant des investissements pour Flamanville par rapport aux prévisions transmises pour le Rapport 2013. Ceci s'explique par l'intégration tardive dans les chroniques de la réévaluation du devis de construction de Flamanville<sup>12</sup>.

Comme l'an passé, les perspectives de développement de futures tranches nucléaires restent quant à elles plus lointaines et incertaines. Elles dépendent des orientations portant sur la composition du mix énergétique français à plus long terme. Elles n'ont pas été examinées dans le cadre de cette étude dont l'horizon temporel est plus restreint.

---

<sup>11</sup> Le remplacement des rotors basse pression de tranches du palier 900 MW permet d'augmenter légèrement leur puissance électrique.

<sup>12</sup> Fin 2012, EDF a réévalué le devis de construction de Flamanville à 8 Md€ au lieu de 6 Md€. Cette réévaluation, postérieure à l'établissement du Plan à Moyen Terme d'EDF pour les années 2013 à 2015, n'a pas été incluse dans les données fournies à la CRE l'année dernière pour l'établissement du Rapport 2013.

### 1.2.2. Des dépenses d'investissement dans les parcs hydraulique et thermique à flamme dans la continuité des tendances observées antérieurement

Les investissements dans les parcs hydraulique et thermique restent, comme l'année dernière, faibles au regard de ceux consentis pour l'entretien du parc nucléaire historique.

S'agissant du parc thermique à flamme, ils sont consacrés au développement de la centrale à cycle combiné au gaz de Bouchain, à la rénovation du palier 600 MW du parc charbon en vue de sa prolongation, au maintien du patrimoine du parc thermique existant ainsi qu'à la constitution d'un stock de pièces de rechange stratégiques. Malgré une diminution en 2013 et 2014, la tendance stable observée dans le Rapport 2013 se confirme à moyen terme pour ce poste, les dépenses de maintenance remplaçant peu à peu les dépenses de développement, en diminution.

S'agissant du parc hydraulique, la chronique prévisionnelle de dépenses transmise cette année est très proche de celle de l'an passé sur la période étudiée. Les principaux facteurs de l'augmentation des coûts dans cette filière sont la déclinaison du programme de remise à niveau des installations et le déploiement d'un programme de modernisation et d'optimisation du parc.

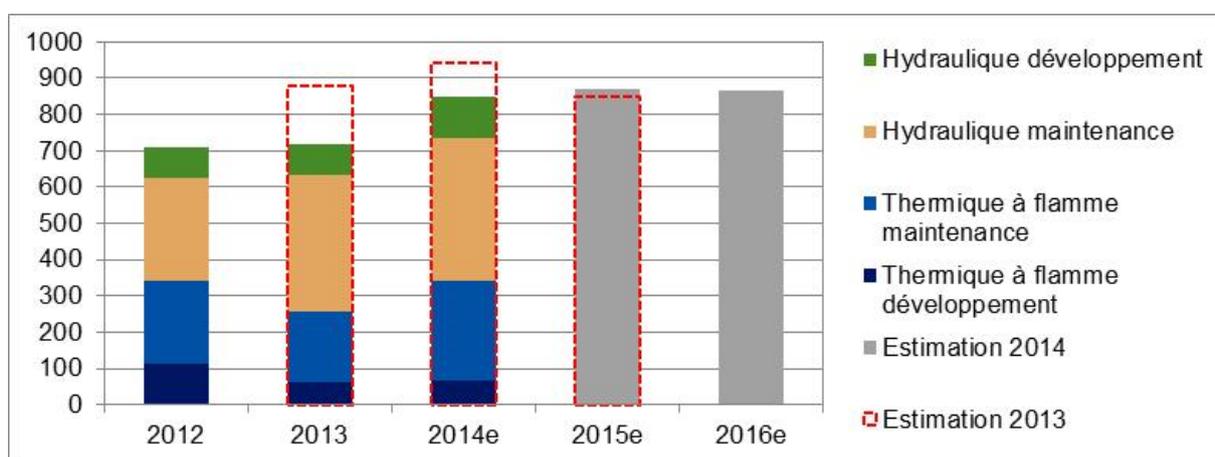


Figure 9 : Évolution des investissements sur le parc hors nucléaire

Les dépenses constatées pour l'année 2013 sont inférieures de près de 20 % aux dépenses prévues dans le Rapport 2013, en raison principalement d'une révision à la baisse des dépenses sur le parc thermique à flamme. En effet, en lien avec la mise en arrêt long de certains moyens de production thermiques à flamme pendant l'été, conséquence d'une conjoncture peu favorable aux moyens fonctionnant au gaz, la politique de maintenance a dû être adaptée.

## 2. Les charges d'exploitation se stabilisent entre 2012 et 2014 en raison de l'évolution du schéma de gestion et de la baisse en 2014 des achats de combustible et d'énergie

En parallèle des investissements effectués chaque année, EDF doit engager des dépenses permettant de couvrir les charges générées par l'exploitation de son parc de production. Cette partie du rapport constitue une analyse des variations des différents postes de coûts d'exploitation et de leurs fondements.

Les principaux éléments de coûts inclus dans les charges d'exploitation d'EDF sont les achats de combustible et d'énergie, les achats externes, les charges de personnel et les impôts et taxes.

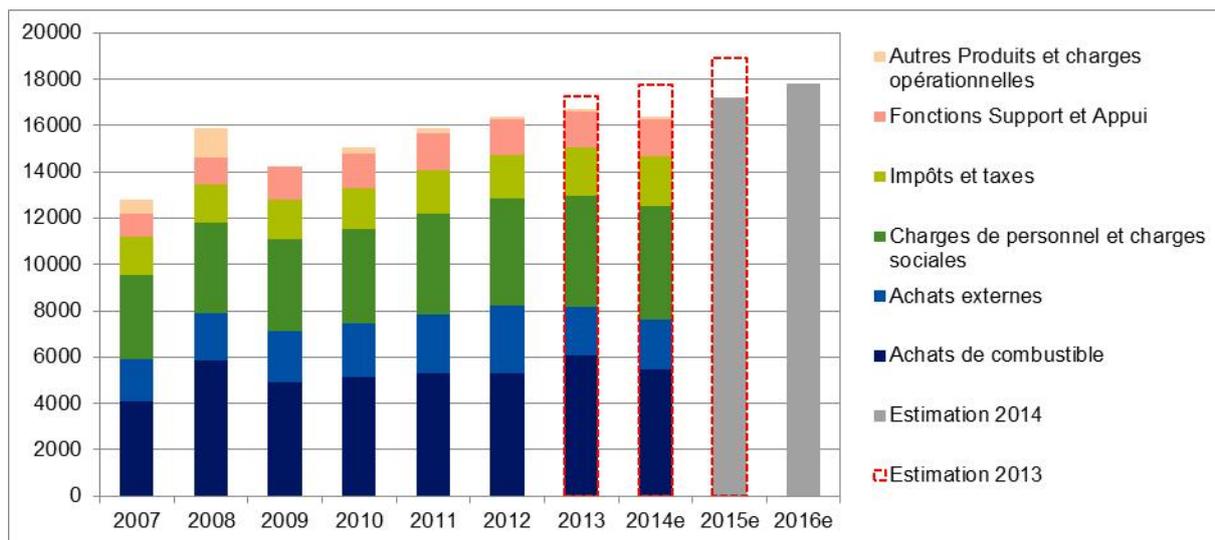


Figure 10: Evolution des charges d'exploitation au périmètre « production » entre 2007 et 2016

Les charges d'exploitation afférentes au parc de production d'EDF ont augmenté de 1,9 % de 2012 à 2013, ce qui est inférieur à la hausse moyenne observée sur la période 2007-2012. Ce ralentissement est principalement dû à la requalification de certaines dépenses d'exploitation en investissements présentée en partie 1.1.2 du présent chapitre.

La requalification s'applique majoritairement aux achats externes ; ce poste diminue de 31 % entre 2012 et 2013. Toutes les autres composantes des charges d'exploitation augmentent en 2013 : + 5,3 % au titre des charges de personnel, + 15 % au titre des achats de combustible et d'énergie et + 8,7 % au titre des impôts et taxes.

La moindre hausse des charges d'exploitation résulte de la combinaison de deux effets contraires : la modification de périmètre vient contrebalancer la hausse substantielle des autres coûts. En neutralisant l'effet du changement de périmètre, la CRE estime que les charges d'exploitation auraient cru à un taux d'environ 5 % en 2013.

Le schéma de gestion d'EDF ne devrait plus être modifié à l'avenir.

Le niveau prévisionnel des charges d'exploitation pour 2014 est en baisse de 1,7 % par rapport à 2013. Cette baisse s'explique par la moindre consommation de combustible fossile résultant du déclasserement progressif des tranches charbon pour des raisons environnementales, et par la présence d'éléments non récurrents venant impacter les achats de combustible et d'énergie<sup>13</sup>. Les charges de personnel devraient croître plus modérément en 2014 à +1,2 %, tandis que les achats externes reprennent une nette tendance haussière en 2014 (+ 7,1 %).

Le schéma de gestion d'EDF ne devrait plus être modifié à l'avenir.

Après 2014, les dépenses d'exploitation augmenteront de l'ordre de 4,3 %/an, tendance qui se rapproche de celle observée entre 2007 et 2012.

Les écarts entre l'estimation prévisionnelle des coûts d'exploitation transmise l'année dernière et ceux effectivement constatés sur l'année 2013 et réévalués sur les années 2014 et 2015 sont

<sup>13</sup> Éléments non récurrents tels que la dotation aux provisions au titre de l'obligation de financement de dépenses prévisionnelles de l'ANDRA en 2013 (- 208 M€) ou l'impact de l'initialisation de la PNAQ III en termes de constitution de provision de quotas CO<sub>2</sub> et de dépréciation de quotas CO<sub>2</sub> immobilisés en 2013 (- 164 M€)

significatifs. Pour l'année 2013, l'écart s'élève à près de 750 M€, soit 4,4 % du montant total des charges. Ces écarts sont majoritairement la conséquence de la requalification comptable de charges d'exploitation en investissements et de la baisse des prix de marché de l'électricité, mais relèvent aussi, dans une moindre mesure, de démarches de réduction des coûts unitaires, telles que des renégociations de contrats, et des lissages d'opérations en lien avec celui des dépenses d'investissement évoqué précédemment.

Ces écarts significatifs illustrent, une fois encore, la difficulté de l'exercice de prévision des coûts d'EDF, même à des échéances de court terme. La CRE retient à cet égard, lorsqu'elle le juge nécessaire, d'autres hypothèses d'évolution des coûts que celles que propose EDF, ce qu'elle a fait à plusieurs reprises au cours des années précédentes pour l'estimation des coûts prévisionnels retenus dans ses analyses tarifaires.

## 2.1. Les achats externes suivent une tendance haussière, du fait de l'intensification des opérations de maintenance et des arrêts de tranche sur le parc nucléaire. Cette tendance est atténuée en 2013 sous l'effet de l'évolution du schéma de gestion

Ce poste de coût concerne l'exploitation, la maintenance et la déconstruction des centrales. Il contient notamment les prestations de maintenance pour lesquelles EDF fait appel à des sous-traitants. Dans la continuité méthodologique de son Rapport 2013, la CRE intègre le chiffre d'affaire de la DPI à ce poste, bien qu'EDF le prenne en compte, par convention, dans ses dépenses de combustible<sup>14</sup>. Ce choix n'a toutefois pas d'impact sur l'évolution globale des coûts d'exploitation du parc de production.

Malgré une forte baisse entre 2012 et 2013 entraînée par la modification du schéma de gestion d'EDF, les achats externes suivront, dans les années à venir, une nette tendance haussière de 6,8 %/an entre 2013 et 2016<sup>15</sup>.

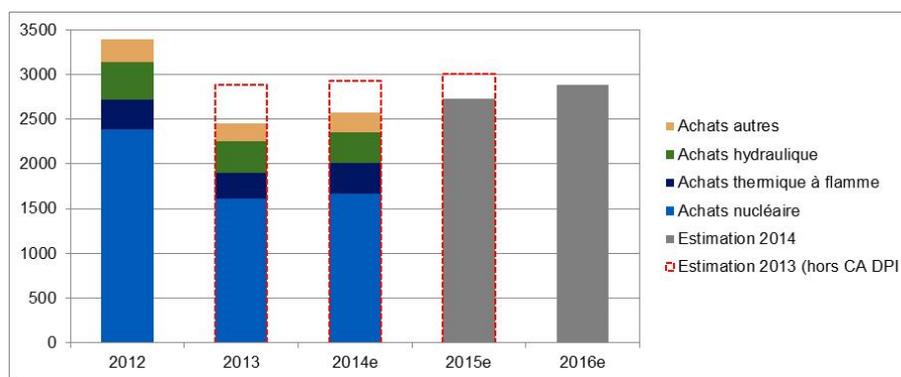


Figure 11: Évolution des achats externes du périmètre production et décomposition par filière (avant déduction du CA DPI)

En cohérence avec les données présentées dans le Rapport 2013, les achats d'exploitation pour déconstruction des centrales en cours de démantèlement sont présentés, dans la Figure 11, « nettés » des reprises de provisions. Ces dernières sont, chaque année, supérieures aux dépenses de déconstruction car elles permettent, par ailleurs, de couvrir les charges de personnel associées à ces opérations.

<sup>14</sup> Ce chiffre d'affaire est de l'ordre de 400 M€ chaque année.

<sup>15</sup> Sans prise en compte du chiffre d'affaire de la DPI, ce taux s'élève à 5,7 %.

La Figure 11 met en évidence le poids de la filière nucléaire au sein de ces dépenses d'exploitation : près de 70 % des achats sont effectués pour le parc nucléaire, traduisant la densité des programmes de maintenance et d'arrêts de tranche du parc. Le déploiement du programme de grand carénage explique majoritairement la tendance haussière observée.

La différence entre les coûts prévisionnels et constatés pour 2013 s'explique par l'évolution du schéma de gestion d'EDF, mais aussi, dans une moindre mesure, par un lissage dans le temps d'opérations de maintenance et des renégociations de contrats.

## 2.2. La tendance à la croissance des charges de personnel observée l'année dernière se confirme à moyen terme, malgré une stabilisation en 2014

Les charges de personnel sont constituées des salaires et charges sociales, des coûts liés aux avantages du personnel et du tarif agent, dans les proportions représentées Figure 12. Ces charges ont augmenté de 5,3 % en 2013, et devraient se stabiliser en 2014 avant de connaître à nouveau d'importantes hausses jusqu'en 2016, selon les prévisions d'EDF.

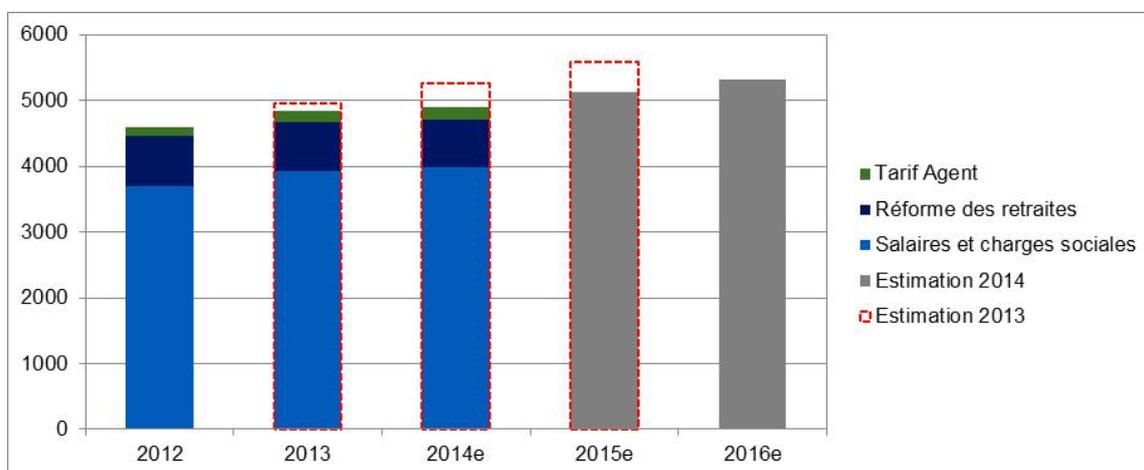


Figure 12: Évolution des charges de personnel au périmètre production France

La CRE rappelle qu'un rapport récent de la Cour des Comptes présente une analyse plus détaillée de ces coûts<sup>16</sup> que celle qui est menée dans cette partie.

La tendance haussière des salaires et charges sociales constatée sur la période 2007-2012, de + 4,8 % par an en moyenne devrait se poursuivre jusqu'en 2016, malgré un ralentissement en 2014. La hausse entre 2012 et 2013, de + 5,3 %, a cependant été plus faible qu'escompté dans les données prévisionnelles transmises en 2013, du fait d'un lissage des embauches, réalisées plutôt au second semestre.

L'évolution des salaires et charges sociales s'explique par plusieurs facteurs :

- L'augmentation des effectifs : Les effectifs d'EDF s'accroissent afin d'accompagner la densification du programme de maintenance du parc nucléaire et l'amélioration de sa sûreté et de renouveler les compétences en raison de la structure de la pyramide des âges d'EDF. Les effectifs au périmètre production ont cru de 1850 agents en 2013 et devraient encore

<sup>16</sup> Cour des comptes, février 2013, *Les rémunérations à EDF SA : une progression rapide, une accumulation d'avantages, peu de liens avec les performances*

croître de 1300 agents en 2014. Ce programme de renouvellement des compétences s'accompagne d'une hausse des effectifs sur le long terme ;

- La hausse du salaire national de base (« SNB ») : Le SNB est revalorisé chaque année dans le cadre d'un accord collectif de branche ;
- Le « *glissement vieillesse technicité* » (« GVT ») : Cet indicateur mesure l'évolution de la rémunération des agents du fait, d'une part, de l'accroissement de leur ancienneté entraînant une évolution de leur rémunération et, d'autre part, du remplacement par des agents moins expérimentés de ceux qui partent à la retraite. La tranche d'âge 50-60 ans étant très représentée dans la pyramide des âges d'EDF, le GVT était en 2013 négatif, c'est-à-dire qu'il vient « modérer » la hausse des salaires et charges sociales, du fait des nombreux départs en retraite ;
- L'évolution des rémunérations complémentaires ;
- L'évolution des cotisations sociales.

En première approximation, il est possible de considérer que l'évolution des charges salariales peut être évaluée comme le produit des variations de l'effectif d'EDF, du salaire national de base et du GVT<sup>17</sup>. Un tel calcul mené sur 2013 aboutit à une hausse de 5 %, principalement du fait de la hausse des effectifs, chiffre assez proche de la réalité (+ 5,3 %).

Comme le montre le graphique précédent, s'ajoute aux salaires et cotisations sociales une composante liée au tarif agent propre aux Industries électrique et gazière (« IEG »), qui représente 4 % des charges de personnel et une composante liée à la réforme du financement du régime de retraites des agents des IEG qui a eu lieu en 2004, qui représente 15 % des charges de personnel.

Le tarif agent est un des avantages liés à l'emploi dont bénéficient les salariés d'EDF SA, en tant qu'agents des IEG. Les agents d'EDF en activité ou en inactivité bénéficient d'un tarif préférentiel pour leur consommation de gaz et d'électricité de leurs résidences principales et secondaires. L'abonnement est gratuit et le prix de l'électricité est de 0,61 c€/kWh TTC<sup>18</sup>, ce qui représente environ 4 % du prix de l'énergie TTC d'un tarif bleu résidentiel base.

La hausse de 23 %, du coût du tarif agent pour EDF entre 2012 et 2013 s'explique par la hausse des tarifs de l'électricité et des taxes (+ 8 %), le niveau du tarif agent n'étant pas revalorisé, la hausse des effectifs d'EDF (+ 3 %), un effet climat (+ 8 %) et une régularisation de l'année précédente (+ 4 %).

La composante liée aux retraites est la conséquence de la réforme du financement du régime de retraite spécifique des agents des IEG qui a eu lieu en 2004. Depuis cette réforme, les cotisations salariales et patronales d'EDF ont été alignées sur les régimes obligatoires de droit commun. Le régime de retraite des agents IEG comportant par ailleurs des « droits spécifiques », ces droits sont provisionnés et financés par EDF<sup>19</sup>.

---

<sup>17</sup> En réalité, pour calculer la variation exacte des charges salariales, il faudrait tenir compte de l'évolution des charges sociales, des intéressements et des rémunérations variables, ainsi que des dates d'arrivée et de départ de chaque salarié.

<sup>18</sup> Cour des comptes, février 2013, *Les rémunérations à EDF SA : une progression rapide, une accumulation d'avantages, peu de liens avec les performances*

<sup>19</sup> En 2004, les cotisations salariales et patronales d'EDF ont été alignées sur les régimes obligatoires de droit commun, afin de permettre un adossement financier de la CNIEG auprès de ces régimes, c'est-à-dire le régime général de la sécurité sociale CNAV et les régimes de retraite complémentaires. Les cotisations sociales et patronales n'étant pas égales à celle des régimes de droit commun chez EDF avant 2004, EDF a versé une soulte s'élevant à 3 Md€ au titre des agents du périmètre « non régulé France », afin d'équilibrer les prestations et les cotisations pour les droits à la retraite dits « de

Cette composante était relativement stable entre 2007 et 2012 et devrait continuer à suivre la tendance d'ici 2016.

### 2.3. La baisse des prix de marché et de la consommation de combustibles fossiles expliquent l'essentiel de la baisse des achats de combustible et d'énergie en 2014

Les achats de combustible et d'énergie représentent une part importante des dépenses d'exploitation d'EDF (près de 36 % en 2013).

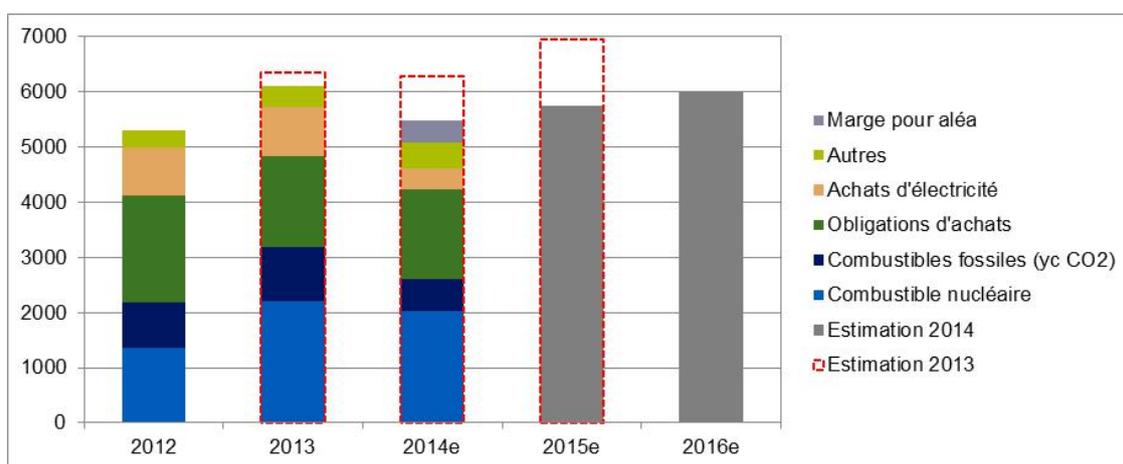


Figure 13: Évolution des achats de combustible et d'énergie

Aux achats de combustible nucléaire, de charbon et de fioul<sup>20</sup> s'ajoutent des achats d'électricité sur les marchés de gros. Le volume de ces achats étant difficilement prévisible, une « marge pour aléas » est prise en compte dans les coûts de combustible et d'énergie prévisionnels.

Cette marge intègre l'impact potentiel des aléas pesant sur l'équilibre offre-demande (climat, disponibilité du parc ou prix), qui se traduisent souvent en achats d'ajustement sur le marché de gros. En conséquence, EDF retient dans ses prévisions un volume d'achat sur le marché spot nul et, selon les aléas de production et de consommation, elle est amenée à compléter son approvisionnement sur le marché au cours de l'année. C'est ce qui explique notamment les différences entre les coûts prévisionnels et constatés en 2013 pour ce poste.

Le poste lié à l'énergie produite sous obligation d'achat reste très important au sein de ces charges. Comme précisé dans le Rapport 2013, EDF est compensée des surcoûts induits par les tarifs d'obligation d'achat par rapport au prix de marché de gros. Ainsi, ces volumes d'énergie peuvent être considérés comme achetés par EDF au prix du marché de gros.

base ». Les droits « spécifiques », c'est-à-dire correspondant aux bonifications du régime spécial, sont financés par EDF qui en a provisionné le montant.

En 2004, EDF a ainsi provisionné environ 9 Md€ au titre des activités non régulées, ce qui a provoqué une diminution des fonds propres. La reprise partielle annuelle de cette provision est réintégrée dans les dépenses d'exploitation. Les charges de rattrapage liées à la réforme des retraites sont la somme :

- pour les droits relevant du droit commun, de l'amortissement sur 20 ans de la soulte versée en 2004, soit 178M€ ;
- pour les « droits spécifiques », de la rematérialisation dans les dépenses d'exploitation du coût des provisionnements n'ayant pas été comptabilisés au compte de résultat, soit environ 550 M€ annuels.

<sup>20</sup> Comprenant chacun le coût du CO<sub>2</sub> associé.

Enfin, quelques éléments non récurrents inhérents à l'activité d'exploitant électrique ont également affecté ce poste, notamment liés au cycle aval du combustible<sup>21</sup> ou aux quotas d'émissions de CO<sub>2</sub>.

Les prévisions à moyen-terme d'achats de combustible et d'énergie pour les années 2014 et 2015 ont été revues à la baisse par EDF en raison principalement de la chute des prix du marché de gros de l'électricité et d'une diminution de la consommation de combustible fossile. EDF considère que ce poste devrait à nouveau suivre une tendance haussière après 2014 avec un taux de croissance de l'ordre de 4,5 % par an plus proche des tendances passées.

#### **2.4. Les impôts et taxes augmentent de 8,7 % entre 2012 et 2013 à la suite de l'augmentation de la CET, des redevances agences de l'eau et de la « C3S »**

Les dépenses correspondant aux impôts et aux taxes sont, par nature, des coûts sur lesquels l'entreprise n'a que peu de marge de manœuvre. La CRE n'en avait pas détaillé le contenu dans son Rapport 2013. Toutefois, en 2013, elles représentent 12 % des dépenses d'exploitation d'EDF et ont connu de substantielles évolutions, ce qui justifie d'en expliciter les différentes composantes.

Outre les impôts et taxes dus par toute entreprise, EDF doit s'acquitter d'un certain nombre de charges propres au domaine de l'énergie, la plus importante d'entre elles étant la taxe sur les installations nucléaires de base, qui représente de l'ordre de 30 % des impôts et taxes annuels.

À cela s'ajoute la contribution au financement de l'Institut de Radioprotection et de Sécurité Nucléaire (IRSN) ou encore l'Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseaux (IFER).

D'autres prélèvements moins spécifiques sont associés à l'activité industrielle d'EDF :

- La Contribution Economique Territoriale, plafonnée à 3 % de la valeur ajoutée, a augmenté de 13 % en 2013 essentiellement du fait de la hausse de la valeur ajoutée ;
- La taxe foncière ;
- La Contribution Sociale de Solidarité des Sociétés (« C3S »), qui est calculée sur une assiette basée sur le chiffre d'affaires ;
- Les impôts et taxes sur rémunération qui concernent essentiellement la taxe d'apprentissage, la contribution au fond national d'aide au logement et la formation professionnelle.

Les évolutions des régimes et des bases de ces différents impôts et taxes ont entraîné une hausse de leur montant en 2013.

Les différents impôts et taxes portant sur l'activité de production d'EDF en France ont globalement augmenté de manière significative (+ 8,7 %) entre 2012 et 2013, ce qui n'avait pas été anticipé dans les données transmises à la CRE l'année dernière.

Les prévisions d'EDF reposent sur une croissance moins soutenue des impôts et taxes dans les prochaines années, proche de 3 % en 2014 et de l'ordre de +1,5 % en 2015 et 2016, comme représenté Figure 14.

---

<sup>21</sup> Par exemple, la révision du devis de provisions relatifs à l'entreposage intermédiaire du combustible nucléaire utilisé a diminué le poste « combustible nucléaire » en 2012

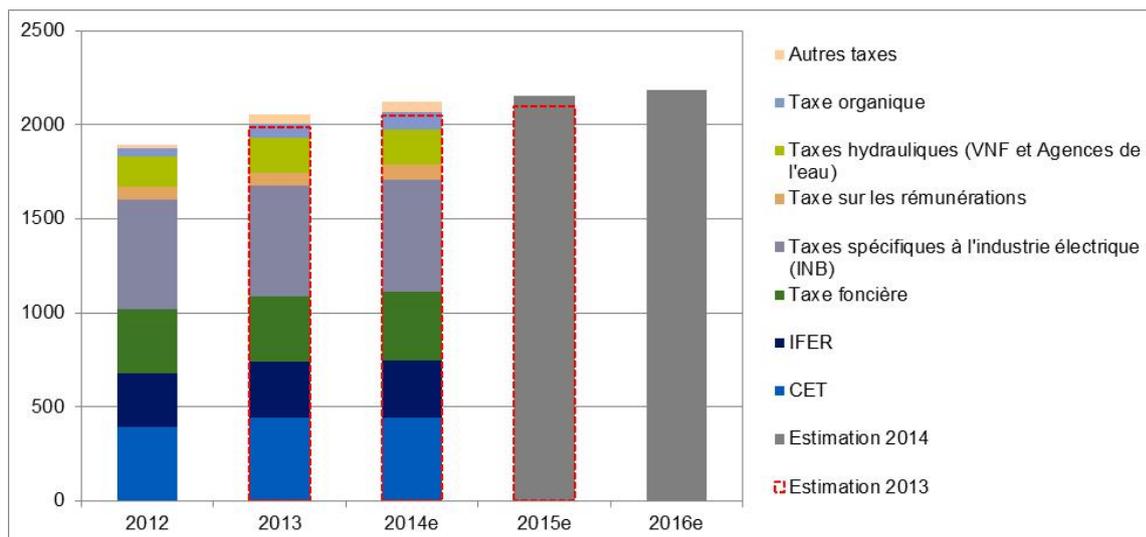


Figure 14 : Évolution des impôts et taxes entre 2012 et 2016

### 3. Les recettes liées au parc de production d'EDF sont prises en compte dans l'analyse tarifaire

#### 3.1. Les recettes au périmètre France comprennent les ventes sur les marchés de détail, les marchés de gros ainsi que d'autres mécanismes réglementaires ou de marché

Le périmètre des coûts de production considéré comprend l'ensemble des coûts des activités France d'EDF de production et de vente d'électricité, à l'exception des « achats long terme et structurés ».

Les « achats long terme et structurés » sont effectués sur les marchés de gros à diverses échéances par EDF-Trading qui, au périmètre de l'ensemble du groupe, veille à contenir les effets de l'exposition aux variations de moyen terme du prix de marché de l'électricité.

Dans le cadre actuel de la construction des tarifs réglementés de vente par couverture des coûts comptables, peu dépendante des prix de marché, cette politique de risque concerne principalement les ventes hors tarifs réglementés. Dans la mesure où ces volumes ne reflètent pas tant l'équilibre physique du portefeuille d'EDF que sa politique de couverture du risque, la CRE les exclut des coûts de production du périmètre France.

En regard de ces coûts, EDF perçoit des recettes issues de ses activités de vente, provenant :

- de la vente d'électricité sur les marchés de détail (aux clients au tarif réglementé de vente ou en offre de marché chez EDF) ;
- de la vente d'électricité sur les marchés de gros (Tarif de cession aux ELD, ARENH, Contrats Long Terme et participations, VPP et ventes sur le marché spot) ;
- ou d'autres mécanismes réglementaires ou de marché (Mécanisme d'ajustement, Responsabilité d'équilibre et Services système<sup>22</sup>).

<sup>22</sup> Les services système représentent un coût mais également une recette pour EDF. Cette recette correspond à la rémunération de la participation de ses unités de production aux réserves primaires et secondaires, EDF ajustant à la hausse ou à la baisse la puissance de ses centrales, à la demande de RTE, dans le but de garantir l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité.

Les charges liées aux activités de vente listées ci-dessus sont incluses dans le périmètre des coûts de production d'EDF présentés dans les parties précédentes.

### 3.2. Les coûts de production sont affectés aux postes de vente selon une méthodologie de parc adapté fondée sur les volumes et les profils de consommation propres à chacun des postes de vente d'EDF

Les coûts de production ne sont pas directement attribuables à un poste de vente donné. En particulier, il n'est pas possible de savoir de quelle centrale provient l'électricité consommée par un client d'EDF.

Il est nécessaire de définir une méthode de répartition des coûts entre les différents clients d'EDF représentative du coût que génère ce client. En pratique, cette méthodologie repose sur la notion de parc adapté qui définit des clefs de répartition des coûts en fonction du volume et du profil de consommation. La méthodologie de construction des clefs par le parc adapté est traitée au paragraphe 4.2.1 du présent chapitre.

La répartition des volumes de production et d'achats d'une part et des volumes de ventes d'autre part, est représentée Figure 15.

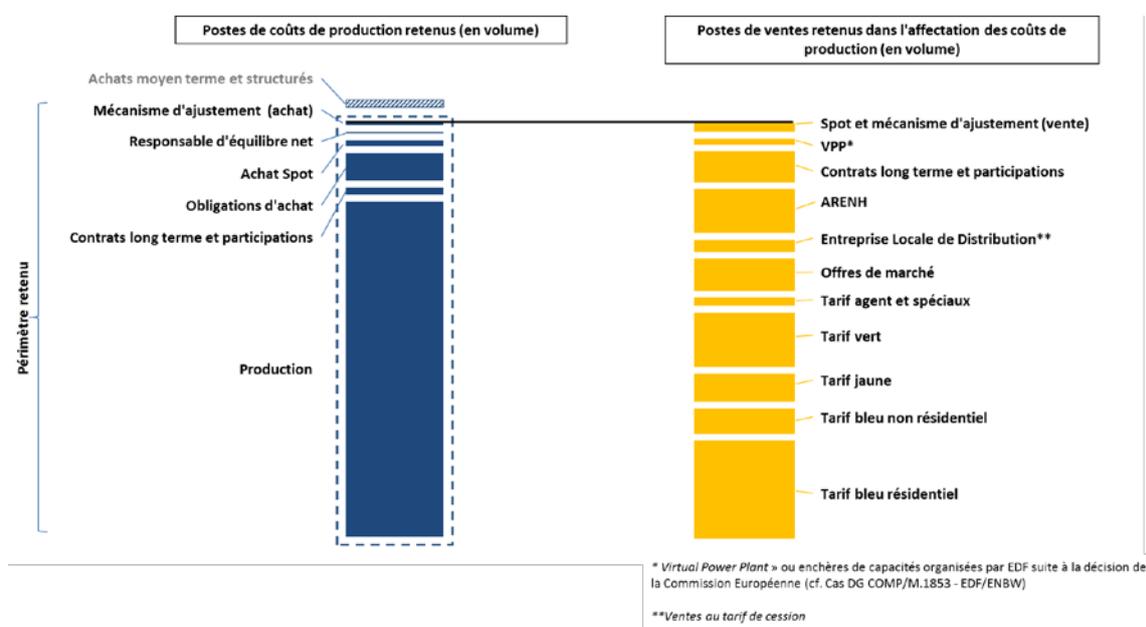


Figure 15 : Injections et soutirages en volume du périmètre d'EDF en France retenus dans le cadre de l'analyse tarifaire

L'affectation des coûts selon la méthodologie de parc adapté suppose d'avoir pour chaque type de vente un volume et un profil de consommation associé *ex ante* qui soit pertinent. L'établissement d'un tel profil peut s'avérer difficile voire impossible pour certains postes de vente.

Ainsi, EDF ne calcule pas de clef d'affectation des coûts pour les ventes liées aux services système et au mécanisme de responsabilité d'équilibre. Ce sont donc les autres activités de vente qui, par construction, supportent les charges afférentes à ces activités. En conséquence, par symétrie, les recettes correspondantes doivent être déduites du coût de production, avant l'affectation des coûts aux autres postes de vente. Ce point est précisé dans le paragraphe 3.3 ci-après.

### **3.3. Les recettes liées à certains postes de ventes sont déduites du coût de production car EDF ne leur attribue pas de clef de répartition**

#### ***3.3.1. Les recettes générées par les services système sont déduites du coût de production***

Les coûts de production d'EDF incluent implicitement les charges liées aux services système. EDF est rémunérée par ailleurs pour cette activité par RTE<sup>23</sup>.

Les volumes associés aux services système sont peu significatifs et imprévisibles. La détermination d'une clef d'affectation pour ce poste n'est pas compatible avec les principes du parc adapté qui :

- ne tient pas compte, dans la détermination des chroniques de coûts marginaux, de l'asservissement en réserve primaire et secondaire des groupes de production ;
- ne permet pas d'attribuer un coût à un poste auquel aucun volume et aucun profil de consommation pertinent ne peut être affecté.

Une clef de répartition affectée au poste de vente des services système serait trop faible eu égard aux faibles volumes afférents à ce poste. Dans ce cas, le niveau des coûts, à couvrir par les recettes issues des revenus des services système, serait bien en deçà du niveau des coûts réels. Corollairement, la différence entre les coûts réels et le niveau des coûts calculé à partir de la clef de répartition des services système serait étalée sur les autres postes de vente, augmentant artificiellement le poids des coûts affectés à ces autres postes de vente. En conséquence, la CRE ne retient pas de poste de vente et donc de clef de répartition pour les services système et déduit les recettes de ces derniers des coûts de production.

S'agissant en particulier de l'activité de vente aux tarifs réglementés, ne pas retrancher ces recettes du coût de production reviendrait à faire payer aux clients quasiment deux fois les services système, une fois dans la part énergie des tarifs et une autre fois dans la part réseau, le TURPE incluant les coûts liés aux services système.

#### ***3.3.2. Les coûts du mécanisme de responsable d'équilibre sont inclus dans les charges d'exploitation nets des recettes correspondantes***

Les écarts entre injection et soutirage constatés *a posteriori* sur le périmètre du responsable d'équilibre EDF donnent lieu à une compensation financière :

- par EDF à RTE si la différence entre injection et soutirage est négative ;
- par RTE à EDF si la différence entre injection et soutirage est positive.

Cette compensation est prise en compte dans le calcul des coûts de production. En 2013, les écarts entre injections et soutirages sur le périmètre d'équilibre d'EDF ont entraîné un solde en défaveur d'EDF.

EDF ne retient pas de poste correspondant aux écarts positifs parmi les postes de ventes servant à l'établissement des clefs d'affectation de coûts. En conséquence, les coûts associés à ce mécanisme sont diminués de ses recettes au niveau du coût de production global avant application des clefs

---

<sup>23</sup> Ces charges de RTE sont couvertes par le TURPE, en application de l'article L.337-1 du code de l'énergie qui dispose qu'il couvre les coûts liés à la constitution des réserves primaire et secondaire et aux surcoûts liés aux ajustements pour reconstitution des services système et congestions nationales.

d'affectation. Ce traitement particulier, similaire à celui que la CRE applique aux services système, est la conséquence d'un traitement comptable historique de ces charges propre à EDF.

La CRE considère, pour sa part, qu'il n'est pas équivalent, d'une part, de déduire les recettes des coûts au sein du périmètre des coûts de production et, d'autre part, d'intégrer les coûts dans le périmètre tout en créant, en parallèle, une clef d'affectation des recettes liées au mécanisme de responsable d'équilibre. En effet, la méthodologie de construction des clefs d'affectation, définie au paragraphe 4.2.1, les rend, par principe, indépendantes des recettes.

Toutefois, ce poste de recettes ne représente qu'un volume très faible, si bien qu'en 2013 une modification de la méthode n'a aucune conséquence mesurable sur l'affectation des coûts de production. La CRE applique donc l'approche d'EDF, mais demande, par souci de cohérence méthodologique, qu'un poste de vente *ad hoc* pour les écarts positifs soit dorénavant créé. Au titre de l'année 2013, le coût du mécanisme de responsable d'équilibre est donc intégré dans les charges d'exploitation net des recettes.

## **4. Évolution du coût comptable de production par couleur tarifaire**

### **4.1. Si la croissance du coût comptable de production se ralentit en 2014 (+ 0,5 %), la tendance redevient haussière en 2015 (+ 5,8 %) et 2016 (+ 5,2 %)**

Les paragraphes 1 et 2 ont permis d'analyser les dépenses annuelles d'EDF en France pour son activité de production. En pratique, ces dépenses sont retranscrites dans les comptes, soit directement pour les charges d'exploitation, soit par le biais des dotations aux amortissements pour les investissements. Ce paragraphe présente une synthèse sur l'évolution des différents éléments de coûts de production de 2007 à 2016.

Les deux graphiques ci-dessous présentent :

- d'une part, l'évolution des dépenses annuelles d'EDF de 2007 à 2016 ;
- d'autre part, l'évolution de la référence de coûts comptables d'EDF de 2007 à 2016 que la CRE calcule et utilise dans ses analyses tarifaires.

Les chiffres présentés dans la catégorie « Charges Variables d'exploitation » diffèrent sensiblement pour l'année 2012 de ceux présentés dans le Rapport 2013, du fait de la déduction des recettes des services systèmes des coûts de production d'EDF expliquée au paragraphe 2.5.2.

Les dépenses annuelles présentées dans la Figure 16 ont augmenté en moyenne de + 6,6 % par an entre les années 2007 et 2013. À partir de 2014, le rythme de croissance ralentit.

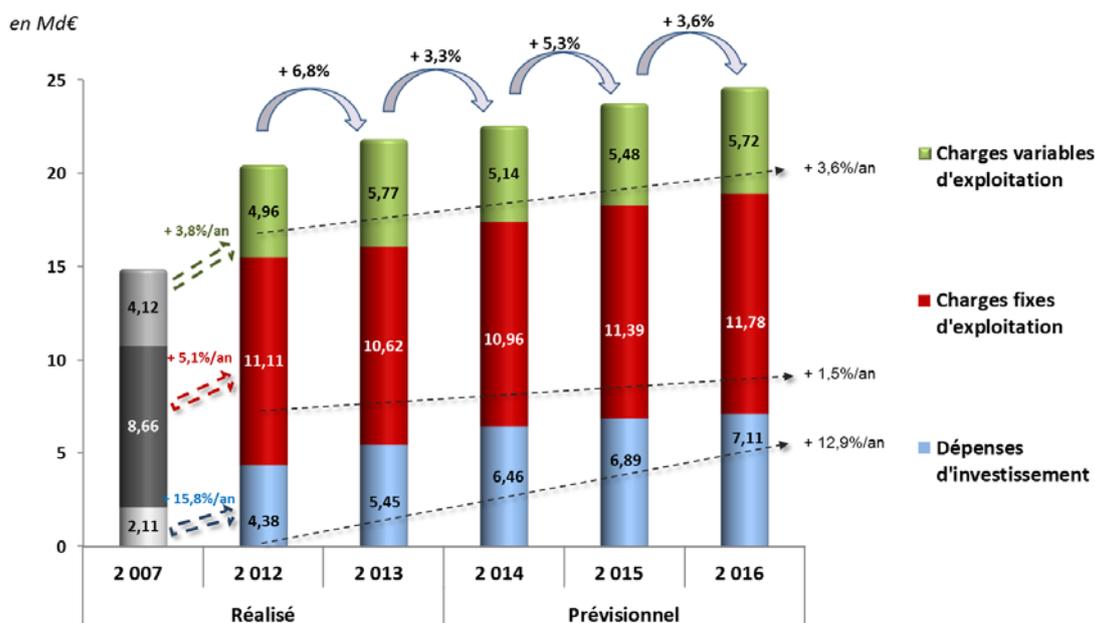


Figure 16 : Évolution des dépenses annuelles

Après analyse des coûts constatés d'EDF pour la période 2007-2013 et de ses hypothèses prévisionnelles, la CRE a établi sa meilleure estimation du coût comptable de production pour l'année 2014. Celui-ci correspond à l'addition, d'une part, des charges fixes et variables de production et, d'autre part, des dotations aux amortissements ainsi que d'une rémunération du capital au coût moyen pondéré du capital. En cohérence avec les analyses tarifaires antérieures, celui-ci correspond au CMPC des activités non régulées d'EDF.

Les coûts comptables présentés Figure 17 ont augmenté en moyenne de + 4,3 % par an entre 2007 et 2012. Le rythme se ralentit toutefois en 2013 pour se stabiliser en 2014, avant de reprendre avec un taux de croissance supérieur à 5 % à partir de 2015.

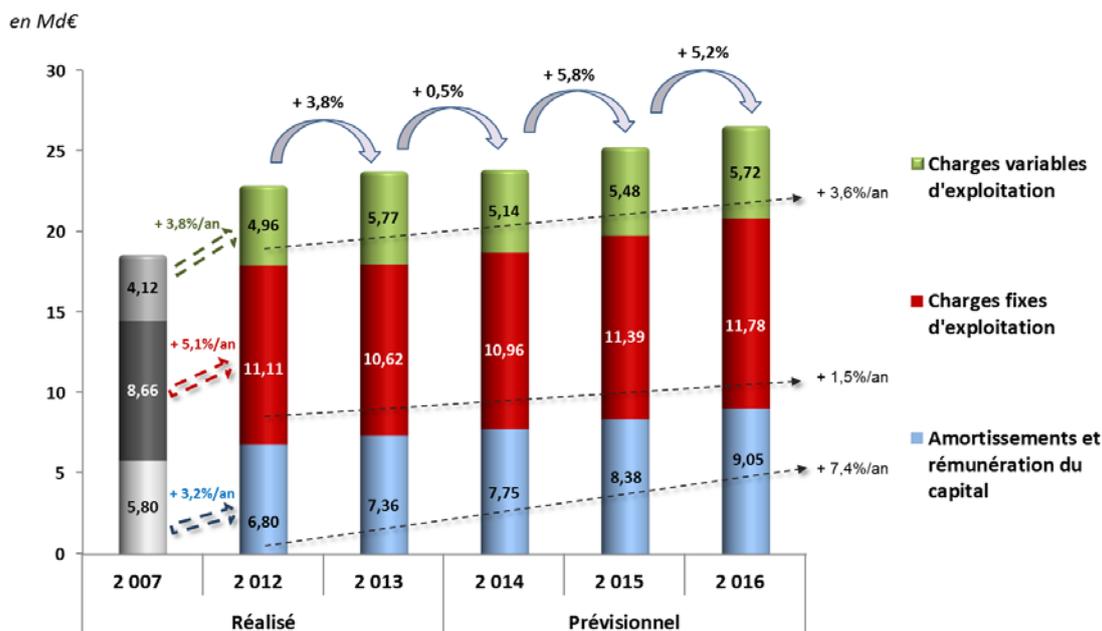


Figure 17 : Évolution du coût comptable de production du parc d'EDF

## 4.2. Les volumes vendus aux clients aux tarifs réglementés, caractérisés par des profils de consommation plus formés, se voient affecter un coût de production supérieur aux autres ventes d'EDF

Les paragraphes précédents ont permis d'évaluer le montant global des dépenses de production supportées par EDF pour satisfaire ses différentes activités de vente d'électricité (cf Figure 17). Afin d'affecter à chacune de ces activités la bonne quote-part du montant global de coûts de production, l'étape suivante consiste à construire des clefs de répartition permettant de traduire leurs spécificités.

### 4.2.1. Les clefs d'affectation des coûts par grand poste de vente sont construites à partir des coûts marginaux donnés par le « parc adapté »

Les clefs d'affectation des coûts aux postes de vente sont construites en application de la méthode dite du « parc adapté », dont les fondamentaux théoriques ont été amplement examinés et validés, sous certaines réserves, par la CRE dans le Rapport 2013.

La méthode consiste à construire la chronique de coûts marginaux de production représentative du fonctionnement d'un parc de production permettant de satisfaire, sous contrainte d'optimum économique, la demande de consommation d'électricité française à long terme. Le parc de production ainsi obtenu est qualifié de parc « adapté » en ce qu'il répond de façon économiquement optimale à la demande d'électricité.

Pour ce faire, la méthode prend en compte les fondamentaux économiques de long terme du système électrique (coûts d'investissement, coûts des combustibles, prix de marché, prévision de la demande, etc.). Construire l'édifice tarifaire, notamment les clefs d'affectation, à partir des signaux de coûts issus d'une telle modélisation permet d'inciter les acteurs du système électrique à le faire progressivement évoluer vers une situation d'adaptation du parc.

Dès lors, les clefs d'affectation construites à partir de cette méthodologie constituent un moyen pertinent pour attribuer à chaque consommateur ou profil de livraison d'électricité le coût qu'il occasionne pour le système électrique.

Elles sont utilisées par la CRE pour déterminer la part du coût de production imputable à la fourniture de chaque catégorie de clients aux tarifs réglementés de vente regroupés par couleur et par option tarifaires dans ses analyses de couverture des coûts comptables. Pour en établir la valeur, EDF attribue un profil de consommation à chacun des postes de ventes, de la manière suivante :

- un profil correspondant aux courbes de consommation est affecté à chacun des postes formés<sup>24</sup> ;
- un profil plat est affecté aux postes dont la consommation annuelle est un ruban ou s'en écarte légèrement<sup>25</sup>, ainsi qu'au résidu<sup>26</sup>.

---

<sup>24</sup> C'est le cas pour les ventes aux tarifs réglementés, celles au tarif agent, les nouvelles offres, ou encore les ventes au tarif de cession.

<sup>25</sup> Par exemple, les ventes correspondant aux contrats long terme, aux participations ou encore à l'ARENH.

<sup>26</sup> Le résidu représente le volume qu'il est difficile d'attribuer à un poste de vente spécifique. Il contient notamment les ventes sur le marché spot et les ajustements à la baisse sur le mécanisme d'ajustement.

La CRE remarque que les approximations ou hypothèses normatives réalisées sur les profils de livraison de chaque poste de vente ont parfois pour conséquence une déformation des clefs d'affectation des coûts et entraînent, par construction, des reports de coûts de certaines catégories vers les autres. À titre d'illustration, la prise en compte d'un profil plat pour les livraisons d'ARENH alors que l'ARENH livré aux fournisseurs de petits consommateurs est modulé entraîne une sous-estimation du coût associé aux livraisons ARENH, laquelle induit une augmentation du coût de l'ensemble des autres postes de vente. Un calcul plus précis sur la base du réalisé 2013 et non à partir de profils normatifs n'aurait cependant qu'un impact limité, de l'ordre de 0,1 €/MWh, sur la part production des tarifs bleus.

Enfin, la CRE rappelle que la méthodologie du parc adapté, actuellement utilisée pour déterminer la structure des tarifs réglementés<sup>27</sup>, devra être réexaminée pour tenir compte de la nouvelle méthode de construction tarifaire, objet de la section II du présent rapport. Ce point y est en particulier abordé dans son chapitre 3.

#### 4.2.2. L'analyse tarifaire est très sensible aux niveaux des clefs de répartition

*Les tarifs réglementés de ventes représentent 59,3 % des volumes vendus par EDF au périmètre France, et 63,7 % de ses coûts après application des clefs de répartition*

La Figure 18 ci-dessous présente la part des volumes de production associés à chacun des postes de vente ainsi que la part des coûts correspondante, déterminée par application des clefs de répartition.

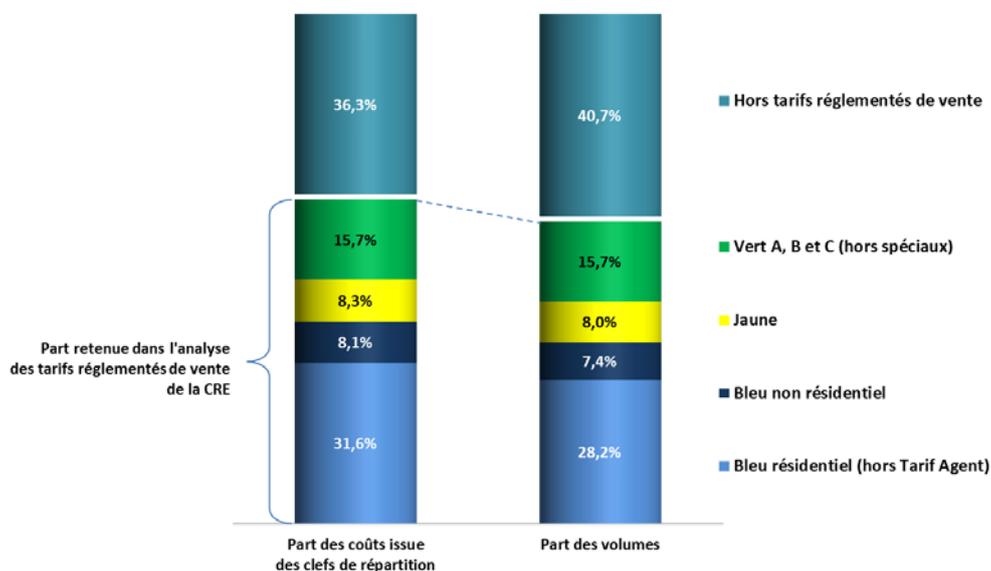


Figure 18 : Correspondance entre les volumes totaux et les coûts de production affectés à chaque poste de vente en 2013

Les écarts entre les deux histogrammes reflètent principalement les différents profils de consommation affectés à chacun des débouchés de vente d'EDF. En effet, par construction, pour un même volume de consommation, un poste de vente dont la caractéristique de consommation est une forte modulation été/hiver, avec des pics de consommation en hiver, se voit attribuer un coût

<sup>27</sup> Cette répartition se faisant par couleur, option, version et étant la source, notamment, des différents postes horosaisonniers ainsi que de la distinction part fixe/variable.

supérieur à celui d'un poste plat, lui-même ayant un coût supérieur à celui d'un poste consommant plutôt l'été.

En 2013, les ventes aux tarifs réglementés représentent 59,3 % du volume total de vente d'EDF et 63,7 % de ses coûts, différence essentiellement due aux clients résidentiels aux tarifs bleus, qui représentent 28,2 % des volumes et 31,6 % des coûts, du fait de leur très forte thermosensibilité, conséquence de l'utilisation du chauffage électrique.

**L'année 2013 ayant été froide, la part des coûts affectée aux tarifs réglementés de vente bleus a été sous-évaluée lors de l'exercice tarifaire prévisionnel de l'été 2013**

Le calcul des clefs de répartition se fonde sur le profil des consommations associé à chaque poste de vente. Pour les consommateurs finals, les profils sont établis à partir de ceux définis par ERDF et utilisés dans les mécanismes de responsable d'équilibre et d'ajustement.

Ces profils peuvent être calculés :

- à « température normale » ; ils ne dépendent alors pas des effets climatiques apparus au cours de l'année, et représentent le comportement moyen du poste de vente considéré ;
- à « température réalisée » ; ils tiennent compte des effets climatiques de l'année.

Pour l'analyse de la couverture effective des coûts sur les exercices tarifaires précédents, la CRE utilise les clefs calculées à partir des profils à « température réalisée ».

Pour l'analyse de la couverture des coûts prévisionnels de l'année 2014, la CRE recourt aux clefs calculées à partir des profils à « température normale », la prévision des effets climatiques n'étant évidemment pas possible.

La Figure 19 présente, pour chaque année de 2007 à 2014, d'une part (colonne de gauche) les clefs de répartition des coûts de production par couleur tarifaire et d'autre part (colonne de droite) le volume annuel de production correspondant.

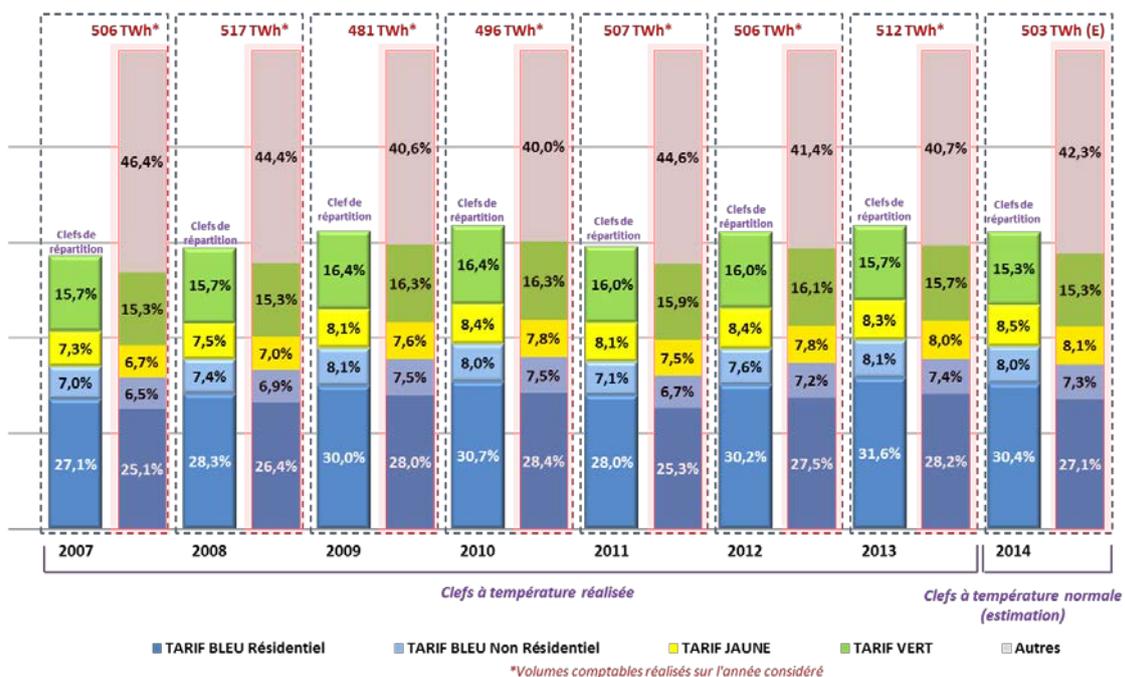


Figure 19 : Clefs d'affectation des coûts de production aux couleurs tarifaires et volumes de production associés

Des écarts sensibles sont susceptibles d'apparaître entre les clefs à température réalisée et les clefs à température normale en fonction de la réalisation effective d'aléas climatiques. Il en est de même en cas d'évolution de portefeuilles de clients par rapport à la prévision.

En particulier, la clef de répartition des coûts à température réalisée sur l'année 2013 pour les clients aux tarifs réglementés de vente bleus est de 31,6 % alors que la clef de répartition à température normale était estimée à 28,7 % au moment de l'analyse des tarifs réglementés de vente à l'été 2013. Cette différence s'explique en partie par un hiver 2012-2013 particulièrement rude.

Cette évolution a d'autant plus d'importance que l'analyse tarifaire est très sensible aux clefs de répartition : une variation de 1 point de la clef des clients bleus leur occasionne une augmentation tarifaire de l'ordre de 1 %.

#### 4.3. Évolution de la part énergie des tarifs réglementés de vente par couleur tarifaire entre 2013 et 2016

L'application des clefs d'affectation déterminées précédemment au coût de production total d'EDF permet de déterminer le coûts de production en €/MWh correspondant à chacune des couleurs tarifaires.

Les résultats obtenus sont présentés dans la Figure 20 (NB : les tarifs jaune et vert seront supprimés au 31 décembre 2015. Les chiffres ne sont donc pas présentés, en 2016, pour ces deux couleurs).

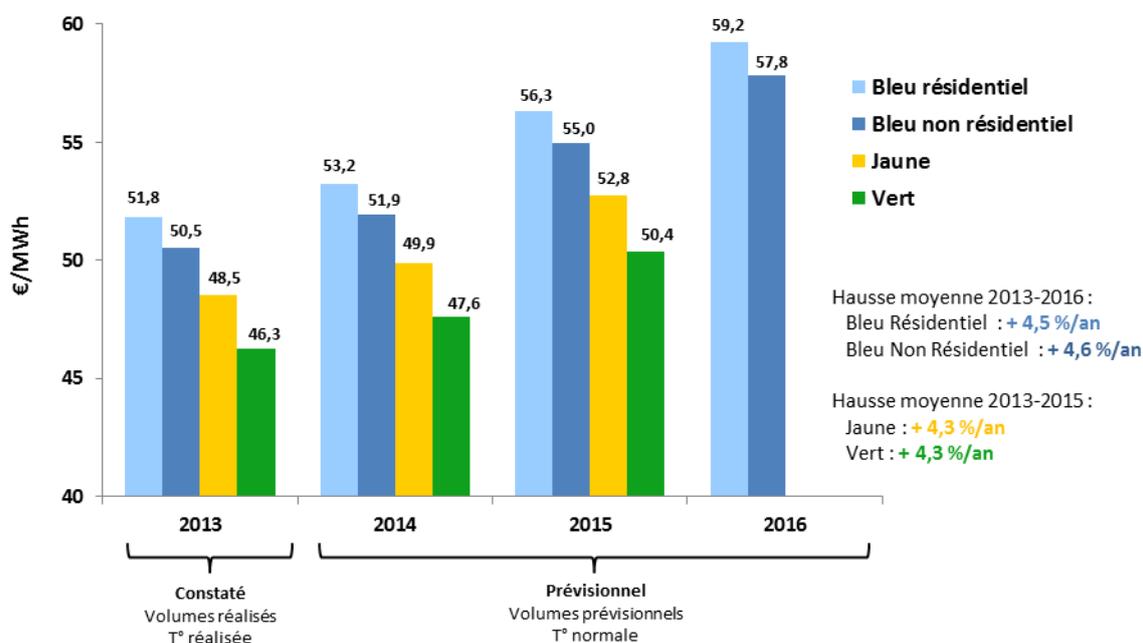


Figure 20 : Coûts de production constatés en 2013 à température réalisée et coûts de production prévisionnels de 2014 à 2016 par couleur tarifaire

## Chapitre 2 : Les coûts commerciaux

### 1. Les coûts commerciaux de l'année 2013 sont inférieurs aux prévisions budgétaires, et moins élevés qu'en 2012

Les coûts commerciaux d'EDF ont suivi une tendance fortement haussière depuis quelques années. La Figure 21 en illustre les différents moteurs d'évolution. La hausse des coûts commerciaux entre 2008 et 2013 s'explique principalement par la croissance du coût du dispositif CEE (+15,5 % par an), des charges de personnel (+3,5 % par an) et par l'augmentation des factures impayées, qui est compensée en 2012 et 2013 par un changement de périmètre, la part des coûts d'acheminement d'une facture impayée n'étant plus à la charge du fournisseur conformément aux décisions du CoRDIS sur les charges irrécouvrables (cf ci-dessous paragraphe 1.2). Les charges liées aux fonctions support et appui et celles relatives aux systèmes d'information croissent, quant à elles, respectivement de 7,2 % et 2,3 % par an entre 2008 et 2013.

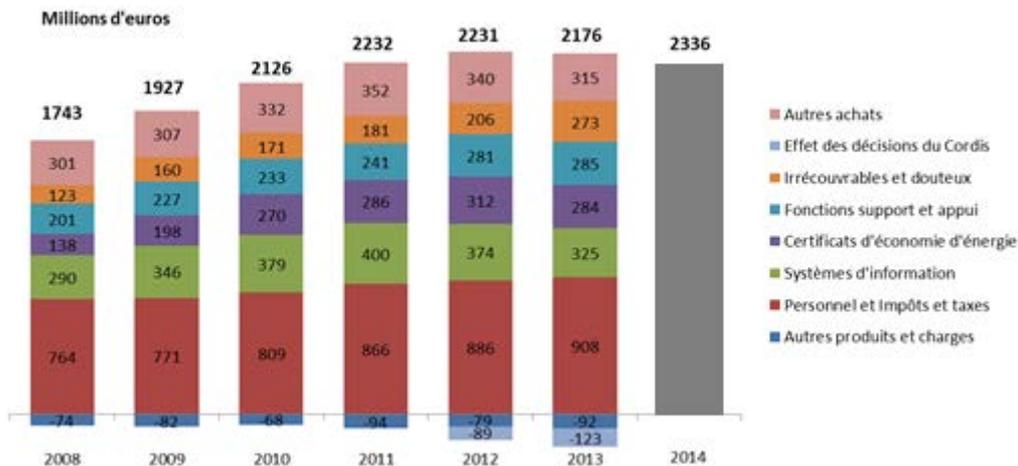


Figure 21 : Évolution des coûts commerciaux réalisés de 2008 au prévisionnel 2014

Les coûts commerciaux d'EDF ont connu toutefois une légère inflexion en 2013 et s'établissent à 2 176 M€, montant inférieur de 7,9 % aux coûts prévisionnels transmis en avril 2013 à la CRE, qui représentaient un total de 2 362 M€ (cf. Rapport 2013), comme le montre la Figure 21.

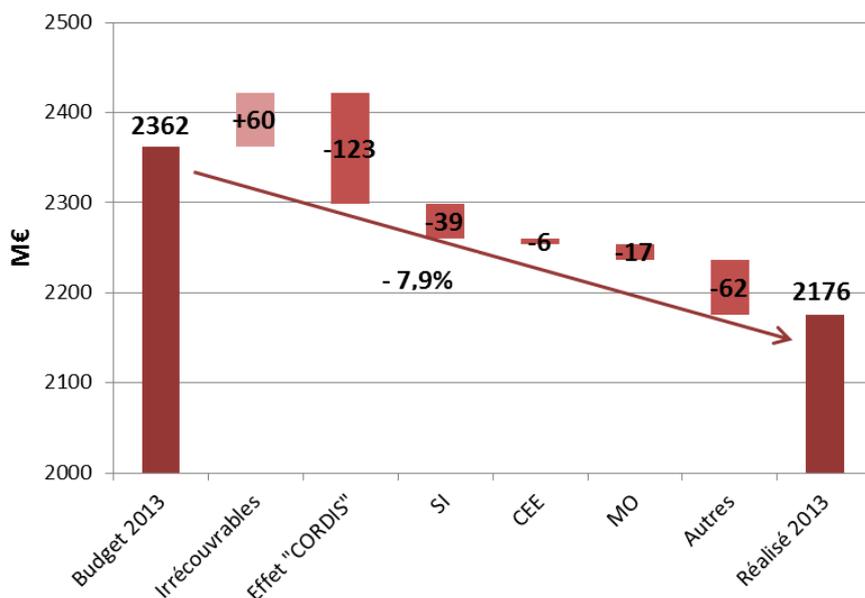


Figure 22 : Détail de l'écart entre les coûts commerciaux prévisionnels 2013 et les coûts réalisés (en M€)

Cette importante différence s'explique principalement par les postes « Irrécouvrables et douteux » et « Effet des décisions du CoRDIS » qui sont explicités ci-après. Un paragraphe sera également consacré au dispositif de certificats d'économie d'énergie.

Les écarts très significatifs observés par rapport aux prévisions d'EDF confortent la CRE dans son choix de retenir, lorsqu'elle le juge nécessaire, des hypothèses de croissance des coûts fondées sur des tendances passées plutôt que sur les coûts prévisionnels exposés par EDF.

### 1.1. Les charges relatives aux créances irrécouvrables

Les charges « irrécouvrables et douteux » correspondent aux impayés des consommateurs aux tarifs. Le niveau de ces charges est volatil et dépend de plusieurs facteurs.

Pour l'année 2013, EDF a constaté une hausse des charges d'irrécouvrables majoritairement due au marché des résidentiels. Sans cette hausse, l'écart avec les chiffres du prévisionnel aurait été encore plus important.

La hausse des irrécouvrables est directement corrélée à la hausse des tarifs réglementés de vente et au niveau de la consommation, plus importante en 2013 du fait des conditions climatiques. Elle s'explique notamment par une augmentation de la précarité énergétique.

### 1.2. Les conséquences des décisions du CoRDIS sur les créances irrécouvrables correspondant à l'acheminement

À la suite de la décision du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) du 17 décembre 2012 relative à l'exécution de sa décision du 22 octobre 2010, la quote-part des créances irrécouvrables correspondant à l'acheminement est désormais prise en compte directement par ERDF et non plus par le fournisseur des clients concernés. Pour les clients fournis aux tarifs réglementés, cela entraîne une diminution des charges d'EDF de 123 M€ pour le poste irrécouvrable et douteux, qui correspond à la part du TURPE dans le tarif intégré.

Afin de donner une représentation de l'évolution réelle des coûts commerciaux entre 2012 et 2013, cet impact, dit « *Effet des décisions du CoRDIS* », a été appliqué rétroactivement aux coûts commerciaux de 2012, comme présenté dans la Figure 23. Avec ce retraitement, les coûts commerciaux diminuent de 2,4 % entre 2012 et 2013.

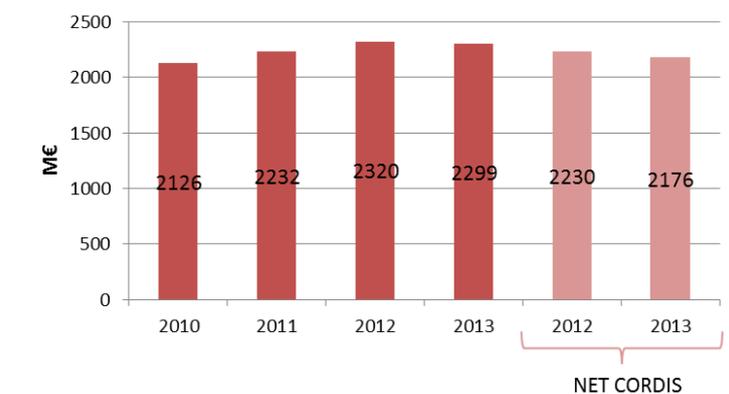


Figure 23 : Coûts commerciaux réalisés et prise en compte de « l'effet CoRDIS » pour les exercices 2012 et 2013

### 1.3. Les certificats d'économie d'énergie (CEE)

Dans son Rapport 2013, la CRE a présenté le dispositif des CEE et les nouvelles charges qui lui correspondaient dans les coûts commerciaux d'EDF. Les incertitudes qui pesaient alors sur le contexte réglementaire laissaient prévoir une augmentation significative de ce poste dans les années à venir.

Le 10 décembre 2013, le ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie a annoncé le lancement de la troisième période du dispositif des CEE (2015-2017). L'objectif d'économies d'énergie a été quasiment doublé, porté à 220 TWh<sub>c</sub> contre 115 TWh<sub>c</sub> par an sur la période précédente (2011-2013). Le gouvernement a par ailleurs prolongé les programmes de formation aux économies d'énergie, notamment celles qui concernent le bâtiment. Le dispositif des CEE a été simplifié avec la mise en place d'un processus déclaratif standardisé et d'un mécanisme de contrôle *a posteriori*.

Au titre de la période allant de 2014 à 2017, ce nouveau cadre porte l'obligation de CEE pour EDF à 44,5 TWh<sub>c</sub><sup>28</sup> en 2014 et à 57 TWh<sub>c</sub><sup>29</sup> par an de 2015 à 2017 contre environ 30 TWh<sub>c</sub>/an, en moyenne, pour la période précédente. Le coût prévisionnel évalué pour satisfaire cette obligation a augmenté pour l'année 2014 par rapport à 2013.

Cette hausse limitée des coûts alors que les volumes d'obligation ont augmenté de près de 50 % traduit le fait que le « coût de production du CEE » d'EDF a significativement chuté en 2014, de l'ordre de 40%<sup>30</sup>.

<sup>28</sup> Le TWh « cumac » mesure la quantité d'énergie finale cumulée et actualisée sur la durée de vie du produit. Cela représente une quantité d'énergie qui aura été économisée grâce aux opérations d'économies d'énergie mises en place.

<sup>29</sup> Hors SEI, pour le périmètre relatif aux ventes d'électricité et de gaz.

<sup>30</sup> Le coût de production du CEE pourrait en réalité diminuer de moins de 40 % en 2014 puisque EDF gère un stock de certificats, qui peut avoir pour effet de lisser les variations de coût du dispositif. Toutefois, une prévision du coût du dispositif à environ 300 M€ à partir de 2014, pour une obligation de 44,5 TWh<sub>c</sub>, démontre qu'EDF anticipe une meilleure maîtrise des coûts.

Dans son rapport sur le dispositif CEE<sup>31</sup>, la Cour des comptes soulignait qu'EDF avait « *un coût d'obtention de ses certificats sensiblement supérieur à la moyenne* ». Les chiffres fournis par EDF montrent qu'elle a su mieux maîtriser les coûts associés à ce dispositif.

La CRE a eu, depuis son précédent rapport, des échanges intermédiaires avec EDF sur les coûts générés par les CEE et s'étonne des différences entre les chiffres communiqués dans le cadre du présent rapport et ceux transmis en octobre 2013, lors de la phase de définition du niveau de l'obligation pour les années 2015 à 2017. Même si, s'agissant des CEE, le contexte réglementaire a beaucoup évolué, la CRE demande néanmoins que de substantiels efforts soient réalisés par EDF pour améliorer ses prévisions.

#### 1.4. Les principes d'affectation des coûts commerciaux aux tarifs réglementés de vente

L'affectation des coûts commerciaux aux différentes catégories de clients s'effectue soit par imputation directe, soit par l'utilisation de clefs de répartition.

Certains coûts peuvent être attribués directement à un segment de clientèle ; c'est notamment le cas des dépenses de personnel des effectifs en charge de la gestion de clientèle des clients particuliers. D'autres coûts, notamment les coûts des ressources humaines ou les coûts immobiliers, sont répartis entre les différents segments de clientèle en recourant à des clefs d'affectation. Celles-ci doivent être représentatives du poids de chaque client dans la structure de coûts.

Les méthodes et clefs d'affectation des coûts n'ont pas évolué depuis 2011 ; un audit externe avait validé, à l'époque, les choix opérés par EDF<sup>32</sup>.

## 2. EDF prévoit une hausse importante des coûts commerciaux en 2014 et 2015, avant une nouvelle diminution en 2016

À l'instar des coûts de production, EDF a transmis à la CRE ses coûts commerciaux prévisionnels jusqu'en 2016. À cette échéance, EDF anticipe de fortes hausses, comme le montre la Figure 24.

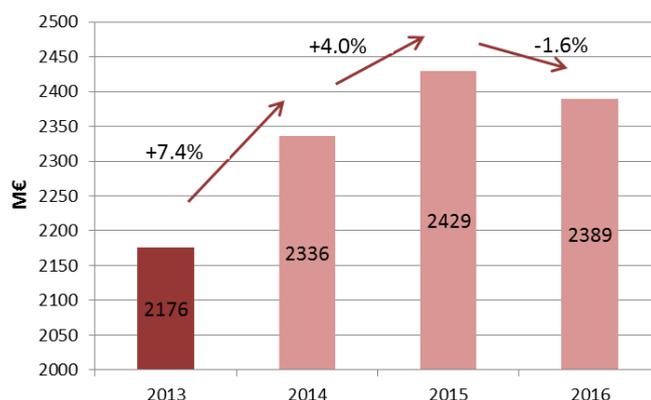


Figure 24 : Coûts commerciaux électricité réalisés en 2013 et prévisionnels jusqu'en 2016 en M€

<sup>31</sup> « Les Certificats d'Économies d'Énergie », Cour des comptes, octobre 2013

<sup>32</sup> Datant de 2010, le dernier audit, réalisé par le cabinet Ernst & Young, portait sur les modalités d'allocation des coûts commerciaux aux tarifs réglementés de vente et n'avait pas pour objet d'expertiser les coûts commerciaux en eux-mêmes.

EDF justifie la hausse de 2014 (i) par l'augmentation de ses charges de personnel, des irrécouvrables, et du coût des CEE, (ii) par l'arrêt de la facturation des frais pour rejets de prélèvement bancaire, (iii) par la préparation de l'arrivée des compteurs Linky et enfin (iv) par la préparation de la fin des tarifs réglementés de vente jaunes et verts. La CRE rappelle que les coûts liés à la proposition d'offres de marché aux clients jaunes et verts qui perdent l'éligibilité aux tarifs réglementés ne doivent pas être imputés aux coûts commerciaux affectés à ces mêmes tarifs réglementés.

Pour l'année 2015, EDF prévoit une nouvelle hausse consécutive au déploiement de ressources destinées à accompagner la suppression de ces tarifs.

La baisse anticipée pour 2016 relève de l'effet inverse.

### 3. Conclusions

Les écarts significatifs entre les coûts commerciaux constatés en 2013 et ceux qui avaient été anticipés par EDF dans ses prévisions budgétaires, et de façon plus générale les écarts constatés sur le coût comptable de production les années précédentes, conduisent la CRE à retenir, pour 2014, 2015 et 2016, une trajectoire prévisionnelle de hausse modérée, de + 2,6 % par an, qui correspond à la tendance observée sur la période 2010-2013. L'hypothèse de coûts commerciaux retenue par la CRE en 2014 est donc de 2 233M€, inférieure de 4,6 % aux coûts commerciaux prévisionnels d'EDF.

La Figure 25 présente le niveau des coûts commerciaux d'EDF réalisés et prévisionnels, selon les hypothèses de croissance des coûts retenues par la CRE, par couleur tarifaire.

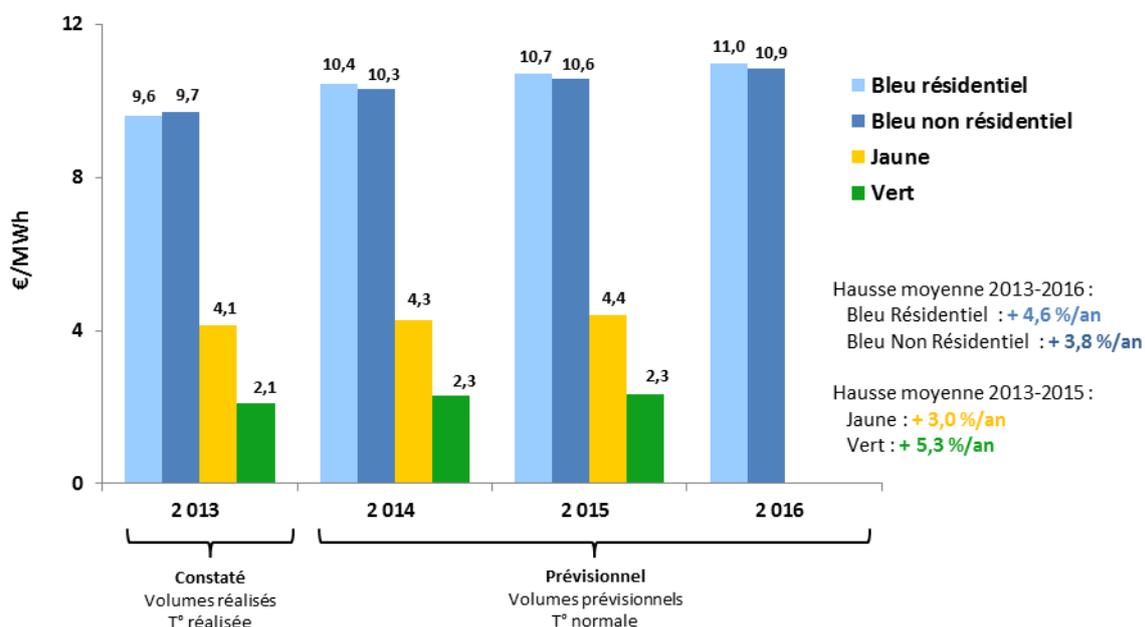


Figure 25 : Coûts commerciaux constatés et coûts commerciaux prévisionnels retenus par la CRE, par couleur tarifaire

Dans la mesure où les coûts commerciaux constituent une composante importante des tarifs réglementés qui a par ailleurs vocation à perdurer dans la nouvelle construction tarifaire par empilement des coûts, la CRE réalisera une nouvelle analyse permettant :

- De porter une appréciation sur le niveau des coûts commerciaux ;
- D'en vérifier les méthodes d'allocation.

Par ailleurs, dans un contexte de suppression des tarifs réglementés de vente jaune et vert au 31 décembre 2015, la CRE portera une attention toute particulière aux coûts commerciaux d'EDF, en particulier sur la période encadrant cette échéance.

Elle s'assurera notamment que les coûts exposés sont bien justifiés par la mise en place de services spécifiquement liés à la résiliation de ces tarifs, notamment en termes d'information des clients, et non par le déploiement d'une politique commerciale qui viserait à leur proposer des offres de marché.

Elle demande en ce sens à EDF de s'assurer qu'il existe d'ores et déjà une segmentation claire, en termes fonctionnels et en termes de coûts, entre les activités tarifaires et les activités concurrentielles, en lien avec les principes de la comptabilité dissociée.

## Chapitre 3 : Le coût d'acheminement

Aux coûts de production et de commercialisation analysés dans les parties précédentes s'ajoutent les coûts d'acheminement de l'électricité, c'est-à-dire les coûts liés à l'utilisation des réseaux de transport et de distribution, qui constituent une autre composante des tarifs réglementés de vente.

Cette composante intervient dans la construction actuelle des tarifs réglementés et demeurera dans la nouvelle construction tarifaire par empilement des coûts, objet du chapitre 2 de la section II du présent rapport.

En conséquence, la CRE donne ci-après les principes et les modalités de traitement qu'elle applique à cette composante dans le cadre de son analyse tarifaire, principes qui continueront, pour l'essentiel d'entre eux, à s'appliquer avec la nouvelle méthode.

### 1. La méthode de calcul du TURPE optimisé pour les clients au tarif réglementé de vente

#### 1.1. Principes généraux

La composante des tarifs réglementés liée à l'acheminement est déterminée à partir des « *tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution [qui] sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace* » (article L. 341-2 du code de l'énergie).

Le coût de la part acheminement est fonction, pour l'essentiel, du domaine de tension et de puissance, de l'option tarifaire choisie, de la puissance souscrite et de la consommation en énergie pour chacun des clients au tarif du portefeuille d'EDF.

Plusieurs options<sup>33</sup> du TURPE peuvent être proposées à un même client : à titre d'exemple, un client raccordé en basse tension de puissance souscrite supérieure à 36 kVA, ce qui correspond à un tarif « jaune », pourra bénéficier de l'une ou l'autre des deux options tarifaires : « Moyenne utilisation à quatre classes temporelles » et « Longue utilisation à cinq classes temporelles ».

Dans le cas des tarifs réglementés de vente, le client est en contrat unique avec EDF. La part acheminement est donc facturée par les gestionnaires de réseau directement à EDF, qui choisit l'option et la version du TURPE pour ses clients de façon à minimiser les coûts d'acheminement, qui sont intégrés par la suite dans les tarifs réglementés de vente. Au sein d'un même tarif (par exemple jaune), d'une même option (par exemple base), d'une même version (par exemple moyenne utilisation, MU)<sup>34</sup> ou pour une même puissance souscrite (par exemple 100 kVA), des clients ayant

---

<sup>33</sup> Selon le domaine de tension, les utilisateurs peuvent choisir entre plusieurs options tarifaires. Certaines de ces options présentent des tarifs différenciés suivant la saison ou l'heure de la journée. Les clients raccordés en basse tension de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA peuvent choisir entre 3 options : courte utilisation, moyenne utilisation avec différenciation temporelle et longue utilisation. Si la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA et le raccordement en BT, deux options à différenciation temporelle sont possibles : moyenne utilisation et longue utilisation. Enfin, les utilisateurs raccordés en HTA ont le choix entre 3 options tarifaires : sans différenciation temporelle, avec différenciation temporelle à cinq classes et avec différenciation temporelle à huit classes.

<sup>34</sup> Les notions d'option et de version sont confondues pour la grille tarifaire du TURPE. En revanche, dans la grille tarifaire des TRV, l'option correspond au type de tarif (Base, EJP, HPHC, ou Tempo), la version correspond à la puissance souscrite

des consommations différentes peuvent se voir appliquer des options du TURPE différentes, en raison de l'optimisation opérée par EDF client par client.

Cette optimisation est prise en compte dans l'établissement des tarifs réglementés, mais, lors de l'élaboration des grilles tarifaires, un seul niveau de TURPE est retenu par classe tarifaire.

Ainsi, pour chaque configuration tarif/option/version/puissance, le niveau du TURPE correspond à la moyenne des TURPE optimisés sur l'ensemble des clients dans cette configuration.

Le niveau du TURPE payé implicitement par un client au tarif réglementé de vente n'est donc pas nécessairement égal à celui qu'il aurait payé individuellement s'il avait contractualisé directement auprès du gestionnaire de réseau. Néanmoins, la construction de ce TURPE « optimisé » constitue la meilleure approximation possible, dès lors qu'il s'agit de traduire en un unique barème la diversité des profils de consommations.

Dans les analyses tarifaires menées par la CRE, la part acheminement est calculée sur la base d'un TURPE « optimisé ».

Les données de consommation et de puissance souscrite utilisées pour calculer le TURPE optimisé sont issues de la base de données du portefeuille de clients d'EDF aux tarifs réglementés dans laquelle figurent les caractéristiques de consommation et de puissance souscrite des clients.

La CRE calcule, d'une part, la part acheminement prévisionnelle pour évaluer les évolutions tarifaires à venir, et d'autre part, la part acheminement réalisée pour déterminer le montant des éventuels rattrapages.

Dans le premier cas, les calculs sont réalisés à partir des consommations des clients à « température normale », c'est-à-dire hors aléas climatiques. Dans le second cas, il s'agit des consommations effectivement réalisées sur l'année considérée à « température réalisée ». Ce traitement différencié est justifié par la grande thermosensibilité des consommations françaises.

## **1.2. Certaines composantes tarifaires du TURPE ne sont pas prises en compte dans la part acheminement du tarif mais comptabilisées en supplément pour chaque client**

La part acheminement du tarif réglementé de vente tient uniquement compte des composantes du TURPE qui ne relèvent pas d'un comportement spécifique de la part d'un client donné. Par exemple, pour les clients jaunes et verts, la composante de comptage sera facturée différemment selon que le compteur est la propriété du client ou de l'Autorité Organisatrice de la Distribution d'Énergie (AODE). Cette composante n'est donc pas incluse pour ces tarifs dans le calcul de la part acheminement, et par conséquent dans les coûts à couvrir par le tarif réglementé de vente. En revanche, pour les clients au tarif réglementé bleu, il est considéré que les clients acquittent tous la même composante de comptage ; celle-ci est dès lors incluse dans le calcul de la part acheminement.

Pour les clients au tarif bleu, les composantes de TURPE prises en compte dans le calcul et retenues en conséquence dans les tarifs sont les suivantes :

- Composante annuelle de gestion (« CG ») ;
- Composante annuelle de soutirage (« CS ») ;

---

pour les tarifs réglementés de vente bleus et à la durée d'utilisation (courte, moyenne ou longue) pour les tarifs verts et jaunes.

- Composante annuelle de comptage (« CC »).

Elles s’appliquent uniformément à tous les clients selon la grille tarifaire considérée.

Pour les clients aux tarifs jaunes et verts, certaines composantes ne sont pas prises en compte dans le calcul de la part acheminement. Le Tableau 3 ci-dessous précise les composantes incluses dans les tarifs ou facturées en sus selon la couleur tarifaire.

	Jaune	Vert
Composante annuelle de gestion (CG)	Oui	Oui
Composante annuelle de comptage (CC)	Non	Non
Composante annuelle des injections (CI)	n/a	Non
Composante annuelle des soutirages (CS)	Oui	Oui
Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (CMDPS)	Non*	Non*
Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS)	Non	Non
Composante de regroupement tarifaire des points de connexion (CR)	Non	Non
Composante annuelle des dépassements ponctuels programmés (CDPP)	Non	Non
Composante annuelle de l’énergie réactive (CER)	Oui	Non

\* Fait l’objet d’une ligne spécifique dans l’arrêté relatif aux tarifs réglementés de vente de l’électricité mais n’est pas pris en compte dans les analyses de la CRE sur la part acheminement du tarif réglementé de vente.

Tableau 3 : Composantes du TURPE incluses ou non dans la part acheminement des tarifs jaunes et verts

### 1.3. La CRE calcule la part acheminement à partir de la base de données des clients aux tarifs afin de valider les chiffres transmis par EDF

La CRE a développé un outil permettant de calculer, pour chaque client, selon ses caractéristiques propres de consommation et sa puissance souscrite, un coût d’acheminement optimisé, correspondant à la version la moins coûteuse parmi celles auxquelles il pourrait souscrire.

Ce calcul est fondé sur la grille tarifaire du TURPE en vigueur au début de l’exercice tarifaire considéré ainsi que sur la base de données des clients du portefeuille d’EDF, dans laquelle les clients sont répartis par configuration tarif/option/version ou puissance.

Cette base de données est « agrégée » par décile de consommation<sup>35</sup>. Les clients y sont regroupés pour chaque configuration tarif/option/version ou puissance en dix entités constituées chacune du même nombre de clients, et dont le niveau de consommation est croissant.

La méthode retenue par la CRE diffère légèrement de celle d’EDF s’agissant du reversement du TURPE aux gestionnaires de réseaux.

L’agrégation par décile entraîne une légère surévaluation de la part acheminement dans les calculs de la CRE de 0,1 % à 0,3 % pour les clients bleu résidentiels, jaunes et verts, par rapport aux chiffres présentés par EDF, et de l’ordre de 0,6 % pour les tarifs bleus non résidentiels. Les écarts d’une couleur à l’autre résultent de disparités de comportement des clients pouvant exister au sein d’un

<sup>35</sup> Les clients sont regroupés dans 10 groupes de même nombre de clients par niveau de consommation croissant : en particulier, le premier décile représente les 10 % des clients consommant le moins, le dernier les 10 % consommant le plus.

même décile de consommation, qui diminuent la précision du calcul de la part acheminement<sup>36</sup>. Ces écarts demeurent toutefois modérés et permettent à la CRE de valider les données de coût d'acheminement transmis par EDF, qu'elle utilise dans ses analyses tarifaires.

Affiner le calcul des coûts d'acheminement, en reprenant la base de données complète d'EDF qui comprend plus de 30 millions de sites de consommation, nécessiterait d'engager des moyens coûteux, disproportionnés au regard de l'objectif poursuivi pour l'analyse tarifaire.

## 2. Les coûts d'acheminement retenus dans les tarifs réglementés de vente

Les coûts d'acheminement réalisés pour l'année 2013 ont été calculés en utilisant les consommations à « température réalisée » de cette année, qui reflètent les effets climatiques. Le niveau du TURPE retenu est celui applicable au 1<sup>er</sup> août 2013.

Les coûts d'acheminement pour les années 2014 à 2016 ont été calculés en utilisant les consommations à « température normale » (hors aléas climatiques). Le niveau du TURPE retenu pour 2014 est celui applicable au 1<sup>er</sup> août 2014. Pour 2015 et 2016, ce niveau est réévalué à l'inflation<sup>37</sup>.

Les parts acheminement de chacune des couleurs tarifaires sont présentées Figure 26 pour les années 2013 à 2016. Elles sont issues des calculs d'EDF, validés par la CRE selon la méthode détaillée au paragraphe 1, et ne tiennent pas compte de l'abattement du TURPE pour les sites électro-intensifs<sup>38</sup>. Elles sont utilisées dans l'analyse tarifaire du chapitre 1 de la section II.



Figure 26 : Part acheminement constatée en 2013 à température réalisée et part acheminement prévisionnelle à température normale par couleur tarifaire

<sup>36</sup> Pour les options éclairage public et base non résidentiel, l'agrégation de la base de décile induit un biais plus important : les écarts respectifs avec les calculs d'EDF sont d'environ 0,6 % et 1,1 %.

<sup>37</sup> Telle qu'elle peut être appréciée au moment de la rédaction du présent rapport

<sup>38</sup> Prévu sur la période du 1<sup>er</sup> août 2014 au 1<sup>er</sup> juillet 2015 dans la « Délibération de la CRE du 7 mai 2014 portant décision sur l'évolution au 1<sup>er</sup> août 2014 des tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTB ».

### *Effet de la non répercussion dans les tarifs des évolutions du TURPE aux 1<sup>er</sup> janvier et 1<sup>er</sup> août 2014*

Les tarifs réglementés de vente fixés au 1<sup>er</sup> août 2013 ont été examinés par la CRE en prenant l'hypothèse d'une part acheminement calculée sur toute la durée de l'exercice tarifaire, à partir du TURPE fixé au 1<sup>er</sup> août 2013.

Les évolutions du TURPE aux 1<sup>er</sup> janvier et 1<sup>er</sup> août 2014, qui n'ont pas été répercutées dans les tarifs, dégradent la couverture des coûts par les tarifs, dans la mesure où ERDF et RTE facturent EDF au niveau des tarifs en vigueur. Elles sont susceptibles de donner lieu à un rattrapage en masse.

Le calcul du rattrapage au titre de ces effets sera effectué une fois connues les données définitives relatives à l'année 2014.

## Section II : Analyse tarifaire

### Contexte

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, en vigueur à la date de publication du présent rapport, 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 raisonnable<sup>39</sup>.

Dans le cadre du dispositif tarifaire actuellement en vigueur, la CRE, pour rendre ses avis, analyse les tarifs en vérifiant qu'ils couvrent les coûts comptables de fourniture d'EDF – en y intégrant une rémunération des capitaux. Elle évalue ces coûts comptables selon la méthodologie qu'elle a décrite dans ses avis successifs et dans son Rapport 2013.

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<sup>er</sup> 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 Électricité 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 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.

Le gouvernement souhaite mettre en œuvre, dès le prochain mouvement des tarifs réglementés de vente, la construction tarifaire par empilement mentionnée précédemment. Dans l'optique, comme l'a annoncé le gouvernement, d'un mouvement tarifaire à l'automne 2014, la Direction générale de

---

<sup>39</sup> Dans l'analyse tarifaire menée par la CRE, aucune marge n'est introduite dans l'activité de commercialisation, dans la mesure où il est considéré que la marge raisonnable est reflétée dans le coût moyen pondéré du capital.

l'énergie et du climat a procédé, en juillet, à une consultation sur un projet de décret modifiant le décret du 12 août 2009 susmentionné.

La CRE a été saisie le 16 juillet 2014 de ce projet de décret, qui porte révision de la méthodologie d'établissement des tarifs réglementés de vente d'électricité et concomitamment, d'un projet d'arrêté prévoyant l'annulation de la hausse tarifaire prévue initialement au 1<sup>er</sup> août 2014 pour les clients au tarif réglementé de vente bleu par l'arrêté du 26 juillet 2013. Cet arrêté a été adopté le 28 juillet 2014.

Afin de respecter le principe d'un réexamen annuel des tarifs réglementés de vente, prévu par le décret en vigueur, les tarifs devront faire l'objet d'une révision par arrêté d'ici à la fin de 2014 au plus tard. Les barèmes devront être établis, en niveau et en structure, en fonction des dispositions réglementaires qui seront alors applicables.

A l'issue de son examen des coûts de production et des coûts commerciaux d'EDF sur les périodes passées, en cours et à venir, la CRE a examiné les évolutions des tarifs réglementés de vente d'électricité qui seraient nécessaires pour couvrir ces coûts en application des dispositions actuellement en vigueur (chapitre 1).

La CRE a par ailleurs examiné les évolutions tarifaires à mener en niveau dans le cadre du nouveau régime de construction tarifaire par empilement des coûts prévu par le projet de décret. Elle a examiné les différentes briques qui le constituent, ainsi que les conséquences des niveaux tarifaires ainsi atteints sur la trajectoire financière d'EDF (chapitre 2).

Elle a enfin dressé un état des lieux des orientations possibles en matière de structure des tarifs réglementés de vente par empilement, en faisant la synthèse des avantages et inconvénients des différentes méthodes envisageables (chapitre 3).

# Chapitre 1 : La couverture des coûts comptables d'EDF

## 1. Les évolutions tarifaires à prévoir pour couvrir les coûts comptables

Afin d'évaluer l'évolution des tarifs réglementés de vente qui serait nécessaire en 2014 pour assurer la couverture des coûts d'EDF au titre de cette année, la CRE a estimé le niveau de ces coûts, à partir des données fournies par EDF.

Sur le fondement des conclusions de l'analyse détaillée des coûts de production et des coûts commerciaux, objet de la section I du présent rapport, la CRE retient comme évolution prévisionnelle des coûts de production et de commercialisation pour 2014 :

- +0,5 % pour les coûts de production par rapport à leur niveau constaté en 2013 ;
- +2,6 % pour les coûts commerciaux par rapport à leur niveau constaté en 2013.

S'agissant des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, la CRE retient pour son analyse le niveau des tarifs s'appliquant à compter du 1<sup>er</sup> août 2014.

Par ailleurs, la CRE a également réalisé une estimation des évolutions tarifaires prévisionnelles pour 2015 et 2016 en se fondant sur les hypothèses suivantes :

- Augmentation des coûts de production de respectivement + 5,8 % et + 5,2 % (cf. Section I) ;
- Évolution des coûts commerciaux de + 2,6 %/an ;
- Évolution à l'inflation de la part acheminement.

Le Tableau 4 présente les mouvements qu'il faudrait appliquer pour 2014, 2015 et 2016 aux tarifs réglementés afin de couvrir les coûts prévisionnels d'EDF sur chacune de ces périodes. En 2016, les tarifs jaunes et verts seront supprimés. Seuls les tarifs bleus sont présentés sur cette année.

	2014	2015	2016
<b>Bleu résidentiel</b>	+ 6,7 %	+ 3,5 %	+ 3,3 %
<b>Bleu non résidentiel</b>	+ 1,3 %	+ 3,6 %	+ 3,3 %
<b>Bleu total</b>	+ 5,6 %	+ 3,5 %	+ 3,3 %
<b>Jaune</b>	+ 2,9 %	+ 3,7 %	
<b>Vert</b>	+ 4,2 %	+ 4,4 %	
<b>Total TRV</b>	+ 4,9 %	+ 3,7 %	

Tableau 4 : Hausse prévisionnelle des tarifs réglementés de vente en 2014, 2015 et 2016 pour couvrir les coûts estimés sur chacune de ces années

Tarifs réglementés de vente bleus	
Impact de l'acheminement	+ 0,9 %
Impact des coûts commerciaux	+ 0,2 %
Impact des coûts de production	+ 4,5 %
<b>Hausse à envisager en 2014</b>	<b>+ 5,6 %</b>

Tableau 5 : Décomposition de la hausse des tarifs réglementés de vente bleus à envisager en 2014 pour couvrir les coûts prévisionnels 2014, à partir du niveau des tarifs en vigueur

## 2. Les coûts constatés d'EDF en 2013 n'ont pas été couverts par les tarifs, occasionnant un retard en masse de 627 M€

Les tarifs réglementés de vente fixés par l'arrêté du 26 juillet 2013 résultent d'une augmentation différenciée des tarifs alors en vigueur de :

- + 5,0 % en moyenne sur les tarifs réglementés de vente bleus ;
- + 2,7 % en moyenne sur les tarifs réglementés de vente jaunes.

Les tarifs réglementés de vente verts ont, quant à eux, connu une évolution moyenne nulle.

Pour couvrir les coûts prévisionnels d'EDF pour l'année 2013, tels qu'elle les estimait alors dans son avis du 25 juillet 2013, la CRE indiquait que les évolutions qu'il aurait fallu appliquer à l'été 2013 s'élevaient à :

- + 11,3 % pour les tarifs réglementés de vente bleus résidentiels ;
- + 3,6 % pour les tarifs réglementés de vente bleus non résidentiels ;
- + 5,8 % pour les tarifs réglementés de vente jaunes ;
- + 3,8 % pour les tarifs réglementés de vente verts.

À cette occasion, et bien que les hausses des tarifs réglementés de vente aient été insuffisantes pour couvrir les coûts prévisionnels d'EDF, la CRE indiquait que « *les évolutions tarifaires envisagées permettent toutefois d'améliorer substantiellement la contestabilité en moyenne des tarifs réglementés de vente par les fournisseurs alternatifs d'électricité* » et ajoutait que « *les perspectives d'évolution tarifaire précisées à l'article 6 du projet d'arrêté, outre qu'elles contribuent à donner une meilleure visibilité aux acteurs de marché de l'énergie et aux consommateurs, témoignent de la volonté des pouvoirs publics d'aller vers une meilleure couverture des coûts.* »

Pour calculer la sous-couverture effective au titre de l'année 2013, la CRE a analysé la couverture des coûts de fourniture (coûts de production et coûts commerciaux) constatés et afférents à la vente aux tarifs réglementés de vente, par les recettes issues de ces tarifs, nets du TURPE, tels qu'en vigueur au 1<sup>er</sup> août 2013, en tenant compte des volumes de vente effectivement réalisés au titre de 2013.

Les coûts de fourniture à couvrir sont les coûts de production et les coûts commerciaux constatés en 2013, respectivement détaillés dans les chapitres 1 et 2 de la section I.

Les coûts de production sont de 2 % inférieurs aux coûts de production prévisionnels tels qu'ils avaient pu être estimés par la CRE dans son avis du 26 juillet 2013 pour analyser les tarifs réglementés de vente envisagés à l'été 2013.

En parallèle, les volumes affectés à la vente aux tarifs réglementés ont significativement augmenté (+ 3 pts) en raison de la plus forte consommation hivernale des clients thermosensibles avec pour conséquence d'augmenter sensiblement la part des coûts qui leur sont affectés.

Les coûts commerciaux sont, quant eux, significativement inférieurs (- 7,9 %) au prévisionnel 2013 d'EDF, retenu par la CRE dans son avis du 26 juillet 2013, principalement en raison de l'application d'une décision du CORDIS, qui prévoit que la part « réseau » des irrécouvrables n'est désormais plus à la charge du fournisseur.

Les tarifs fixés au 1<sup>er</sup> août 2013 ne permettent pas de couvrir les coûts constatés supportés par EDF sur l'année 2013. L'écart entre ces coûts et les recettes issues des tarifs fixés au 1<sup>er</sup> août 2013 et appliqués aux volumes de vente réalisés en 2013 s'élève à 627 M€.

Le Tableau 6 explicite en première colonne cet écart, rapporté aux tarifs réglementés de vente en vigueur au 1<sup>er</sup> août 2013. Il présente, en deuxième colonne, les évolutions complémentaires à prévoir pour rattraper cet écart, par rapport au niveau du tarif en vigueur en 2014 avant mouvement, et dans l'hypothèse où cet écart serait rattrapé en un an à compter du prochain mouvement tarifaire. Ces évolutions complémentaires s'ajouteraient à celles présentées dans le Tableau 4.

	2013	2014
Bleu résidentiel	+ 3,8 %	+ 4,0 %
Bleu non résidentiel	- 1,0 %	- 1,0 %
Bleu total	+ 2,8 %	+ 2,9 %
Jaune	- 0,3 %	- 0,3 %
Vert	+ 2,3 %	+ 2,4 %
<b>Total TRV</b>	<b>+ 2,3 %</b>	<b>+ 2,4 %</b>

Tableau 6 : Écart fondé sur les volumes de vente réalisés en 2013 et rapporté aux niveaux des tarifs fixés au 1<sup>er</sup> août 2013, entre les recettes et les coûts constatés sur 2013 pour la vente d'électricité aux tarifs, et évolutions tarifaires complémentaires à prévoir en cas de rattrapage en masse intégral lors du prochain mouvement tarifaire en 2014.

La CRE considère que le rattrapage objet du présent paragraphe doit être pris en compte dans les prochaines évolutions tarifaires, indépendamment du changement de méthode tarifaire.

### 3. Les coûts constatés d'EDF en 2012 n'ont pas été couverts par les tarifs, occasionnant un retard en masse de 509 M€

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.

Dans sa décision du 11 avril 2014, le Conseil d'État, eu égard à l'insuffisante couverture des coûts d'EDF par les tarifs, a annulé les tarifs réglementés de vente bleus et jaunes de l'arrêté du 20 juillet 2012 et enjoint le gouvernement de prendre un nouvel arrêté.

Le gouvernement a dès lors arrêté le 28 juillet 2014 une hausse supplémentaire rétroactive de 5 %, par rapport au mouvement déjà réalisé le 23 juillet 2012, sur les tarifs réglementés de vente bleus. L'arrêté ne prévoit pas de hausse supplémentaire pour les tarifs réglementés de vente jaunes.

Conformément aux principes énoncés par le Conseil d'État dans sa décision du 11 avril 2014, la CRE a indiqué dans son avis du 17 juillet 2014, qu'elle considère « que le niveau des tarifs réglementés de vente fixés rétroactivement du 23 juillet 2012 au 31 juillet 2013 doit satisfaire aux conditions suivantes :

- *couvrir les coûts comptables d'EDF prévisionnels sur l'année 2012 tels qu'ils pouvaient être évalués au 19 juillet 2012 ;*
- *effectuer le rattrapage en masse si un écart significatif entre coûts et tarifs est constaté au moins au titre de la période tarifaire antérieure ;*
- *assurer la convergence progressive vers la construction tarifaire par empilement<sup>40</sup>. »*

La CRE a émis un avis favorable le 17 juillet 2014 sur ce nouvel arrêté en tant qu'il vérifiait les trois conditions évoqués ci-dessus, le rattrapage en masse étant calculé sur plusieurs périodes tarifaires antérieures où des écarts significatifs avaient été constatés. Elle s'est appuyée, comme le prescrivait la décision du Conseil d'Etat du 11 avril 2014, sur les données de coûts comptables d'EDF « *tels qu'ils pouvaient être évalués au 19 juillet 2012* ». Il s'agissait donc de prévisions d'évolution des coûts comptables d'EDF sur l'année 2012, et non des chiffres constatés. Le Conseil d'Etat se prononce en effet en fonction des données disponibles à la date de la décision attaquée.

Il s'avère que les coûts comptables constatés *a posteriori* au titre de l'année 2012 et les évolutions de portefeuille réalisées induisent des sous-couvertures et sur-couvertures des coûts comptables par les tarifs réglementés de vente qui doivent induire un rattrapage en masse sur les exercices tarifaires futurs. Pour calculer les niveaux de couverture au titre de l'année 2012, la CRE a analysé la couverture des coûts de fourniture (coûts de production et coûts commerciaux), constatés en 2012, afférents à la vente aux tarifs réglementés de vente, par les recettes issues des tarifs réglementés de vente, nets du TURPE, tels que fixés par l'arrêté rétroactif, en tenant compte des volumes de vente effectivement réalisés sur 2012.

Les coûts de production constatés en 2012 sont inférieurs de 2,5 % aux coûts de production prévisionnels sur l'année 2012 tels qu'ils avaient pu être estimés par la CRE dans son avis du 20 juillet 2012 pour analyser les tarifs réglementés de vente envisagés à l'été 2012. En parallèle, la part des volumes affectés à la vente aux tarifs réglementés de vente augmente (+ 1pt) ce qui a pour incidence d'augmenter sensiblement la part des coûts d'EDF affectés aux tarifs réglementés de vente.

Les coûts commerciaux sont, quant eux, significativement supérieurs aux coûts qui avaient été retenus par la CRE. Cet écart provient du fait que, comme expliqué dans le Rapport 2013, la CRE appliquait dans ses analyses tarifaires antérieures à 2013 une évolution des coûts commerciaux à l'inflation faute de justification suffisante de la part d'EDF.

Les tarifs fixés dans l'arrêté du 28 juillet 2014, fixant rétroactivement les tarifs réglementés de vente pour la période du 23 juillet 2012 au 1<sup>er</sup> août 2013, ne permettent pas de couvrir les coûts constatés et réellement supportés par EDF en 2012. De surcroît, comme énoncé par la CRE dans son avis du 17 juillet 2014, une part des recettes liées à la hausse rétroactive a vocation à couvrir les rattrapages en masse des années précédentes dont l'écart de couverture était significatif<sup>41</sup>. Ces recettes n'ont de fait pas été considérées dans l'analyse de couverture des coûts par les tarifs pour l'année 2012.

<sup>40</sup> 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 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. Un tarif ainsi élaboré est par construction contestable par les fournisseurs alternatifs. En effet, ces derniers doivent être en mesure de proposer des offres de marché compétitives avec les tarifs réglementés de vente.

<sup>41</sup> La hausse de 5% rétroactive se décomposait en 1,3% au titre du rattrapage en masse des années précédentes et 3,7% au titre de la couverture des coûts 2012 prévisionnels.

Dès lors, l'écart entre les coûts de fourniture constatés en 2012 et les recettes issues des tarifs fixés au 28 juillet 2014 et appliquées aux volumes de vente réalisés en 2012 s'élève à 509 M€.

Le Tableau 7 explicite en première colonne cet écart, rapporté aux tarifs réglementés de vente en vigueur au 28 juillet 2014. Il présente, en deuxième colonne, les évolutions complémentaires à prévoir pour rattraper cet écart, par rapport au niveau du tarif en vigueur en 2014 avant mouvement, et dans l'hypothèse où cet écart serait rattrapé en un an à compter du prochain mouvement tarifaire. Ces évolutions complémentaires s'ajouteraient à celles présentées dans le Tableau 4.

	2012	2014
<b>Bleu résidentiel</b>	+ 3,7 %	+ 3,6 %
<b>Bleu non résidentiel</b>	- 2,8 %	- 2,8 %
<b>Bleu total</b>	+ 2,4 %	+ 2,3 %
<b>Jaune</b>	+ 2,3 %	+ 2,1 %
<b>Vert</b>	+ 0,2 %	+ 0,2 %
<b>Total TRV</b>	+ 1,9 %	+ 1,9 %

Tableau 7 : Écart fondé sur les volumes de vente réalisés en 2012 et rapporté aux niveaux des tarifs fixés dans l'arrêté rétroactif du 28 juillet 2014, entre les recettes et les coûts constatés sur 2012 pour la vente d'électricité aux tarifs, et évolutions tarifaires complémentaires à prévoir en cas de rattrapage en masse intégral lors du prochain mouvement tarifaire en 2014.

À l'instar du rattrapage évoqué dans le paragraphe précédent, la CRE considère que le rattrapage objet du présent paragraphe doit être pris en compte dans les prochaines évolutions tarifaires, indépendamment du changement de méthode.

## 4. Synthèse de l'analyse de la couverture des coûts d'EDF par les tarifs

Les figures ci-après présentent (i) les évolutions tarifaires à réaliser pour couvrir les coûts prévisionnels des exercices tarifaires 2014, 2015 et 2016, (ii) les écarts entre les recettes et les coûts constatés sur 2012 et 2013 et (iii) les effets des rattrapages en masse sur les tarifs 2014, si ceux-ci sont intégralement réalisés en une fois. Pour une année donnée, les évolutions, présentées en pourcentage, s'additionnent.

L'évolution induite par les rattrapages en masse est évidemment différente, en pourcentage, des écarts constatés sur les années considérées en raison des évolutions du portefeuille de clients entre 2012, 2013 et 2014 et du niveau de référence différent des tarifs « avant mouvement » sur ces trois années.

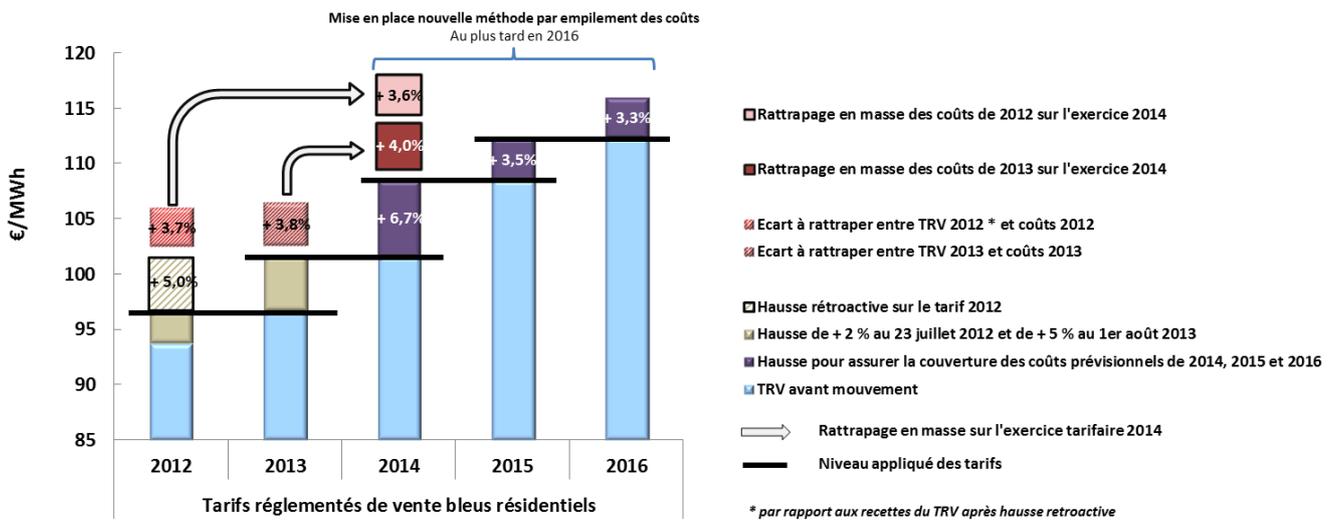


Figure 27 : Couverture prévisionnelle des coûts par les tarifs bleus résidentiels sur les années 2014, 2015 et 2016 et rattrapages en masse induits sur l'année 2014 par les niveaux de sous-couverture effectifs des années 2012 et 2013

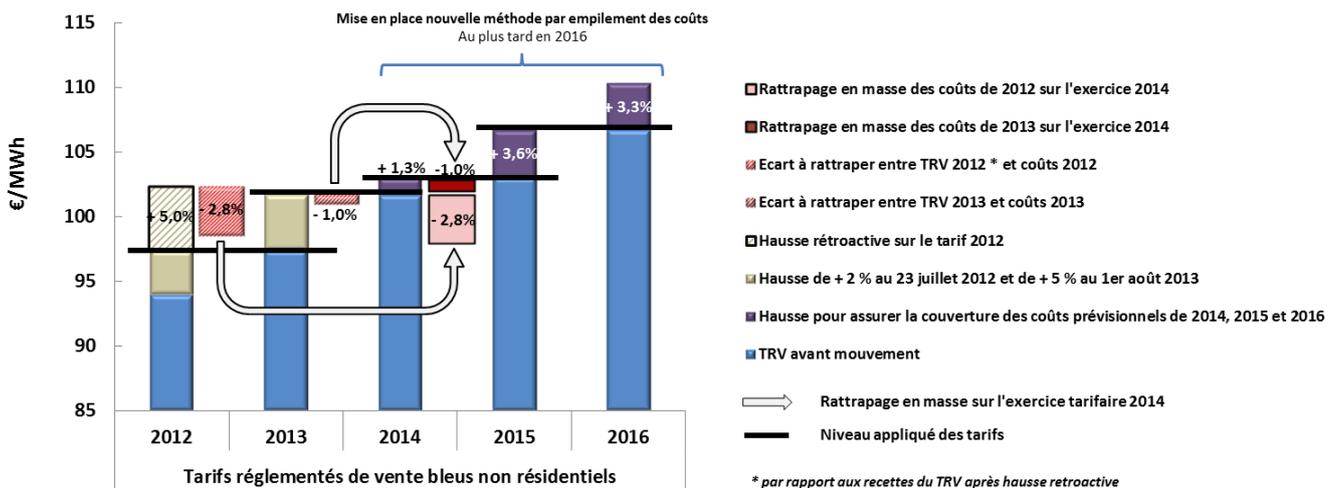


Figure 28 : Couverture prévisionnelle des coûts par les tarifs bleus non résidentiels sur les années 2014, 2015 et 2016 et rattrapages en masse induits sur l'année 2014 par les niveaux de sous-couverture effectifs des années 2012 et 2013

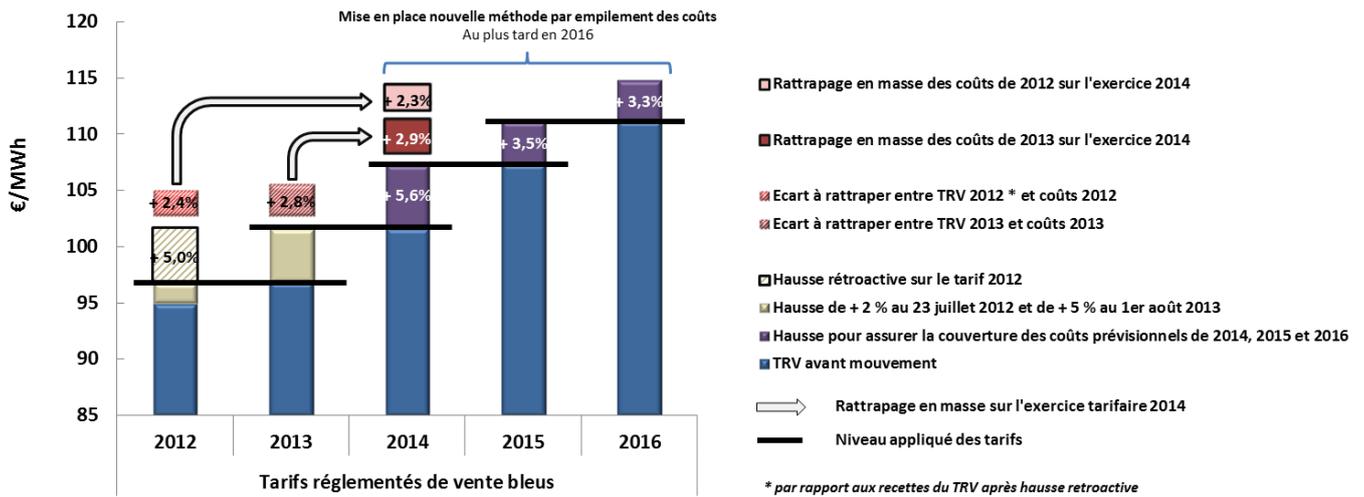


Figure 29 : Couverture prévisionnelle des coûts par les tarifs bleus sur les années 2014, 2015 et 2016 et rattrapages en masse induits sur l'année 2014 par les niveaux de sous-couverture effectifs des années 2012 et 2013

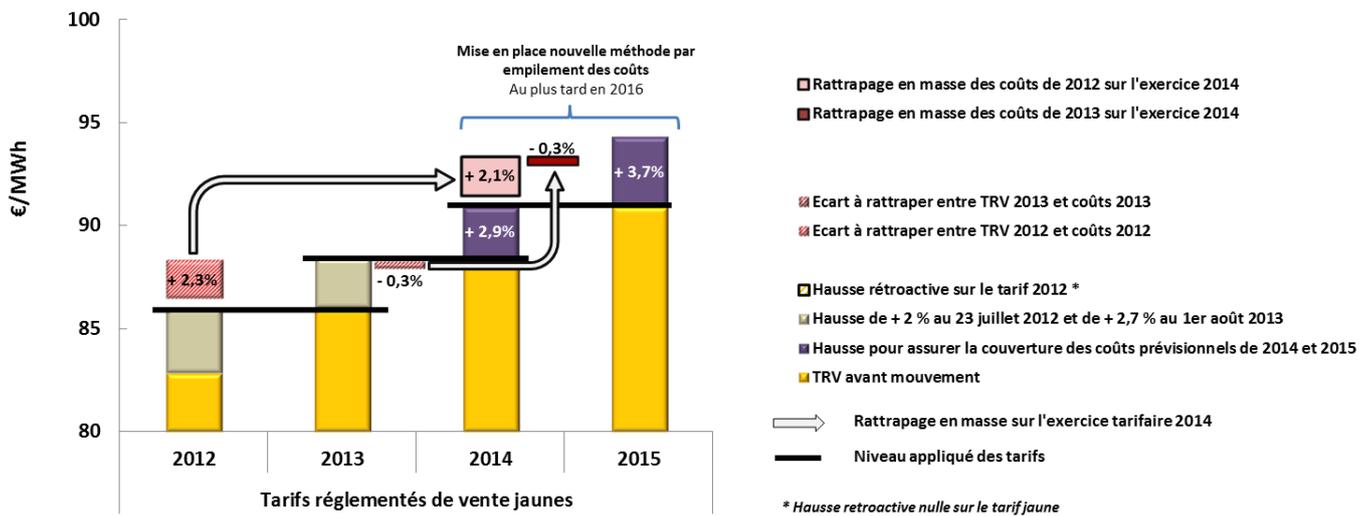


Figure 30 : Couverture prévisionnelle des coûts par les tarifs jaunes sur les années 2014 et 2015 et rattrapages en masse induits sur l'année 2014 par les niveaux de sous-couverture effectifs des années 2012 et 2013

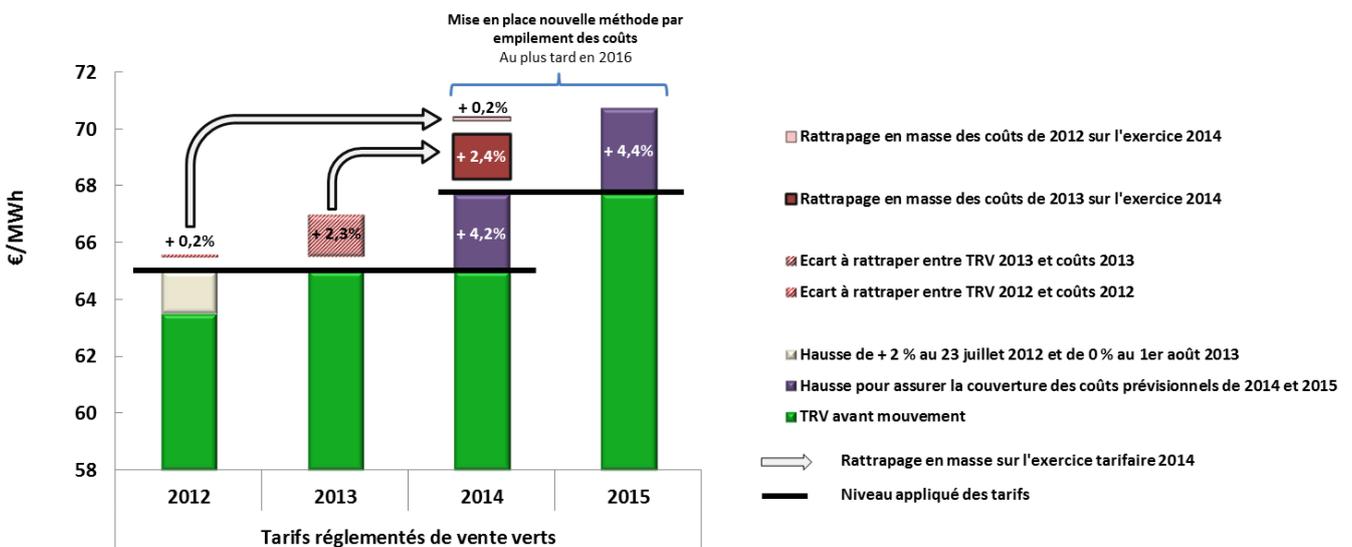


Figure 31 : Couverture prévisionnelle des coûts par les tarifs verts sur les années 2014 et 2015 et rattrapages en masse induits sur l'année 2014 par les niveaux de sous-couverture effectifs des années 2012 et 2013

## Chapitre 2 : La tarification par empilement des coûts

Ce chapitre a pour objet :

- De décrire les principes méthodologiques de la tarification par empilement des coûts (partie 1) ;
- D'en évaluer les conséquences en termes d'évolutions tarifaires sur les cinq prochaines années (partie 2) ;
- D'en évaluer les impacts sur la trajectoire financière d'EDF à l'échéance du dispositif ARENH en 2025 (partie 3) ;

Enfin, la partie 4 examine les sous-jacents technico-économiques de la tarification par empilement et apporte quelques éléments d'analyse comparative avec la tarification comptable.

### 1. Les principes méthodologiques de la construction tarifaire par empilement des coûts

La loi NOME permet à tout fournisseur de clients finals sur le territoire français métropolitain d'avoir accès à de l'électricité nucléaire historique d'EDF dans les conditions prévues par le décret n°2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès à l'électricité nucléaire historique. Ce faisant, elle met en place un mode d'approvisionnement (ou « sourcing ») des fournisseurs pour les clients de leur portefeuille, fondé sur un volume d'ARENH, qu'ils peuvent compléter par des achats d'électricité sur le marché ou, le cas échéant, de la production en propre.

Dans un objectif de résorption du ciseau tarifaire, les tarifs réglementés de vente doivent évoluer de la construction actuelle à une construction dite « par empilement », qui reflète les coûts supportés par un fournisseur alternatif type pour fournir les clients de son portefeuille, à savoir :

- Le coût d'acheminement, lié à l'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité, calculé en application de modalités identiques à celles décrites au chapitre 3 de la section I du présent rapport.
- Le coût d'approvisionnement en énergie, objet du paragraphe 1.1, lequel se décompose en :
  - un coût d'approvisionnement de la part relevant de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique ;
  - un coût d'approvisionnement du complément de fourniture, relevant des achats sur les marchés de gros de l'électricité ;
- Le coût d'approvisionnement en capacité, objet du paragraphe 1.2, établi à partir des références de prix qui seront fournies par le mécanisme d'obligation de capacité prévu aux articles L335-1 et suivants du code de l'énergie ;
- Le coût de commercialisation, qui inclut une rémunération normale, objet du paragraphe 1.3.

Cette première partie a pour objet de caractériser chacune des briques de cet empilement et de proposer les méthodologies pertinentes pour les évaluer.

## 1.1 Méthodologie d'évaluation du coût d'approvisionnement en énergie

Pour évaluer le coût d'approvisionnement en énergie d'un portefeuille de clients, la CRE a développé un modèle de calcul (qui sera désigné, dans toute la suite du document, par « modèle ») qui prend en compte un approvisionnement d'un certain volume du portefeuille aux conditions et modalités de l'ARENH, et un complément d'approvisionnement sur les marchés de gros de l'électricité.

Celui-ci prend notamment en compte une politique de gestion des risques et des aléas qui se veut représentative de la situation d'un fournisseur nouvel entrant, qui s'approvisionnerait, pour le complément de fourniture, sur les marchés de l'électricité à l'exclusion de tout autre moyen – centrales de production détenues en propre, contrats spécifiques, de participation, etc.

Ce modèle a été utilisé par la CRE depuis 2011, notamment pour :

- Donner son avis<sup>42</sup> sur le prix de l'ARENH fixé en cohérence avec le TaRTAM ;
- Établir les niveaux de contestabilité des tarifs réglementés de vente, publiés dans les avis portant sur les évolutions des tarifs réglementés de vente et dans les éditions 2013 et 2014 des rapports sur le fonctionnement des marchés de détail de l'électricité et du gaz.

Dans le souci de s'assurer de sa pertinence et de sa robustesse, il avait fait l'objet, lors de sa conception, d'une phase d'analyse contradictoire avec les principaux fournisseurs actifs sur le marché de l'électricité ; les résultats obtenus en application de ce modèle s'étaient révélés très proches de ceux réellement utilisés par les fournisseurs pour construire leurs offres commerciales.

Les paragraphes suivants s'attachent à préciser les principes théoriques de la méthodologie, à présenter les données et paramètres d'entrée du modèle et à en présenter les limites. Les fondements mathématiques de la modélisation utilisée par la CRE sont présentés en annexe du présent rapport.

### 1.1.1 Modélisation des différentes composantes de la part énergie

#### Les courbes de charge

Le modèle permet d'estimer le coût d'approvisionnement d'un client ou d'un portefeuille de clients à partir des courbes de charges qui leur sont associées. Il différencie deux catégories de consommateurs – selon qu'ils sont profilés ou télérelevés – dès lors que leur mode de traitement diffère par nature.

Les courbes de charge des clients profilés sont reconstituées à partir des profils nationaux de consommation définis par ERDF<sup>43</sup>, recalés sur le calendrier de l'année sur laquelle porte la simulation, en appliquant la méthodologie décrite dans les règles « *relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'équilibre* »<sup>44</sup>. Ces courbes de charges sont dépendantes de la température via les gradients déterminés par ERDF ; elles intègrent, par conséquent, le risque pesant sur la consommation dû à la thermosensibilité.

---

<sup>42</sup> Délibération de la CRE du 5 mai 2011 portant avis sur le prix de l'ARENH au 1<sup>er</sup> juillet 2011

<sup>43</sup> [http://www.erdf.fr/ERDF\\_Fournisseurs\\_Electricite\\_Responsables\\_Equilibre\\_Profils](http://www.erdf.fr/ERDF_Fournisseurs_Electricite_Responsables_Equilibre_Profils)

<sup>44</sup> [http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients\\_producteurs/services\\_clients/regle\\_pop.jsp](http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/services_clients/regle_pop.jsp)

Les courbes de charge des clients télérelevés sont traitées comme des données d'entrée du modèle et, à ce titre, ne se voient appliquer aucune correction subséquente. Les consommateurs télérelevés sont considérés, par hypothèse, comme ne faisant peser aucun risque dû à la thermosensibilité<sup>45</sup>.

Hormis l'impact de la thermosensibilité pour les clients profilés, aucun aléa de consommation n'est pris en compte. Les risques liés à des écarts de la consommation réalisée par rapport aux prévisions de consommation sur lesquelles est fondée l'évaluation du coût d'approvisionnement étant dépendants des consommateurs considérés, ils ne peuvent être déterminés de façon générique, notamment sans base statistique suffisante. Ils ne sont dès lors pas intégrés dans l'évaluation effectuée par le modèle.

Enfin, les variations infra-annuelles d'une courbe de charge occasionnées par des évolutions du portefeuille associé ne sont pas prises en compte dans le modèle, pour deux raisons :

- la méthodologie retenue dans le mode d'évaluation du coût d'approvisionnement tend à placer le fournisseur à une échéance plutôt rapprochée de l'année de livraison considérée. Par conséquent, à cet horizon, l'incertitude pesant sur la taille prévisionnelle du portefeuille est réduite et induit donc un risque associé que l'on peut négliger.
- au surplus, les variations infra-annuelles de la taille du portefeuille sont le fait de facteurs exogènes<sup>46</sup> ou des stratégies commerciales de chaque fournisseur sur lesquels la CRE ne dispose pas d'informations permettant d'établir une statistique suffisante sur la base de laquelle pourrait être défini un risque générique.

### La part ARENH

La quantité d'ARENH associée à un consommateur ou un portefeuille de consommateurs et la forme du produit correspondant sont calculées à partir de la courbe de charge à température normale<sup>47</sup> de cet ensemble de consommateurs, selon les modalités du décret n°2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique.

Plus précisément, le droit ARENH théorique qu'un consommateur peut apporter à son fournisseur est calculé comme le produit de sa puissance moyenne consommée pendant les heures creuses ARENH sur une année donnée et d'un coefficient de bouclage<sup>48</sup>.

Cet approvisionnement à l'ARENH est facturé au prix de l'ARENH pour l'année considérée.

La prise en compte du volume d'ARENH en fonction de la courbe de charge à température normale reflète bien un « pricing » *ex ante* de la courbe de charge du client sur la base de sa consommation prévisionnelle moyenne, au prix de l'ARENH pour l'année à venir.

---

<sup>45</sup> A cet égard, RTE a publié le résultat de ses analyses s'agissant de la sensibilité de ces clients à la température, dans le cadre de son rapport d'accompagnement des règles organisant le mécanisme d'obligation de capacité, en page 115. RTE a considéré en particulier que les clients raccordés au réseau de transport n'étaient pas thermosensibles. D'autre part, il a estimé que le gradient de thermosensibilité pour les clients raccordés au réseau de distribution était de l'ordre de 75 MW/°C à comparer avec le gradient moyen pour les profilés, de l'ordre de 1570 MW/°C.

<sup>46</sup> Les facteurs exogènes sont notamment ceux liés à la conjoncture économique (fermetures d'usine par exemple) ou à l'arrivée d'un nouvel entrant sur le marché, susceptible de venir réduire les parts de marché des autres fournisseurs, etc.

<sup>47</sup> Les chroniques de températures normales sont publiées sur le site internet d'ERDF.

<sup>48</sup> Les heures creuses ARENH et le coefficient de bouclage associé sont définis par l'arrêté du 17 mai 2011 relatif au calcul des droits à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique.

Les variations du volume d'ARENH auquel le client aurait effectivement droit au titre de sa consommation constatée, et le complément de prix correspondant, ne sont pas intégrées dans le coût de l'approvisionnement à l'ARENH de la courbe de charge. Pour les consommateurs profilés, cette variation correspondrait à la différence entre l'application de la méthode de calcul du volume d'ARENH sur une courbe de charge à température normale, d'une part, et sur la courbe de charge à température réalisée, d'autre part.

Etant donnée la répartition dans l'année des heures creuses permettant le calcul du droit ARENH<sup>49</sup>, cette variation serait très limitée pour les consommateurs profilés car la correction de la thermosensibilité n'apparaît que sur les heures froides de la période hivernale<sup>50</sup> qui, pour la grande majorité, ne donnent pas droit à l'ARENH.

### Le complément marché

Le complément de la courbe de charge restant à approvisionner après déduction du volume ARENH est acheté sur le marché de gros de l'électricité. Le modèle simule le comportement d'un fournisseur qui disposerait de deux options d'approvisionnement pour ces volumes : se couvrir par l'achat de contrats sur le marché à terme, ou bien s'approvisionner sur le marché spot, ces deux options pouvant être panachées.

Pour des raisons essentiellement techniques liées à la limitation des temps de calcul, le modèle n'intègre que deux types de contrats à terme : les produits calendaires Base et Pointe<sup>51</sup>. Toutefois, compte tenu (i) du principe de fonctionnement de l'ARENH fondé sur des échéances calendaires, (ii) des faibles volumes à approvisionner sur le marché au regard de la courbe de charge totale d'un client et (iii) de la faible liquidité des produits à terme à échéance trimestrielle ou mensuelle, la CRE estime que cette approximation est acceptable. Elle a d'ailleurs été confirmée à l'issue de la phase d'analyse contradictoire réalisée avec les fournisseurs.

Le prix des produits calendaires constitue une donnée d'entrée du modèle ; c'est naturellement la plus structurante dans le coût d'approvisionnement du complément de fourniture ; elle fait l'objet du paragraphe 2.1.5 du présent chapitre.

Le prix de ces produits calendaires peut s'écarter de la moyenne du prix spot qui se réalisera effectivement sur l'année considérée, d'un premium dont il est tenu compte dans le modèle par un paramètre dit de « *drift* »<sup>52</sup>, qui constitue aussi une donnée d'entrée du modèle. Cet écart oblige le fournisseur à arbitrer entre les approvisionnements sur les marchés à terme et sur le marché spot.

Pour l'approvisionnement sur le marché spot, le modèle intègre un module de calcul stochastique qui simule des chroniques de prix de marché spot corrélées aux scénarios climatiques utilisés pour la détermination des courbes de charge. Ce module de calcul, qui est une composante structurante du modèle, fait l'objet d'une présentation exhaustive en annexe du rapport.

---

<sup>49</sup> Ces heures sont comprises dans la période allant de mars à novembre pour les années 2013 et 2014, puis dans celle allant d'avril à octobre à partir de 2015.

<sup>50</sup> Période de novembre à mars.

<sup>51</sup> La livraison de ces produits porte sur des années calendaires. Alors que le produit « Base » est un ruban plat, le produit pointe ne couvre que les heures de pointe du marché.

<sup>52</sup> En d'autres termes, ce paramètre représente le coût de l'assurance d'être livré pour une année à un prix fixé *ex ante* plutôt que de s'exposer aux risques du marché spot.

Pour une courbe de charge donnée, l'approvisionnement au spot s'effectue à un pas horaire, le volume acheté à chaque heure étant valorisé au prix de cette heure déterminé à partir du module de calcul.

Le complément marché est donc composé d'un mix d'achats de produits à terme calendaires, à un prix fixé, et de fourniture de la dentelle au spot, incluant la revente des excès de couverture éventuels. Le dosage entre ces deux modes d'approvisionnement nécessite un arbitrage (ou « *stratégie de hedging* »), l'optimum économique dépendant à la fois des paramètres de prix de marché pris comme hypothèse et de la politique de risque du fournisseur, qui fait l'objet du paragraphe suivant.

Au coût du complément marché s'ajoutent, par ailleurs, les différents frais annexes associés à ce mode d'approvisionnement : frais d'accès aux marchés (EEX ou EPEXSPOT), frais des courtiers, taxe organique, droit de soutirage RTE... Ces frais complémentaires sont définis et quantifiés au paragraphe 2.1.4.

### 1.1.2 Modélisation des aléas et gestion du risque

En univers incertain, le coût d'approvisionnement d'une courbe de charge est affecté par la réalisation de divers aléas qui exposent les fournisseurs à un facteur de risque. La méthodologie développée dans le modèle intègre donc une politique de gestion du risque qui optimise le coût d'approvisionnement sous contrainte de minimisation du risque, et permet la prise en compte de « *majorants* » représentatifs des différents risques considérés.

#### Risques non modélisés ou non pris en compte

Les risques qui ne sont pas quantifiables, ou dont la caractérisation est incertaine, ne sont pas pris en compte dans le modèle. C'est le cas des risques de consommation autres que ceux liés à la thermosensibilité de la courbe de charge, et des risques de variation de portefeuille, pour les motifs exposés précédemment.

Le risque associé aux reventes aux écarts des variations intra-journalières de consommation<sup>53</sup> ne fait pas l'objet d'une modélisation spécifique, mais il en est tenu compte de manière déterministe, comme donnée d'entrée dans le modèle, par l'introduction en donnée d'entrée d'un « *majorant* » aux frais de responsable d'équilibre (cf. paragraphe 2.1.4). Sa valeur dépend de la catégorie de client (industriels, résidentiels, etc.).

#### Risques modélisés

Le risque climatique est modélisé par les variations horaires de la température ou, plus précisément, de la différence entre la température réelle et la température normale, laquelle influence le coût d'approvisionnement d'une courbe de charge à double titre :

- dans le cas d'un portefeuille de consommateurs thermosensibles, les variations de température déforment directement la courbe de charge, modifiant le volume d'énergie à approvisionner sur le marché et le facteur de forme<sup>54</sup>.

---

<sup>53</sup> Les écarts de consommation par rapport à la consommation prévisionnelle en J-1 sont valorisés par le fournisseur au prix du règlement des écarts.

<sup>54</sup> Le facteur de forme représente le surcoût résultant de l'approvisionnement d'une courbe de charge par rapport à celui d'un ruban de puissance constante toute l'année, et de même volume de consommation.

- le module de calcul stochastique du prix de marché spot étant corrélé à la température, les variations de celle-ci influencent le coût de l'énergie achetée sur le marché spot, que les clients soient ou non thermosensibles.

Le risque associé à la volatilité du prix de marché est internalisé dans le module de calcul de prix spot. Celui-ci intègre des évolutions stochastiques autour des moyennes saisonnières, ainsi que de possibles pics de prix, qui exposent la part d'approvisionnement au spot à un risque prix.

#### Méthodologie de prise en compte des aléas

En l'absence de données statistiques suffisantes par catégorie de clients pour calculer des « *majorants* » génériques, la modélisation des facteurs de risque évoqués dans le paragraphe précédent dans le calcul des coûts d'approvisionnement nécessite de recourir à une approche probabiliste du facteur risque.

À cet effet, le modèle calcule le coût d'approvisionnement d'une courbe de charge via une simulation de Monte-Carlo. Plusieurs centaines de scénarios de température sont générés par le module de simulation stochastique, ainsi que les scénarios de prix spot associés.

Pour chaque scénario, le coût d'approvisionnement de la courbe de charge est calculé pour la stratégie de couverture considérée. Les données de dispersion des résultats sur l'ensemble des scénarios permettent d'identifier la stratégie de couverture optimale pour la politique de gestion du risque choisie, et l'espérance du coût de fourniture pour cette stratégie est alors le coût d'approvisionnement de la courbe de charge recherché.

#### Politique de gestion du risque

En raison de la volatilité du prix de marché spot, et de la thermosensibilité éventuelle de la courbe de charge utilisée, tout approvisionnement incluant une part marché doit intégrer une stratégie de gestion du risque.

Le modèle simule le comportement d'un fournisseur qui disposerait de deux options d'approvisionnement : le recours à des produits à terme calendaires, ou un approvisionnement au spot. Le recours au marché spot est potentiellement moins cher en moyenne que celui au marché à terme, ce surcoût étant reflété dans le « *drift* ». Il expose en revanche pleinement le fournisseur à la volatilité des prix de marché, avec de forts surcoûts potentiels en raison des pics de prix. Les produits à terme permettent au fournisseur de couvrir ce risque en achetant une part des volumes à un prix fixé et connu à l'avance, mais potentiellement plus cher.

La couverture du risque de volatilité des prix de marché par l'achat de produits à terme induit donc potentiellement un surcoût en espérance dû au premium éventuel associé aux contrats à terme, qui doit être pris en compte dans le coût final d'approvisionnement.

La détermination de l'arbitrage optimal entre le volume à acheter au spot et celui à couvrir sur le marché à terme dépend de la stratégie de gestion du risque choisie par le fournisseur. Deux stratégies de couverture ont été développées dans le modèle, selon qu'on cherche à minimiser l'écart-type du coût d'approvisionnement, ou à minimiser l'espérance de volume global à acheter et revendre sur le marché spot. Dans chacun de ces cas, la politique de gestion du risque permet d'identifier la proportion du complément marché à couvrir sur les marchés à terme, le reste étant ajusté sur le marché spot.

Une approche alternative pour modéliser la gestion des risques pourrait éventuellement consister à ajouter au coût d'approvisionnement un ou plusieurs « majorants » déterminés à partir du choix de quantiles déterminés selon l'aversion au risque du fournisseur. Ces quantiles seraient alors traités comme des données d'entrée du modèle. Les bénéfices d'un recours à cette approche préférentiellement à celle développée actuellement dans le modèle restent à expertiser.

### 1.1.3 Synthèse

Les différentes étapes de fonctionnement du modèle sont les suivantes :

- 1) Le module de calcul stochastique génère les scénarios de température, puis les scénarios de prix de marché spot associés.
- 2) Les courbes de charge du portefeuille étudié sont calculées par le module d'agrégation et de calage des profils. Dans le cas des portefeuilles profilés et donc thermosensibles, une courbe de charge par scénario est générée, ainsi que la courbe de charge à température normale ; dans le cas des télérelevés, la courbe est considérée comme non thermosensible.
- 3) La quantité d'ARENH associée au portefeuille étudié est calculée à partir de la courbe de charge à température normale, selon les modalités du dispositif ARENH. Le coût de l'approvisionnement ARENH est calculé comme le produit du volume d'ARENH par le prix de l'ARENH. À ce prix est ajouté le coût du règlement des écarts, afin d'obtenir la composante du coût d'approvisionnement indépendante de la stratégie de couverture.
- 4) Le modèle calcule ensuite le coût de l'approvisionnement du complément marché. Pour cela, il doit identifier les taux de couverture optimaux sur les marchés, en fonction de la stratégie de risque choisie. A cet effet, il balaie un échantillon large de taux de couverture pour chacun des produits Base et Pointe, et réalise pour chaque configuration une simulation de Monte Carlo pour calculer le coût d'approvisionnement de la courbe de charge.
- 5) Le coût de l'approvisionnement sur le marché à terme est calculé comme le produit du volume d'énergie acheté sur le marché de gros par le prix du produit à terme associé, auquel sont ajoutés les frais annexes associés aux achats sur le marché à terme.
- 6) La courbe résiduelle, ou dentelle, est alors valorisée au spot. Le coût associé est obtenu comme la résultante de l'achat du complément d'énergie manquant ou de la revente de l'excès de couverture ou d'ARENH au spot à chaque pas horaire, à laquelle sont ajoutés les frais annexes associés aux achats sur le marché spot.
- 7) Pour un taux de couverture donné, l'espérance du coût d'approvisionnement du portefeuille est calculée.
- 8) Une fois le balayage de l'échantillon de taux de couverture terminé, le modèle isole le taux correspondant à la stratégie optimale pour la politique de gestion du risque choisie, et en déduit le coût d'approvisionnement, en espérance, de la courbe de charge, intégrant par conséquent les surcoûts associés à la gestion du risque.

L'ensemble de ces étapes sont résumées dans le schéma récapitulatif ci-dessous.

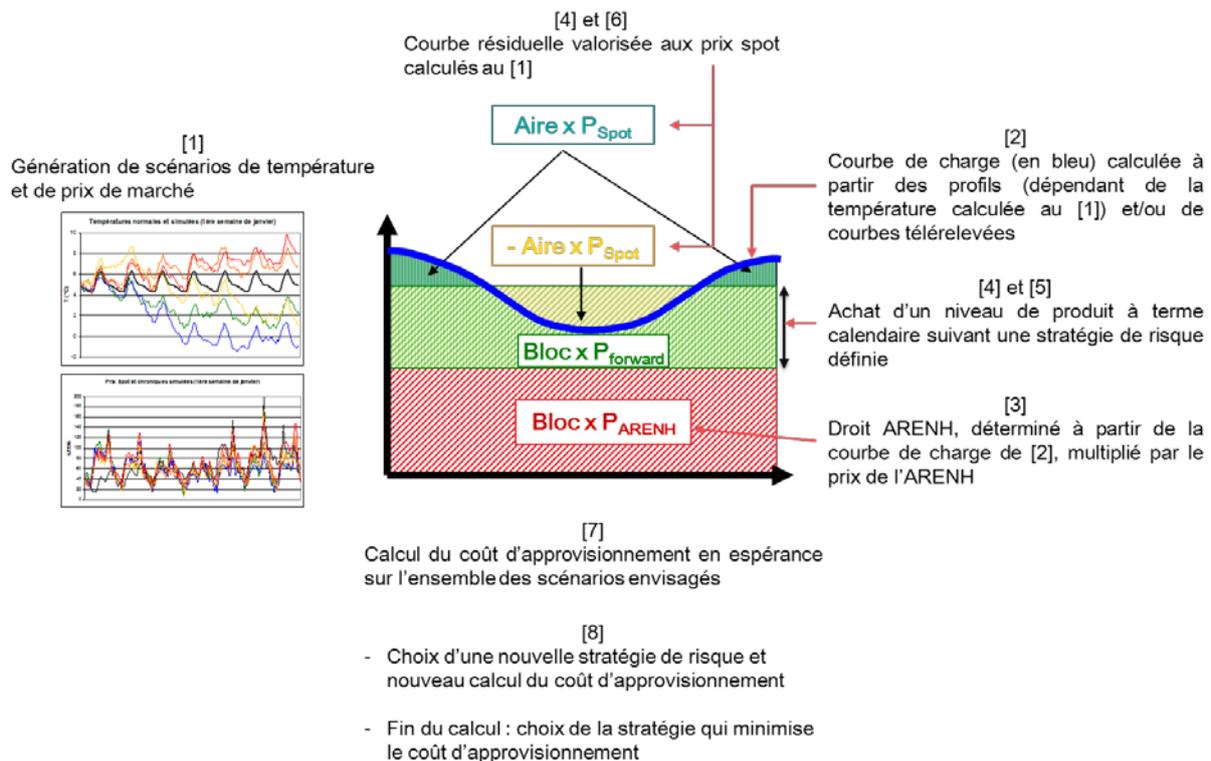


Figure 32 : Schéma récapitulatif du modèle

## 1.2 Coût d'approvisionnement en capacité

Le mécanisme d'obligation de capacité prévu par l'article L. 335-2 du code de l'énergie impose aux fournisseurs, à partir de 2017, de disposer chaque année de garanties de capacité de façon à couvrir la consommation de leur portefeuille de clients durant les heures de plus forte consommation nationale. Le coût de l'approvisionnement en garanties de capacité associé doit, par conséquent, conformément à la logique de l'empilement des coûts, être intégré à compter de cette date aux tarifs réglementés de vente.

L'obligation de capacité d'un fournisseur est calculée comme la moyenne, sur les heures dites PP1<sup>55</sup>, de la consommation constatée de son portefeuille de clients :

- recalée à une température extrême de référence reproduisant les conditions d'une vague de froid décennale,
- retraitée des effacements certifiés activés,
- et enfin multipliée par un coefficient de sécurité intégrant notamment la contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement nationale.

Pour satisfaire son obligation, un fournisseur doit disposer chaque année d'un nombre suffisant de certificats de capacité. Ceux-ci peuvent provenir de ses capacités propres de production ou d'effacement, existantes ou en projet, le complément étant approvisionné sur le marché des garanties de capacité.

Le coût de la brique « capacité » intégrée dans les tarifs de vente correspondra à la valorisation de l'obligation associée au profil de chaque option tarifaire, calculée selon la méthodologie décrite dans

<sup>55</sup> Les heures PP1 correspondent aux dix heures des plages horaires [7h00 ; 15h00[ et [18h00 ; 20h00[ des jours de pointe PP1, qui sont les jours réputés de plus forte consommation nationale, au nombre de 10 à 15, signalés en J-1 par RTE.

les règles du mécanisme de capacité et synthétisée ci-dessus, en fonction des prix de marché de la capacité. La répartition de ce coût global sur les différentes plages horosaisonniers dépendra de la structure du tarif associé.

### **1.3 Coûts commerciaux et rémunération normale**

#### ***1.3.1 Les coûts commerciaux des fournisseurs alternatifs diffèrent de ceux d'EDF et dépendent du segment de clients considéré***

L'article 3 du projet de décret transmis à la CRE pour avis précise que les coûts de commercialisation pris en compte pour déterminer le niveau des tarifs réglementés de vente de l'électricité par empilement « *correspondent aux coûts de commercialisation d'un fournisseur d'électricité, établis en tenant compte des coûts supportés par Électricité de France pour fournir les clients ayant souscrit aux tarifs réglementés de vente de l'électricité* ».

Si la connaissance des coûts commerciaux d'EDF est nécessaire dans une logique de couverture de ses coûts comptables par les tarifs réglementés (cf. section I, chapitre 2), il apparaît que l'objectif de contestabilité des tarifs, poursuivi par le code de l'énergie, qui se définit comme la capacité d'un fournisseur à proposer des offres compétitives par rapport aux tarifs compte tenu du niveau de ses propres coûts, impose de connaître les coûts commerciaux des fournisseurs alternatifs, afin de les prendre en compte dans l'élaboration des barèmes tarifaires.

En conséquence, en application de l'article L. 134-18 du code de l'énergie, la CRE a lancé une analyse des coûts commerciaux des fournisseurs d'électricité.

#### ***Périmètre de l'étude menée par la CRE et données analysées***

Le 15 juillet 2014, la CRE a adressé un courrier aux principaux fournisseurs en vue d'obtenir les données nécessaires à l'analyse susmentionnée. La CRE a demandé à trois fournisseurs historiques et cinq fournisseurs alternatifs leurs comptes sociaux relatifs aux exercices 2012 et 2013 ainsi que, pour les années 2012 à 2015, les éléments suivants :

- les coûts commerciaux unitaires imputés à l'activité de vente d'électricité aux clients finals, leurs évolutions prévisionnelles, ainsi que leur répartition par segment (bleu, jaune ou vert) et par type d'offre (offres de marché, tarifs réglementés ou tarif de première nécessité) ;
- les éléments permettant d'expliquer ou de justifier le niveau de ces coûts unitaires. Cela comprend notamment le détail et la justification des principes d'affectation des coûts commerciaux par segment et par type d'offre et les portefeuilles de clients réalisés et prévisionnel.

La diversité des méthodes comptables utilisées ne permet pas la comparaison directe des coûts commerciaux unitaires déclarés par les différents fournisseurs.

D'une part, les données reçues révèlent une disparité des périmètres d'analyse :

- Certains fournisseurs n'ont pas intégré les coûts relatifs au mécanisme des certificats d'économie d'énergie (CEE). Le cas échéant, la CRE les a valorisés au coût moyen pondéré observé sur le marché d'échanges des CEE.

- Certains fournisseurs n'ont pas intégré les coûts spécifiques au dispositif ARENH (cf. paragraphe 2.1.3 ci-après). La CRE ne les prenant pas en compte dans l'évaluation de la part énergie, elle a retenu un coût normatif de 0,5 €/MWh pour ces fournisseurs.
- La CRE a harmonisé le traitement des créances douteuses et irrécouvrables, en s'assurant notamment de la bonne application de la décision du CoRDIS du 17 décembre 2012 relative à sa décision du 22 octobre 2010, laquelle précise que la part « réseau » des irrécouvrables n'est plus à la charge du fournisseur (cf. section I, chapitre 2).

D'autre part, à périmètre donné, le nombre de postes de coûts, leurs intitulés et les agrégats dans lesquels ceux-ci sont regroupés varient d'un fournisseur à l'autre. Il n'est par conséquent pas possible d'identifier avec précision les postes de coûts à l'origine des écarts observés entre les fournisseurs.

Enfin, la principale difficulté rencontrée réside, pour certains fournisseurs, dans l'absence de dissociation comptable entre les différents segments de clientèle. Bien que le traitement commercial d'un client soit très différent selon sa couleur tarifaire, tous les fournisseurs n'identifient pas précisément les coûts commerciaux relatifs à l'un ou l'autre segment dans leur suivi comptable. En particulier, les coûts associés à la fourniture aux clients correspondant respectivement aux tarifs jaune et vert ne sont pas distingués dans la plupart des cas. La quantification des coûts commerciaux afférents à ces segments, en particulier celui du tarif jaune, nécessite des retraitements qui dépassent l'analyse purement comptable.

### *Les coûts commerciaux déclarés par les fournisseurs*

Les segments de clientèle présentant chacun des caractéristiques différentes en termes d'efforts de commercialisation et de volumes de vente, il est nécessaire de distinguer les coûts commerciaux selon qu'ils s'appliquent à un client résidentiel ou petit professionnel (correspondant à la couleur tarifaire bleue), petite entreprise (jaune), grande entreprise (verte).

Les coûts commerciaux unitaires sont sensibles à la consommation moyenne du segment de clients au sein du portefeuille du fournisseur considéré. Alors que certains fournisseurs ciblent uniquement les clients ayant un volume de consommation important, d'autres s'intéressent à des clients présentant des niveaux de consommations plus faibles, ou encore à des clients multi-sites afin de réduire le coût d'acquisition par site.

Pour le segment correspondant au tarif jaune, les données recueillies ne permettent pas de conclure sur le niveau des coûts commerciaux des fournisseurs autres qu'EDF, du fait d'un développement quasi-inexistant de la concurrence pour cette catégorie de clients. Elles permettent en revanche une évaluation de ces coûts pour les segments bleu et vert.

Les coûts commerciaux des fournisseurs alternatifs, définis en euros par mégawattheure, s'établissent à des niveaux variés et supérieurs à ceux de l'opérateur historique EDF pour ce qui est des tarifs bleus et inférieurs en ce qui concerne les tarifs verts.

### *Les particularités des fournisseurs alternatifs*

S'agissant de la clientèle dite « de masse », correspondant aux clients résidentiels et petits professionnels, deux facteurs peuvent expliquer les différences de coûts constatés entre EDF et la moyenne des autres fournisseurs : le poids des investissements, rapporté à la taille restreinte des portefeuilles clients, et les coûts d'acquisition.

## Les investissements nécessaires au développement d'une activité commerciale sur le marché de masse

Les investissements dans l'activité de commercialisation peuvent être de différentes natures, mais le poste principal correspond aux systèmes d'information mis en place pour gérer la relation commerciale avec une clientèle de masse, notamment le processus de facturation.

La présence historique d'EDF sur le marché de la fourniture d'électricité lui fait bénéficier d'un coût des investissements dans l'activité de commercialisation, rapporté aux MWh vendus, inférieur à celui des fournisseurs alternatifs, pour deux raisons.

D'une part, sous l'effet de l'amortissement progressif au fil des années, la valeur nette comptable des investissements diminue en fonction du temps écoulé depuis le lancement de l'activité, diminuant la part de rémunération des capitaux engagés à due proportion. Cet effet peut se traduire dans le niveau de la rémunération normale de l'activité commerciale, objet du paragraphe 1.3.3 ci-dessous.

Par ailleurs, EDF, contrairement aux fournisseurs alternatifs, est susceptible d'avoir déjà amorti certains actifs de commercialisation, compte tenu de l'ancienneté de son activité.

D'autre part, la part de marché prépondérante d'EDF sur ce segment de marché, conséquence directe de son ancien statut de monopole, lui permet de bénéficier d'économies d'échelle. Le coût unitaire d'un système d'information diminue par exemple proportionnellement au nombre de sites fournis ou au nombre de MWh livrés. Ceci est néanmoins à remettre en perspective avec les coûts d'investissement initiaux, qui ne sont pas nécessairement les mêmes selon qu'un fournisseur vise à traiter un portefeuille clientèle de plusieurs dizaines de millions de clients, ou de quelques centaines de milliers.

Les investissements évoqués ci-dessus sont beaucoup plus faibles voire inexistants pour les clients du segment correspondant au tarif vert. Le développement commercial sur ce segment de clientèle ne nécessite pas le développement de systèmes d'information complexes permettant le traitement de d'une clientèle de masse. Le service commercial est en revanche individualisé, pour répondre à des problématiques spécifiques à chaque site.

### Les coûts d'acquisition des clients

Un acteur souhaitant pénétrer un nouveau marché supporte des coûts d'acquisition de clients correspondant aux investissements qu'il doit consentir pour lui permettre d'augmenter la taille de son portefeuille<sup>56</sup> et d'atteindre une taille critique permettant la rentabilité pérenne de son activité. La CRE estimait, dans sa délibération du 26 juillet 2012<sup>57</sup> que le nombre de 1,75 millions de clients permettait d'atteindre les effets d'échelle plaçant les fournisseurs alternatifs dans une situation comparable à celle du fournisseur historique, qui ne supporte plus de coûts d'acquisition.

La tarification par empilement, en ce qu'elle poursuit un objectif de développement de la concurrence sur les marchés de détail, devrait inclure tout ou partie du coût d'acquisition afin d'assurer une réelle contestabilité des tarifs par un fournisseur alternatif.

---

<sup>56</sup> dépenses de marketing destinées à faire connaître une marque, coûts de démarchage, etc.

<sup>57</sup> Dans sa délibération du 26 juillet 2012 portant communication relative à la gestion de clients en contrat unique, la CRE avait estimé que le cadre contractuel était proportionné compte tenu notamment de la rémunération envisagée mais également compte tenu du fait que « le dispositif contractuel demeurait applicable tant que l'opérateur entrant n'atteignait pas le seuil de 1 750 000 clients finals ayant souscrit un contrat unique en gaz et/ou en électricité ».

Ce coût d'acquisition, en tant qu'il correspond à un investissement consenti par un fournisseur pour développer son activité commerciale, sera amorti et rentabilisé par la présence de ce client au sein de son portefeuille pendant une certaine durée. En conséquence, il en sera tenu compte dans les tarifs en cohérence avec le taux de rotation<sup>58</sup> attendu des clients au sein du portefeuille.

### ***1.3.2 Les coûts commerciaux à retenir dans la tarification par empilement devront être précisés à la suite d'analyses détaillées***

Le projet de décret relatif aux tarifs réglementés de vente soumis à la CRE pour avis, dispose que *« les coûts de commercialisation correspondent aux coûts de commercialisation d'un fournisseur d'électricité, établis en tenant compte des coûts supportés par Électricité de France pour fournir les clients ayant souscrit aux tarifs réglementés de vente de l'électricité. »*

Les modalités précises de détermination des coûts commerciaux devront être définies par voie réglementaire. Ces coûts commerciaux devront (i) refléter les coûts des fournisseurs alternatifs et (ii) être établis de façon à ce que la marge résiduelle résultant du tarif couvre les coûts d'un fournisseur *« au moins aussi efficace »* que le fournisseur historique.

Les coûts commerciaux s'établiront ainsi en considération des niveaux de coûts de l'ensemble des fournisseurs, tant historiques qu'alternatifs.

La diversité des périmètres de coûts et des méthodes de comptabilité utilisées par les différents fournisseurs ne permet pas, malgré les retraitements réalisés, d'assurer la robustesse des données relatives aux coûts commerciaux à disposition de la CRE. Il est donc indispensable, dans l'optique des prochaines évolutions tarifaires, de mener une analyse détaillée des coûts commerciaux des fournisseurs d'électricité.

S'agissant d'EDF, l'analyse visera à :

- porter une appréciation sur le niveau des coûts commerciaux ;
- vérifier les méthodes d'allocation entre les différentes catégories tarifaires.

S'agissant des fournisseurs alternatifs, il s'agira en premier d'établir le périmètre précis des coûts commerciaux à considérer ainsi que :

- de distinguer les coûts d'exploitation et les coûts des investissements consentis par le fournisseur pour pénétrer le marché ;
- d'isoler les coûts d'acquisition de nouveaux clients ;
- d'identifier, le cas échéant, les parts fixes et variables des différents postes de coût ;
- d'affecter les coûts à chacune des couleurs tarifaires.

Les résultats de ces analyses permettront d'établir le niveau de coûts commerciaux des fournisseurs pour chacun des segments de clientèle.

---

<sup>58</sup> Le taux de rotation traduit le temps moyen pendant lequel un client acquis par un fournisseur alternatif demeure dans son portefeuille.

### *1.3.3 Une marge commerciale doit être intégrée afin de couvrir les risques inhérents à l'activité de commercialisation*

La rémunération normale mentionnée dans le code de l'énergie ainsi qu'à l'article 3 du projet de décret doit s'entendre comme une marge portant sur l'activité de commercialisation<sup>59</sup>. Elle doit permettre :

- De rémunérer les risques associés à l'activité de fourniture qui ne sont pas couverts par les autres briques de coûts<sup>60</sup> ;
- De couvrir les besoins en fonds de roulement générés par l'activité de commercialisation ;
- De rémunérer, le cas échéant, le capital engagé dans l'activité de commercialisation.

Les risques inhérents à l'activité de commercialisation qui ne font pas l'objet d'une prise en compte par ailleurs feront l'objet d'un examen ultérieur approfondi.

### *1.3.4 Hypothèses retenues par la CRE dans l'attente des conclusions des analyses détaillées des coûts commerciaux des fournisseurs d'électricité*

Dans l'attente des analyses détaillées précédemment évoquées, portant aussi bien sur les coûts commerciaux des fournisseurs que sur les risques associés à l'activité de commercialisation, la CRE retient comme hypothèse pour évaluer le niveau des tarifs réglementés de vente par empilement :

- **Pour les tarifs bleus** : les coûts commerciaux d'EDF, majorés afin d'intégrer une rémunération normale de l'activité de commercialisation telle que définie plus haut et de tenir compte de la situation des fournisseurs alternatifs, notamment s'agissant du poids des investissements et des coûts d'acquisition. En s'appuyant sur les données déclaratives retraitées des fournisseurs et sur ses propres analyses, la CRE estime qu'à titre transitoire, les coûts commerciaux à retenir, incluant une rémunération, s'établissent à 2€/MWh au-dessus de ceux d'EDF.
- **Pour les tarifs jaunes et verts** : les coûts commerciaux d'EDF, qui devront être augmentés d'une rémunération normale.

## **2. Les conséquences de la construction par empilement sur le niveau des tarifs réglementés de vente**

Le présent paragraphe a pour objet, en premier lieu, de préciser les éléments attachés à la méthodologie de construction tarifaire décrite au paragraphe précédent, et d'en donner une quantification. Il en traduit ensuite les conséquences en termes d'évolutions tarifaires.

Ces évolutions s'entendent hors toutes taxes, et hors CSPE, les trajectoires prévisionnelles de cette contribution étant largement abordées à l'occasion d'un rapport spécifique.

---

<sup>59</sup> La brique « approvisionnement » de l'empilement tarifaire porte déjà implicitement une rémunération de l'activité de production par le biais du prix de l'ARENH et des prix de gros. La brique « acheminement » porte quant à elle déjà implicitement une rémunération de l'activité de réseaux par le biais du TURPE.

<sup>60</sup> Par exemple, les risques de portefeuille, qui dépendent de la stratégie commerciale des fournisseurs et qui ne sont pas pris en compte au sein de la brique « approvisionnement » (cf. paragraphe 1.1.2 ci-dessus) peuvent être pris en compte ici

Elles sont estimées sur la période 2014-2016, ce qui correspond à la période sur laquelle portent les prévisions tarifaires effectuées selon la tarification comptable, et aux cotations des produits calendaires sur les marchés de gros.

Les évolutions tarifaires pour 2014 font l'objet d'un traitement spécifique, dans la mesure où toutes les données quantitatives qui s'y rapportent sont aujourd'hui parfaitement déterminées, sous réserve toutefois de certains choix méthodologiques que, le cas échéant, la CRE explicite clairement.

Les évolutions tarifaires calculées pour 2015 et 2016 relèvent en revanche d'hypothèses, en particulier s'agissant des niveaux de prix de marché futurs, du prix de l'ARENH, ou encore des coûts commerciaux. Elles ne présentent à ce stade qu'un caractère très prospectif.

## 2.1. Évaluation des briques de l'empilement des coûts

### 2.1.1. Courbes de charges

Pour établir l'empilement des coûts correspondant à chaque tarif réglementé, il s'agit d'affecter à chaque catégorie et option tarifaires, une courbe de charge représentative de la consommation des clients associés. Ce paragraphe explicite les choix de la CRE pour ce faire.

Les clients bénéficiant d'un tarif bleu ou jaune sont profilés dans la très grande majorité des cas ; la CRE construit dès lors leurs courbes de charge en affectant les profils ERDF à chacune des options tarifaires, selon les correspondances indiquées dans le tableau ci-après.

Couleur tarifaire	Option tarifaire	Profil correspondant
<b>Bleu résidentiel</b>	Base (< 9kVA)	RES 1
	Base (≥ 9KVA)	RES 11
	Heures Pleines/Heures creuses	RES 2
	Tempo	RES 3
	EJP	RES 4
<b>Bleu non résidentiel</b>	Base	PRO 1
	Heures Pleines/Heures creuses	PRO 2
	Tempo	PRO 3
	EJP	PRO 4
	Eclairage public	PRO 5
<b>Jaune</b>	Base	ENT 1
	EJP	ENT 2
<b>Vert</b>	A5 Base	ENT 3
	A5 EJP	ENT 4
	A8 Base	ENT 5
	A8 EJP	ENT 6

Tableau 8 Correspondance entre option tarifaire des tarifs réglementés et profil

Jusqu'à présent, dans ses études de contestabilité tarifaire, la CRE utilisait le profil ENT 3 pour approximer la courbe de charge de l'ensemble des clients au tarif vert, hors EJP. En effet, après analyse de la base de données de clients d'EDF, ce profil apparaissait représentatif au premier ordre de la consommation de ces clients. Toutefois, cette approximation ne saurait être utilisée dès lors qu'il s'agit de déterminer précisément la hausse tarifaire à appliquer à cette couleur.

Les clients aux tarifs verts sont, pour près de 90 % d'entre eux, télérelevés. Pour établir une référence de consommation, la CRE envisage donc d'utiliser un historique de consommation par option recalé sur les calendriers des années considérées, méthode qui présente toutefois quelques difficultés et limites :

- Le retraitement de la thermosensibilité des courbes de charges télérelevées est une opération difficile mais qui doit être menée à bien même si la consommation des clients aux tarifs verts est peu dépendante à la température ;
- Il est impossible de répercuter les effets de la conjoncture économique et industrielle sur les dynamiques de consommation de ces clients ;
- Les méthodes de recalage occasionneront d'inévitables approximations.

La CRE ne dispose pas, aux échéances de publication du présent rapport, des données lui permettant de réaliser ces calculs.

La construction, à partir des profils, de courbes de charge représentatives des clients bénéficiant de tarifs dits « à effacement »<sup>61</sup> nécessite de simuler le tirage des jours de pointe<sup>62</sup>. Le modèle de la CRE n'intègre pas, à ce stade, d'algorithme permettant de réaliser une telle simulation.

En conclusion, aux échéances du présent rapport, la CRE n'est pas en mesure de donner une évaluation fiable des hausses tarifaires à prévoir pour les clients au tarif vert ainsi que pour ceux qui bénéficient d'un tarif à effacement. Elle communique toutefois, à titre d'information, le résultat de ses calculs pour le profil ENT3.

### **2.1.2. Volumes d'ARENH**

Les volumes d'ARENH du tableau ci-après, exprimés en pourcentage de la consommation totale, sont calculés à partir des profils à température normale en application de la méthodologie rappelée au paragraphe 2.2.1.

---

<sup>61</sup> Tarifs EJP ou Tempo.

<sup>62</sup> Un groupe de concertation visant à permettre à tous les fournisseurs d'électricité de proposer des offres à effacement, a été mis en place sous l'égide de la CRE, comme l'a souhaité le ministre de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie dans sa communication du 9 juillet 2013. Il en est ressorti que la gouvernance du signal des jours blancs et rouges, pour les offres de type Tempo, est transférée d'EDF à RTE. Ces modalités s'appliqueront pour l'ensemble des offres de type Tempo sur le territoire d'ERDF et des ELD à compter du 1er novembre 2014. Compte tenu des délais, seules les évolutions visant à ouvrir aux fournisseurs alternatifs le signal Tempo pour les clients résidentiels seront menées à temps pour être effectives à l'hiver 2014-2015. La CRE poursuivra la concertation avec les acteurs concernés afin, notamment, de déterminer les évolutions à mettre en œuvre pour ouvrir aux fournisseurs alternatifs le signal Tempo pour les clients professionnels.

Couleur tarifaire	Option tarifaire	Volume d'ARENH en 2014	Volume d'ARENH en 2015	Volume d'ARENH à partir de 2016
<b>Bleu résidentiel</b>	Base <sup>63</sup>	82,0%	79,7%	79,5%
	HP/HC	73,8%	63,3%	63,1%
<b>Bleu non résidentiel</b>	Base	68,3%	64,5%	64,3%
	HP/HC	76,1%	71,0%	70,8%
	Eclairage public	101,5%	96,4%	97,2%
<b>Jaune</b>	Base	76,4%	75,0%	75,0%
<b>Vert</b>	A5 Base	77,3%	77,2%	77,5%

Tableau 9 : Droits ARENH des options tarifaires en 2014, 2015, et après 2016

### 2.1.3. Frais spécifiques au dispositif ARENH

Les fournisseurs qui recourent à l'ARENH pour alimenter leur portefeuille doivent supporter des charges propres au dispositif et à son fonctionnement. Il s'agit des frais de fonctionnement de la Caisse des dépôts et consignations, des frais associés à l'établissement d'une garantie, appelée en cas de défaut de paiement, et du BFR dû aux délais de paiement. Ces frais sont variables d'un fournisseur à l'autre<sup>64</sup>.

Sur la base des résultats de la consultation des fournisseurs d'électricité que la CRE avait menée au cours du premier semestre 2012 pour préparer son premier rapport sur le fonctionnement des marchés de détail de l'électricité et du gaz, publié en janvier 2013, la CRE estime qu'ils peuvent représenter jusqu'à 0,5 €/MWh.

Elle rappelle qu'elle a émis des recommandations allant dans le sens d'une diminution des frais cités ci-dessus<sup>65</sup>. Elle a par ailleurs donné un avis favorable aux modalités d'assouplissement des délais de paiement prévues par le projet de décret modifiant le décret n°2011-466 du 28 avril 2011 relatif à l'ARENH, qui devraient limiter à l'avenir les frais de garantie et les charges de BFR.

Ces frais sont vraisemblablement inclus ou à inclure dans les coûts commerciaux des fournisseurs. La CRE ne les prend pas en compte au titre du calcul du coût d'approvisionnement.

### 2.1.4. Frais généraux liés à la fourniture d'électricité

Tout fournisseur d'électricité doit souscrire certaines prestations ou contribuer à des mécanismes spécifiques au fonctionnement du système électrique, lesquels génèrent des frais supplémentaires.

Ces frais généraux varient selon les fournisseurs<sup>66</sup>. La CRE en retient, pour chacun d'eux, une majoration permettant de garantir la contestabilité des tarifs réglementés.

<sup>63</sup> Le droit ARENH de l'option bleu résidentiel base est une moyenne des droits ARENH des profils RES 1 et RES 11, pondérée des volumes de consommation associés à chacun de ces profils dans la base de données clients d'EDF.

<sup>64</sup> C'est en particulier le cas pour les frais associés à la garantie qui dépendent, notamment, des volumes d'ARENH et de la méthode de constitution de la garantie (bancaire, maison mère ou encore consignation).

<sup>65</sup> Rapport sur le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel du 22 janvier 2014

<sup>66</sup> Certains frais sont fixes et n'ont par conséquent pas le même poids rapportés aux volumes des portefeuilles de consommateurs, et les fournisseurs ne souscrivent pas nécessairement tous les mêmes prestations, selon leurs besoins.

### Frais d'accès au marché

Le complément d'approvisionnement peut s'effectuer à partir d'achats et de ventes sur les bourses (EPEX spot pour les achats spot et EEX pour les produits à terme), auprès de courtiers, ou par des échanges bilatéraux directs entre l'acheteur et le vendeur.

La CRE retient les frais d'accès au marché acquittés par un fournisseur s'approvisionnant exclusivement sur les bourses, qui, d'une part, sont des données publiques et, d'autre part, sont plus élevés que les frais d'intermédiation des courtiers. Ils comportent un abonnement annuel, très faible dès lors que les volumes d'échanges du fournisseur sont importants, et une part variable correspondant aux frais que les bourses appliquent à chaque transaction effectuée par leur soin.

La CRE a retenu un majorant de la moyenne de ces frais, calculée à partir des volumes échangés sur les bourses au cours des dernières années par les fournisseurs alternatifs :

Frais	Frais moyens retenus par la CRE
Frais marché spot	0,10 €/MWh
Frais marché à terme	0,02 €/MWh

Tableau 10 : Frais d'accès aux bourses retenus par la CRE

La prise en compte de ces frais dépend de l'approvisionnement du fournisseur et de sa stratégie de risque, selon que les volumes sont échangés sur le spot ou sur le marché à terme.

### Frais de soutirage RTE

Afin d'équilibrer le compte des écarts du mécanisme de responsabilité d'équilibre, tout soutirage effectué par un responsable d'équilibre génère des frais à verser à RTE, qui s'élèvent à 0,15 €/MWh<sup>67</sup>.

### Contribution sociale de solidarité des sociétés

La contribution sociale de solidarité des sociétés est due par les entreprises réalisant un chiffre d'affaires hors taxe d'au moins 760 000 €. Elle finance le régime de protection sociale des travailleurs indépendants. Le montant de cette contribution représente de l'ordre de 0,10 €/MWh.

### Coûts des écarts du périmètre d'équilibre

Les écarts entre la consommation prévisionnelle en J-1 et celle finalement constatée génèrent des coûts par l'intermédiaire du mécanisme de responsabilité d'équilibre.

Ces coûts diffèrent selon la typologie des consommateurs en portefeuille, dont les courbes de charge sont plus ou moins prévisibles. Par ailleurs, les fournisseurs dont le portefeuille de clients est important bénéficient du foisonnement des écarts de leurs clients, ce qui réduit leurs frais.

La CRE dispose des données relatives aux coûts des écarts pour chaque responsable d'équilibre. La CRE utilise, dans ses analyses, les montants de 0,5 €/MWh pour les grands consommateurs (tarifs

<sup>67</sup> Délibération de la CRE du 13 décembre 2012 portant approbation de la révision du prix proportionnel au soutirage physique des responsables d'équilibre

jaunes et verts) et 1 €/MWh pour les petits consommateurs (tarifs bleus). Ces valeurs majorent les coûts supportés par la plupart des responsables d'équilibre.

#### Services complémentaires (données météorologiques, flux ERDF)

D'autres frais peuvent être associés à l'activité de fourniture d'électricité<sup>68</sup>. Etant très variables d'un fournisseur à l'autre, la CRE ne les prend pas en compte dans le coût d'approvisionnement des clients. Par ailleurs, ces coûts relèvent plutôt de l'activité de commercialisation et doivent, le cas échéant, être traités dans la brique tarifaire correspondante.

#### **2.1.5. Référence de prix de marché et période de cotation**

Afin d'être en mesure de calculer le complément d'approvisionnement au marché d'une courbe de charge, tel que décrit au paragraphe 1.1.1, il est nécessaire de définir un niveau de prix de marché de référence pour chacun des produits à terme utilisés<sup>69</sup>. La CRE s'appuie, pour ce faire, sur les transactions observées sur les bourses et via les courtiers.

La CRE présente ci-après les avantages et inconvénients de trois méthodes envisageables pour définir une référence de prix de marché, avant de formuler ses préconisations.

##### ***Méthode 1 : prix ponctuel à une date déterminée***

Dans cette méthode, les prix calendaires base et pointe sont ceux qui sont effectivement constatés sur les bourses le jour de la fixation des tarifs réglementés de vente, ce qui correspondrait au comportement d'un fournisseur achetant la totalité de ses besoins en énergie le jour de la fixation des tarifs.

En pratique, aucun fournisseur ne serait en mesure de répliquer sur les marchés de telles modalités d'approvisionnement :

- D'une part en raison du décalage temporel entre la date de prise en compte dans l'arrêté tarifaire et sa publication ;
- D'autre part du fait d'une liquidité insuffisante sur les marchés à terme pour permettre la conclusion de tels volumes de transactions en une période temporelle aussi réduite.

Par ailleurs, concentrer sur un unique jour la période de définition de la référence y entraînerait un risque très élevé de manipulation de marché par les acteurs.

La CRE estime en conséquence que cette option n'est pas envisageable.

##### ***Méthode 2 : Moyenne arithmétique***

Cette méthode consiste à construire la référence de prix comme la moyenne arithmétique des prix d'un produit calendaire donné sur une période choisie. Elle traduit le comportement d'un fournisseur s'approvisionnant de manière régulière tout au long de cette période. Elle présente l'avantage de

---

<sup>68</sup> Par exemple, afin de prévoir la consommation de son portefeuille ou pour en connaître la décomposition précise site à site, les fournisseurs peuvent souscrire un certain nombre de prestations auprès de divers organismes (ERDF, pour l'obtention de données de consommation, Météo France ou autre entreprise météorologique, pour les prévisions météorologiques permettant d'estimer la consommation des clients thermosensibles, etc.)

<sup>69</sup> Les prix spot sont ensuite simulés en cohérence avec ces hypothèses, cf. paragraphe 1.1.1.

pouvoir être répliquée sur les marchés par les fournisseurs alternatifs, qui peuvent couvrir leurs besoins prévisionnels en énergie suivant un échéancier cohérent avec la période choisie. L'approvisionnement au fil de l'eau limite les risques de manipulation de marché et reste compatible avec la liquidité actuelle des marchés de gros.

Cette méthode soulève toutefois la question de la période considérée pour établir la moyenne arithmétique. Si une période très courte soulèverait des difficultés similaires à celles de la méthode précédente, une période trop longue pourrait quant à elle s'éloigner de la logique d'approvisionnement des fournisseurs pour certains types de clients, en particulier pour les clients industriels, qui sont susceptibles de changer de fournisseur tous les ans et peuvent représenter des volumes d'énergie très significatifs. Cela rend plus difficile un approvisionnement sur les marchés très en amont de l'année de livraison, et incite au contraire à un approvisionnement au plus proche de la date de contractualisation (approvisionnement de type « back-to-back »).

Enfin, les tarifs d'une année N étant fixés dans le courant de l'année N-1, la référence de prix de marché ne pourra tenir compte de tous les échanges des produits calendaires portant sur l'année N, qui se poursuivent jusqu'au 31 décembre de l'année N-1. Il pourrait être envisagé de corriger légèrement la référence de prix pour tenir compte de ce phénomène en s'appuyant sur un historique d'évolution des prix de marché.

### ***Méthode 3 : moyenne pondérée des volumes***

Cette méthode utilise la moyenne des prix d'un produit calendaire donné, sur une période choisie, pondérée des volumes effectivement échangés. Elle correspond à une démarche *ex post*, qui traduit le comportement réel moyen de l'ensemble des fournisseurs, constaté au cours de la période écoulée, et reflète donc le prix moyen, tout fournisseur confondu, d'un MWh du produit de marché considéré, pour l'année analysée.

Par définition, elle n'est pas susceptible d'être perturbée par une faible liquidité des marchés puisqu'elle représente la réalité des volumes qui ont pu s'échanger. Elle présente toutefois, de par son caractère *ex post*, le défaut de ne pouvoir être répliquée par les fournisseurs dans leur stratégie d'approvisionnement.

Toutefois, le prix ainsi déterminé reflète de manière plus juste les échanges observés sur les marchés.

### ***Conclusion : préconisations de la CRE s'agissant du prix de marché à retenir***

La CRE considère qu'une référence de prix fondée sur la moyenne arithmétique des prix de marché est, des trois méthodes exposées précédemment, la plus pertinente en ce qu'elle peut être répliquée sur les marchés par les fournisseurs

Toutefois, jusqu'à ce que ses modalités de calcul soient parfaitement déterminées et publiées, et qu'il ait été formellement décidé d'y recourir pour établir le niveau des tarifs, la CRE prendra comme référence le prix moyen pondéré des volumes échangés, représentatif du coût d'approvisionnement réel moyen de l'ensemble des fournisseurs. Cette référence de prix sera appliquée pour les années 2014, 2015 et 2016, pour lesquelles d'importants volumes d'électricité ont déjà été échangés.

Moyenne pondérée des volumes €/MWh	2014	2015	2016
Base	46,3	42,8	42,5
Pointe	60,5	56,4	56,2
Ratio Pointe/Base	1,31	1,32	1,32

Tableau 11 : Moyenne pondérée des volumes des produits calendaires base et pointe échangés via les bourses et les courtiers jusqu'en août 2014<sup>70</sup>

Les caractéristiques de consommation des petits consommateurs permettent d'en prévoir la consommation à des échéances lointaines. Les fournisseurs de petits consommateurs semblent ainsi avoir plutôt recours à des approvisionnements réguliers au cours des années qui précèdent l'année de livraison. La référence de prix retenue pour les tarifs bleus devrait en conséquence être calculée en moyenne sur les deux années précédant l'année calendaire de livraison considérée, en fonction des données disponibles à la date d'établissement des tarifs.

En revanche, les fournisseurs de clients industriels semblent s'approvisionner principalement l'année précédant la livraison, sur des périodes parfois très courtes précédant la signature des contrats. La référence de prix retenue pour les tarifs verts pourrait en conséquence être calculée en moyenne sur l'année de cotation précédant l'année calendaire de livraison considérée, en fonction des données disponibles à la date d'établissement des tarifs réglementés.

#### 2.1.6. Prix de l'ARENH

Le prix de l'ARENH utilisé pour établir les estimations d'évolutions tarifaires par empilement des coûts est calculé :

- En application de la méthode du projet de décret sur lequel la CRE a rendu son avis le 24 juillet 2014, qui prévoit un lissage du prix sur la période couverte par le dispositif ARENH ;
- A partir des données fournies par EDF en juin 2014.

A la date de publication du présent rapport, le projet de décret susmentionné n'est pas publié, à l'instar du projet d'arrêté fixant le CMPC à retenir pour rémunérer le capital immobilisé dans la base d'actifs nucléaires. Par ailleurs, la CRE a lancé un audit sur les méthodes d'établissement des coûts d'investissement et d'exploitation, ainsi que sur les clefs d'affectation de ces coûts, dont les conclusions ne sont pas encore connues. Sur la base des données dont dispose la CRE à la date du présent rapport, en tenant compte de ces incertitudes, la CRE retient une hypothèse de hausse du prix de l'ARENH de l'ordre de 2 €/MWh par an.

#### 2.1.7. Prix de la capacité

Les premiers jours PP1 du mécanisme de capacité ne seront déterminés qu'à partir de 2017. En conséquence, la part de la capacité dans la tarification par empilement est nulle jusqu'à fin 2016.

A partir de la première année de livraison, le coût de la capacité sera intégré aux tarifs et dépendra des prix observés sur le marché des garanties de capacité. Il ne pourra toutefois pas excéder le montant de la pénalité administrative de 120 000 € par MW de capacité certifiée manquante prévue

<sup>70</sup> Des volumes continuent d'être échangés pour 2015 et 2016, ces moyennes seront amenées à évoluer d'ici le calcul du niveau des tarifs réglementés.

par l'article L335-7 du code de l'énergie, ce qui pourrait représenter jusqu'à 16,8 €/MWh pour l'ensemble des « petits consommateurs ». Toutefois, en pratique, l'impact devrait être bien inférieur et pourrait s'élever, d'après des simulations que RTE a communiquées dans son rapport d'accompagnement aux règles du mécanisme de capacité, à 1,4 €/MWh.

### 2.1.8. TURPE

La part acheminement est calculée en application de la méthodologie présentée section I, chapitre 3.

## 2.2. Conséquences tarifaires

### 2.2.1. Coût d'approvisionnement à l'ARENH et sur le marché par profil

Ce paragraphe présente les résultats du calcul du coût d'approvisionnement en utilisant les hypothèses explicitées dans les paragraphes précédents. Ils sont regroupés dans trois tableaux correspondant aux années 2014, 2015 et 2016.

Prix calendaire base	Base	RES2	PRO1	PRO2	PRO5	ENT1	ENT3
40	45,2	43,8	46,1	44,5	39,7	45,2	44,4
42	45,7	44,4	47,0	45,1	39,5	45,8	44,9
44	46,2	45,0	47,7	45,8	39,4	46,5	45,5
46	46,7	45,6	48,7	46,4	39,0	47,1	46,1
48	47,2	46,1	49,2	46,9	38,8	47,7	46,6
50	47,7	46,7	50,0	47,3	38,9	48,3	47,2

Tableau 12 : Coût d'approvisionnement (en €/MWh) en énergie de différents profils en 2014 pour un prix de l'ARENH de 42 €/MWh et différents prix de marché

Prix de l'ARENH	Prix calendaire base	Base	RES2	PRO1	PRO2	PRO5	ENT1	ENT3
42	40	45,5	43,9	46,0	44,4	39,9	45,2	44,6
42	42	46,0	44,8	46,9	45,1	39,8	45,8	45,2
42	44	46,5	45,6	47,9	45,8	39,8	46,6	45,8
42	46	47,1	46,4	48,7	46,4	39,6	47,2	46,3
42	48	47,6	47,2	49,8	47,3	39,5	48,0	46,9
42	50	48,2	48,0	50,6	47,8	39,6	48,4	47,5
44	40	47,0	45,2	47,4	45,8	41,8	46,8	46,1
44	42	47,6	46,0	48,2	46,4	42,0	47,3	46,7
44	44	48,1	46,8	49,4	47,4	41,7	48,2	47,3
44	46	48,7	47,7	50,0	47,8	41,5	48,5	47,9
44	48	49,2	48,4	50,9	48,5	41,8	49,1	48,4
44	50	49,8	49,2	51,8	49,1	41,4	50,0	49,0
46	40	48,6	46,5	48,6	47,2	44,0	48,3	47,7
46	42	49,2	47,3	49,6	47,9	43,7	48,8	48,3
46	44	49,7	48,1	50,4	48,5	43,8	49,5	48,8
46	46	50,3	48,9	51,3	49,3	43,8	50,1	49,4
46	48	50,8	49,8	52,3	50,0	43,5	50,8	50,0
46	50	51,4	50,5	53,3	50,8	43,3	51,7	50,6
48	40	50,2	47,7	50,1	48,8	45,9	49,8	49,2
48	42	50,8	48,5	51,0	49,4	45,7	50,5	49,8
48	44	51,3	49,3	51,7	50,0	45,5	50,9	50,4
48	46	51,9	50,2	52,6	50,7	45,7	51,7	51,0
48	48	52,4	51,0	53,7	51,5	45,5	52,5	51,5
48	50	52,9	51,7	54,3	52,0	45,5	53,1	52,1

Tableau 13 : Coût d'approvisionnement (en €/MWh) en énergie de différents profils en 2015

Prix de l'ARENH	Prix calendaire base	Base	RES2	PRO1	PRO2	PRO5	ENT1	ENT3
42	40	45,8	44,2	46,4	44,7	40,3	45,6	44,9
42	42	46,3	45,0	47,3	45,5	40,2	46,1	45,5
42	44	46,9	45,8	48,3	46,1	40,1	47,0	46,1
42	46	47,5	46,7	49,2	46,8	40,0	47,6	46,7
42	48	48,0	47,5	50,3	47,8	39,8	48,5	47,3
42	50	48,6	48,3	51,0	48,2	40,0	48,9	47,9
44	40	47,4	45,4	47,8	46,2	42,2	47,2	46,5
44	42	47,9	46,2	48,6	46,8	42,3	47,6	47,1
44	44	48,5	47,1	49,9	47,9	42,1	48,6	47,7
44	46	49,1	47,9	50,4	48,2	41,9	48,8	48,1
44	48	49,6	48,7	51,3	48,9	42,1	49,5	48,8
44	50	50,2	49,5	52,1	49,5	41,8	50,4	49,4
46	40	49,0	46,7	48,9	47,6	44,3	48,6	48,0
46	42	49,5	47,6	49,9	48,2	44,1	49,2	48,6
46	44	50,1	48,3	50,7	48,9	44,2	49,8	49,2
46	46	50,6	49,2	51,7	49,7	44,1	50,4	49,8
46	48	51,2	50,1	52,6	50,4	43,8	51,2	50,4
46	50	51,8	50,8	53,9	51,3	43,7	52,1	51,0
48	40	50,5	47,9	50,5	49,2	46,3	50,2	49,6
48	42	51,1	48,8	51,4	49,9	46,1	50,9	50,2
48	44	51,7	49,6	52,0	50,3	45,9	51,3	50,8
48	46	52,2	50,4	53,0	51,1	46,1	52,1	51,3
48	48	52,8	51,3	54,1	52,0	46,0	53,0	51,9
48	50	53,3	52,0	54,8	52,5	45,9	53,5	52,5

Tableau 14: Coût d'approvisionnement (en €/MWh) en énergie de différents profils en 2016

L'écart entre les parts énergie des clients « bleus » et « verts » est considérablement réduit en utilisant la tarification par empilement par rapport à la méthode d'affectation des coûts issue du parc adapté et utilisée dans la méthode de couverture des coûts comptables. Les prix de marché présentent une différenciation horosaisonnaire moindre que celle reflétée par un modèle de parc adapté. La mise en place du mécanisme de capacité dont le coût sera intégré aux tarifs à partir de 2017 aura pour effet de mieux répercuter les coûts liés aux pointes de consommation.

### 2.2.2. Niveau des tarifs par empilement des coûts

Cette partie présente les effets du changement de méthodologie d'établissement des tarifs sur leur niveau moyen, pour chaque couleur tarifaire, sous les hypothèses présentées au paragraphe 2.1 ci-dessus. La CRE retient le scénario suivant (Tableau 15) :

	2014	2015	2016
Prix de l'ARENH (€/MWh)	42	44	46
Prix de marché (€/MWh)	46,3	43	42

Tableau 15: Hypothèses de prix de marché et de prix de l'ARENH

La Figure 33 présente l'évolution du niveau des tarifs réglementés sous ces hypothèses.

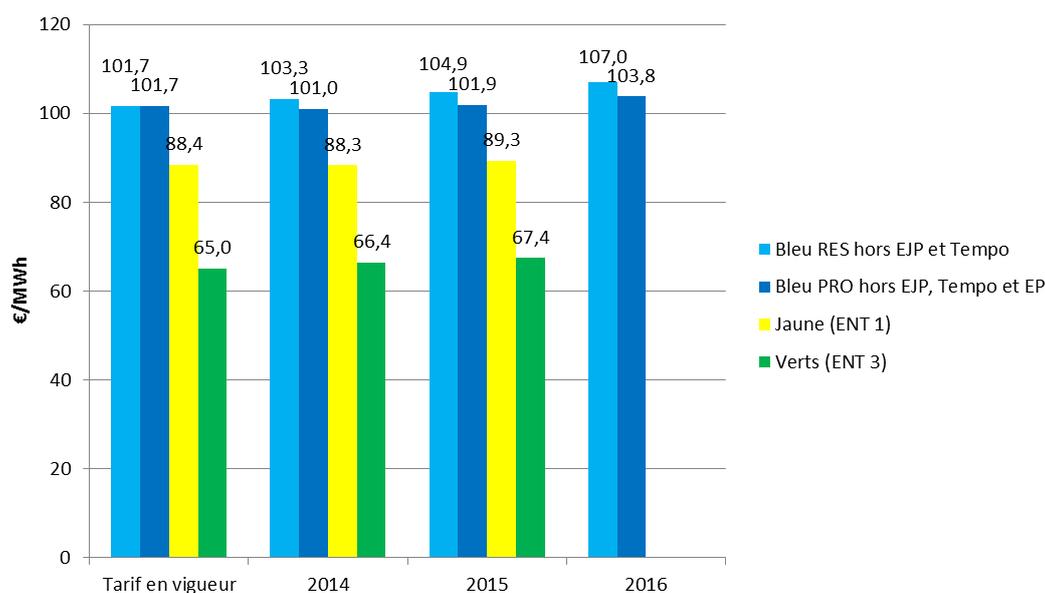


Figure 33: Niveau des tarifs réglementés en 2014, 2015 et 2016 en application de la tarification par empilement<sup>71</sup>

Les évolutions à effectuer en application de la méthodologie développée par la CRE pour la tarification par empilement sont présentées au Tableau 16.

Évolution tarifaire	2014	2015	2016
Bleu RES hors EJP et Tempo	1,6 %	1,5 %	2,0 %
Bleu PRO hors EJP, Tempo et EP	-0,7 %	0,9 %	1,8 %
Jaune hors EJP	-0,1 %	1,1 %	n/a
Verts (ENT 3)	2,0 %	1,6 %	n/a

Tableau 16 : Évolution tarifaire à effectuer en 2014, 2015 et 2016 en application de la tarification par empilement<sup>72</sup>

S'agissant des tarifs bleus, ces évolutions prennent en compte une rémunération normale de l'activité commerciale et s'entendent hors tarifs à effacement.

S'agissant des tarifs jaunes, ces évolutions s'entendent hors rémunération normale et hors tarifs à effacement.

S'agissant des tarifs verts, les évolutions sont présentées à titre indicatif, le calcul portant uniquement sur le profil ENT 3, et s'entendent hors rémunération normale.

Ces évolutions sont présentées hors effet des rattrapages au titre des exercices tarifaires antérieurs. Ces rattrapages sont détaillés au paragraphe 4 du chapitre 1 de la présente section et s'ajoutent aux évolutions tarifaires présentées ci-dessus.

<sup>71</sup> Les parts coûts commerciaux et acheminement incluses dans le niveau des tarifs réglementés, correspondent aux niveaux moyens de ces coûts par couleur, toutes options confondues.

<sup>72</sup> Les évolutions par couleur portant sur l'année 2014 sont déterminées par rapport au niveau moyen des tarifs fixés dans l'arrêté du 26 juillet 2013 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité, toutes options tarifaires confondues.

### **3. La tarification par empilement, qui s'éloigne de la couverture des coûts comptables, renforce la problématique de la soutenabilité de la trajectoire financière des activités de production et de commercialisation d'électricité d'EDF au périmètre France**

#### **3.1. Contexte, objet, périmètre et limites de l'étude**

La commission Champsaur avait soulevé, dans son rapport publié en mars 2011 portant sur l'analyse de la méthodologie de construction du prix de l'ARENH, les problématiques associées à la trajectoire financière d'EDF. Elle considérait, notamment, que *« les investissements passés doivent être rémunérés à un juste niveau et remboursés [par le prix de l'ARENH], afin de placer EDF, dans une situation financière saine à l'aube du renouvellement du parc nucléaire »*.

Pour des motifs similaires à ceux qui avaient motivé la commission Champsaur à prendre en compte ces préoccupations, la CRE propose ci-après une analyse de sensibilité de la trajectoire financière d'EDF au contexte économique et réglementaire. Si celle-ci reste principalement déterminée par la capacité d'EDF à maîtriser ses investissements et ses coûts, d'autres facteurs exercent également une influence déterminante sur le chiffre d'affaires de l'entreprise, notamment le niveau du prix de l'ARENH, des tarifs réglementés et, plus généralement, la situation concurrentielle sur le marché de détail de l'électricité.

En application de l'article L337-10 du code de l'énergie, la CRE propose, chaque année, le prix de l'ARENH aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie, en appliquant une méthodologie précisée par un décret en Conseil d'Etat en cours de validation à la date du présent rapport. Par ailleurs, en application de l'article L. 337-4 du même code, elle proposera, à compter du 8 décembre 2015, les niveaux et structures des tarifs bleus, selon une logique d'empilement de coûts décrite en partie 1 de ce chapitre.

L'entrée en vigueur de ces nouvelles dispositions ne remet pas en cause le caractère largement régulé du chiffre d'affaires d'EDF au périmètre France d'ici l'échéance du dispositif ARENH. Toutefois, la suppression des tarifs jaunes et verts d'une part, et la mise en place d'une construction tarifaire par empilement des coûts d'autre part, interrogent, dans un contexte de prix de marché déprimés, sur la soutenabilité de la trajectoire financière d'EDF.

La présente étude a été réalisée sur la période 2013-2025, cette dernière année coïncidant, d'une part, avec la fin de l'ARENH et vraisemblablement, d'autre part, avec une nouvelle période d'investissements de renouvellement de l'outil de production nucléaire, quelles que soient, par ailleurs, la durée réelle d'exploitation du parc nucléaire historique et la technologie de production qui sera retenue pour effectuer ce renouvellement.

Les hypothèses sous-jacentes à la modélisation d'une trajectoire financière sont nombreuses. Si certaines d'entre elles sont purement financières, d'autres, comme l'évolution de la puissance installée du parc de production ou des prix de marché de long terme, relèvent de la réalité physique du système électrique. Elles présentent par ailleurs des liens d'interdépendance dont la modélisation nécessiterait un outil simulant l'équilibre offre-demande à l'échelle européenne prenant en compte les parcs de production des différents pays, le niveau de la consommation, les interconnexions, etc., dont la CRE ne dispose pas.

En conséquence, le domaine de validité du modèle est fortement contraint par ces effets de dépendance de certaines hypothèses entre elles, et les exercices de sensibilité doivent être menés avec précaution. En particulier, pour ces raisons, les scénarios de fermetures de réacteurs nucléaires à l’horizon temporel étudié n’ont pas été modélisés, car celles-ci auraient inmanquablement occasionné des répercussions sur la composition du parc de production et les prix de marché que la CRE ne sait pas prendre en compte.

Dans son domaine de validité, le modèle permet d’apprécier la sensibilité de la trajectoire financière d’EDF à différents paramètres et d’estimer les niveaux d’endettement et de rentabilité de l’activité production et commercialisation France à l’horizon 2025, selon la vision actuelle du plan industriel d’EDF. Il s’appuie pour partie sur des données prospectives d’EDF qui, dépendent notamment des futures orientations du mix énergétique, des décisions de prolongation de la durée d’exploitation du parc nucléaire, ou encore des prix de marchés. Il ne présume pas, par ailleurs, des paramètres et leviers, susceptibles d’avoir des effets sur la situation financière à l’échelle du groupe EDF, auxquels celui-ci pourrait être exposé, ou recourir, au titre de l’ensemble de ses activités.

Comme toute modélisation financière, celle-ci est extrêmement sensible aux hypothèses et aux données d’entrée. Les résultats obtenus dans la présente analyse ne peuvent donc s’entendre qu’en termes de tendance ou d’ordre de grandeur.

### 3.2. Principes et fonctionnement du modèle

La Figure 34 donne une représentation schématique du fonctionnement du modèle.

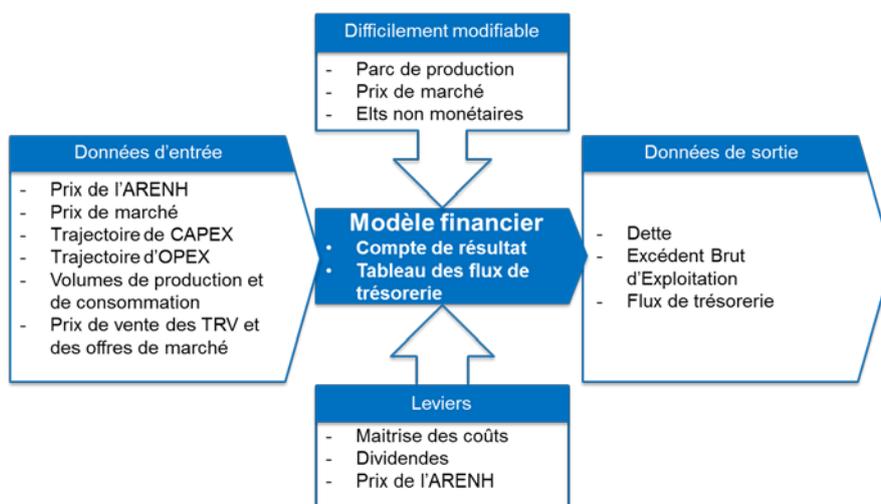
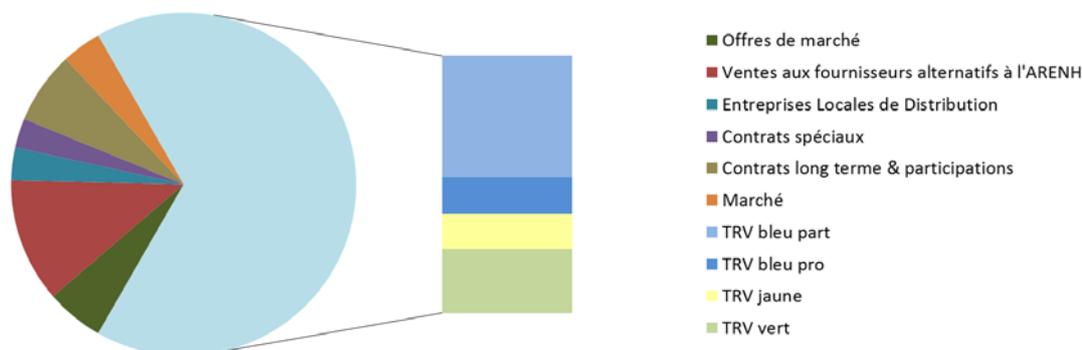


Figure 34 : Principaux paramètres et résultats du modèle financier

Certains déterminants, internes au compte de résultat et aux flux de trésorerie mais structurants dans leurs effets, ont fait l’objet d’une modélisation fine : amortissements, BFR, charges de désactualisation et rendement des actifs dédiés<sup>73</sup>.

<sup>73</sup> Le niveau des provisions d’EDF est très important en raison de dépenses futures élevées pour les avantages du personnel, le traitement du combustible nucléaire, le démantèlement et la gestion des déchets radioactifs de long terme. Les charges de désactualisation sont des charges financières dues à l’actualisation annuelle du niveau des provisions. Les obligations de long terme, telles que le démantèlement et la gestion des déchets radioactifs de long terme, sont couvertes par des actifs dédiés, dont le rendement doit couvrir ces charges de désactualisation. Les éléments non monétaires de l’EBE (Excédent Brut d’exploitation) sont les dotations annuelles aux provisions, nettes des reprises, dont il faut corriger l’EBE dans le tableau des flux de trésorerie pour obtenir la trésorerie générée par l’activité.

Les hypothèses sous-jacentes au calcul du chiffre d'affaires associé aux ventes aux clients finals revêtent une importance cruciale. La Figure 35 illustre la répartition des différents postes de vente d'EDF en 2013. Les tarifs réglementés y représentent 66 % des recettes. À partir de 2016, les ventes aux tarifs se limiteront aux consommateurs bleus.



**Figure 35 : Répartition du chiffre d'affaires 2013 d'EDF « production et commercialisation » hors charges d'acheminement**

Les montants collectés au titre des charges d'acheminement sont reversés directement aux gestionnaires de réseaux et n'ont donc pas d'impact sur la trajectoire financière étudiée ici. Les coûts commerciaux prévisionnels d'EDF sont facturés aux clients en offre de marché et aux TRV, dans l'attente d'une explicitation des coûts commerciaux mentionnés dans l'article L. 337-6 du code de l'énergie.

Le prix de vente de l'énergie aux clients en offre de marché, qui inclut après 2015 les volumes de clients antérieurement aux tarifs jaunes et verts, est calculé comme le minimum entre, d'une part, un approvisionnement à l'ARENH et au marché et, d'autre part, un approvisionnement exclusivement sur le marché<sup>74</sup>. Cette formule traduit l'effectivité de la concurrence sur le marché de détail, EDF alignant ses offres sur les prix que peuvent proposer les fournisseurs alternatifs. Pour les simulations, le plafond de 100 TWh est supposé ne pas être atteint.

Dès lors, la part de marché d'EDF n'a pas d'influence sur le prix de vente de sa production<sup>75</sup>, mais seulement sur les coûts commerciaux unitaires, une diminution de part de marché venant augmenter les coûts commerciaux – principalement des coûts fixes – affectés aux autres clients.

À compter de 2015, les tarifs bleus sont calculés par empilement. La dynamique de développement concurrentiel du segment bleu est considérée identique à celle observée par le passé.

Le solde de la production d'EDF qui n'est pas vendue sur les marchés de détail, à l'ARENH ou par le biais d'autres contrats, est valorisé sur le marché au prix du produit calendaire base. Il est également tenu compte de la forme des consommations des clients, des coûts de couverture des risques volume et prix, ainsi que des coûts et recettes annexes, telles que les ventes sur le mécanisme d'ajustement ou les services système.

Le modèle établi, pour chaque année de la période étudiée, le compte du résultat et le tableau des flux de trésorerie au périmètre des activités de production et de commercialisation en France d'EDF.

<sup>74</sup> Ce prix de vente de l'énergie inclut également le prix de la capacité et une marge raisonnable de « commercialisation ».

<sup>75</sup> Dans le modèle, un client d'EDF comme un client d'un fournisseur alternatif se verra proposer un prix de l'énergie arbitré entre le prix de l'ARENH et le prix de marché : la valorisation de la production du parc d'EDF est donc indépendante du fournisseur, le solde de la production d'EDF par les ventes à ses clients et à l'ARENH étant vendu sur le marché.

Les principaux postes du compte de résultat sont présentés Figure 36. Ils comprennent :

- Les charges d'exploitation, détaillées dans la partie 1.2 du chapitre 1 de la section 1 ;
- Les dotations aux amortissements ;
- Le coût de l'endettement, qui correspond aux intérêts payés par EDF sur la dette affectée au périmètre France ;
- Les charges de désactualisation ;
- Le rendement des actifs dédiés, supposé couvrir les charges de désactualisation ;
- Les impôts.

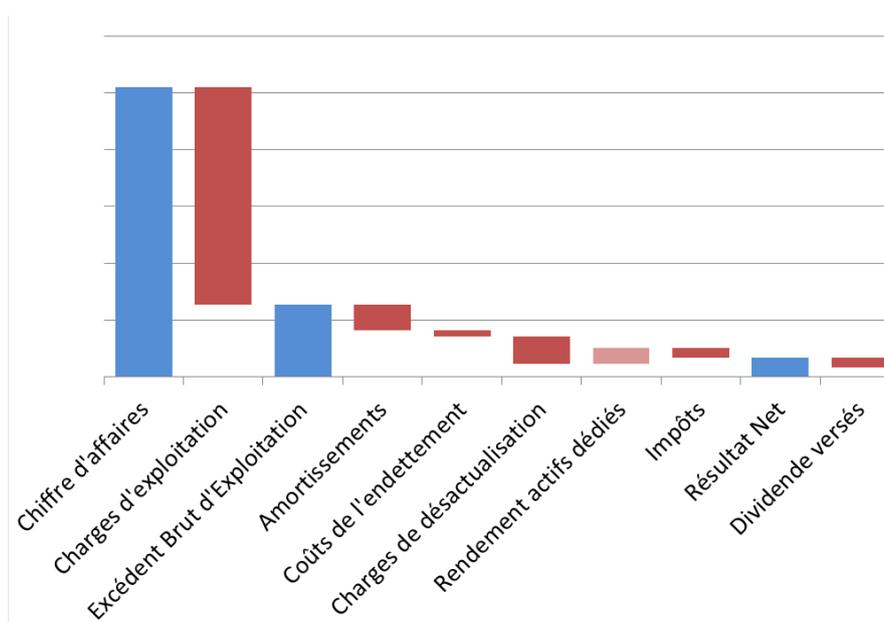


Figure 36 : Ordre de grandeur des principaux éléments du compte de résultat

Le tableau des flux de trésorerie mesure les flux de trésorerie des activités d'investissement, d'exploitation et de financement. Cette variation de trésorerie permet de déterminer la variation de l'endettement de l'entreprise sur un exercice.

### 3.3. Définition du scénario de référence

À partir des orientations de la stratégie industrielle d'EDF, la CRE a établi un « scénario de référence » fondé sur les postulats suivants :

- Aucun renouvellement du parc nucléaire ;
- Aucune fermeture de centrale nucléaire au cours de la période étudiée ;
- L'EPR de Flamanville entre en fonctionnement fin 2016 ;
- EDF conserve l'exploitation de toutes les concessions hydrauliques dont elle dispose ;
- L'objectif de 150 TWh de production d'électricité d'origine renouvelable est atteint en 2025.

La chronique de prix de marché de référence est définie de la manière suivante :

- Jusqu'en 2017, elle correspond à la moyenne, pondérée des volumes échangés sur les bourses ainsi que sur le marché de gré à gré, des produits calendaires de base ;
- À partir de 2018, elle augmente linéairement pour atteindre 90 €/MWh en 2025.

La chronique de prix de l'ARENH est celle évoquée au paragraphe 2.1.6. Elle est fondée sur les données prévisionnelles transmises par EDF.

Les achats de maintenance et les charges de personnel augmentent respectivement de 1,5 et 2 % par an, croissance inférieure aux prévisions transmises par EDF<sup>76</sup>, en cohérence avec les ajustements appliqués par la CRE dans ses exercices d'analyse tarifaire antérieurs.

La chronique d'investissements est représentée Figure 37. L'essentiel des dépenses d'investissement porte sur le parc nucléaire historique. Les autres investissements concernent les filières thermique à flamme et hydraulique, et l'EPR de Flamanville.

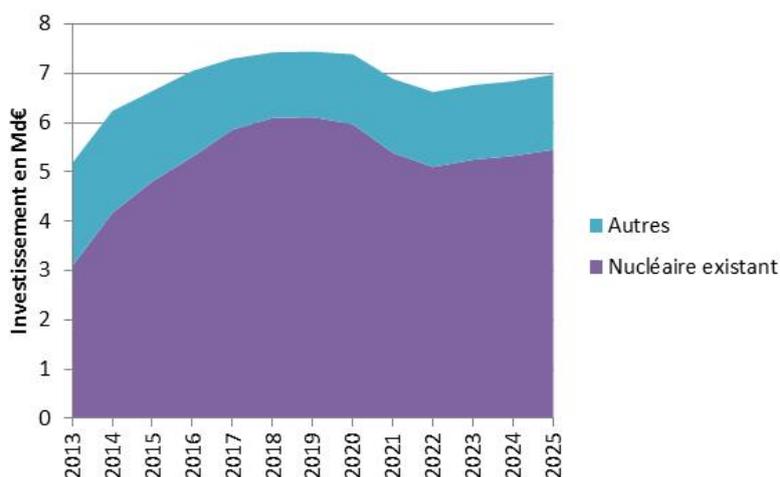


Figure 37 : Dépenses d'investissement prévisionnelles entre 2013 et 2025 sur le parc de production d'EDF

Les autres hypothèses sont les suivantes :

- Le taux d'intérêt de la dette est fixé à 4 % sur la période, ce qui est légèrement supérieur au taux du coupon moyen du groupe EDF d'après sa communication financière.
- Le taux de distribution des dividendes est de 60 % du résultat après impôts, ce qui correspond au taux actuellement versé aux actionnaires.
- Le taux d'imposition de 34,4 % est une valeur normative.
- La production annuelle du parc nucléaire historique est de 420 TWh en moyenne sur la période 2013 - 2025.

### 3.4. Analyse des résultats

#### 3.4.1. Les ratios d'endettement augmentent significativement entre 2013 et 2025

Au périmètre France de l'activité de production et de commercialisation, le scénario de référence occasionne une hausse significative de l'endettement, de l'ordre de 3 Md€ par an en moyenne sur la période 2013 - 2025, comme le montre la Figure 41 ; celle-ci est concomitante d'une hausse significative de l'EBE et des capitaux propres. Le ratio Dette/EBE<sup>77</sup> connaît toutefois une forte dégradation sur les premières années, du fait de prix de marché déprimés dans un contexte de suppression des tarifs jaunes et verts et de transition vers une tarification par empilement. La trajectoire s'infléchit en 2018 avec l'anticipation d'une hausse des prix de marché à cette échéance.

<sup>76</sup> Au lieu de + 2,25 % et + 2,85 % par an.

<sup>77</sup> Excédent Brut d'Exploitation, correspondant au chiffre d'affaires, charges d'exploitation déduites.

S'il est naturel que l'entreprise s'endette pour financer le programme de « grand carénage » dans un objectif de prolongation d'exploitation et d'espérance de rentabilité future, l'accroissement de l'endettement apparaît cependant significatif alors que les échéances de renouvellement du parc se rapprochent.

La Figure 38 quantifie les principaux flux de trésorerie et permet d'analyser la variation de la dette financière nette entre 2013 et 2025. L'excédent brut d'exploitation corrigé des impacts des actifs dédiés et des éléments non monétaires de l'EBE, ne permet pas de financer à la fois les investissements, les frais financiers, les impôts et les dividendes, entraînant ainsi une augmentation de l'endettement financier net.

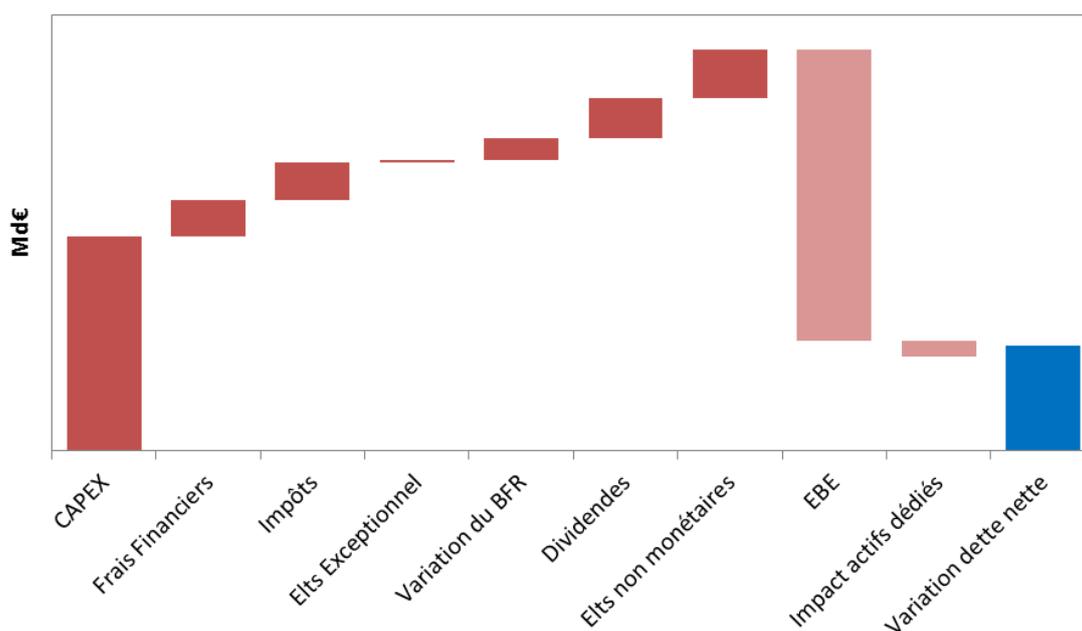


Figure 38 : Tableau de variation de la dette nette en € courants sur la période 2013-2025 pour le scénario de référence

### 3.4.2. La maîtrise des coûts et un ajustement de la politique de dividendes ont des effets significatifs sur l'endettement

#### Sensibilité du niveau de la dette

Une hausse du prix de vente des tarifs réglementés ou du prix de l'ARENH entraîne une hausse de l'EBE, à niveau de charges d'exploitation inchangé, qui est soumise à l'impôt sur les sociétés, à un taux normatif de 34,4 %, puis au versement des dividendes aux actionnaires<sup>78</sup>, qui représentent actuellement 60 % du résultat après impôts. Seules 26 % des recettes additionnelles subsistent dès lors pour financer les investissements et réduire l'endettement<sup>79</sup>.

Une baisse des dividendes réduit l'endettement pour la totalité de leur montant.

Enfin, une baisse des investissements diminue l'endettement pour la totalité du montant la première année, et réduit le niveau des amortissements les années suivantes, occasionnant une augmentation des décaissements sous forme d'impôts et de dividendes, à un niveau toutefois inférieur à l'effet de la réduction des investissements sur la dette.

<sup>78</sup> Parmi lesquels l'État est très majoritaire.

<sup>79</sup> À noter qu'une diminution des charges d'exploitation réduit l'endettement dans les mêmes proportions.

La Figure 39 quantifie ces effets en termes de niveau de dette en 2025.

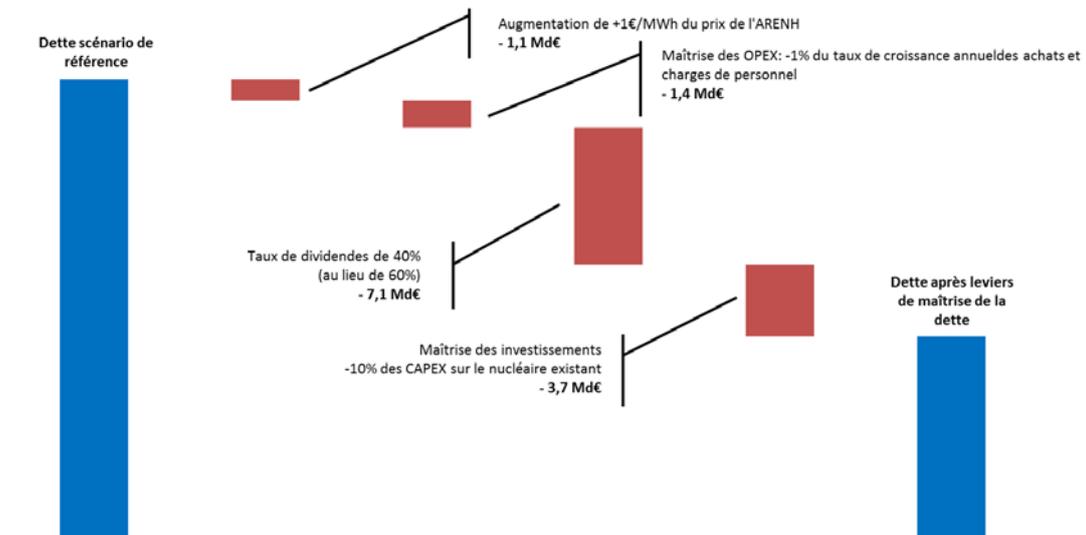


Figure 39 : Sensibilité de l'endettement financier net en 2025 à certains paramètres

Une augmentation de 1 €/MWh du prix de l'ARENH à partir de 2015 ne réduit la dette que de 1,1 Md€<sup>80</sup>. L'augmentation des recettes n'entraîne dès lors d'inflexion significative sur les trajectoires d'endettement que si elle est associée à d'autres mesures : maîtrise des investissements et des charges d'exploitation, ajustement de la politique de versement des dividendes<sup>81</sup>.

### Sensibilité du ratio d'endettement

La Figure 40 illustre la sensibilité du ratio d'endettement Dette/EBE aux paramètres présentés ci-dessus.

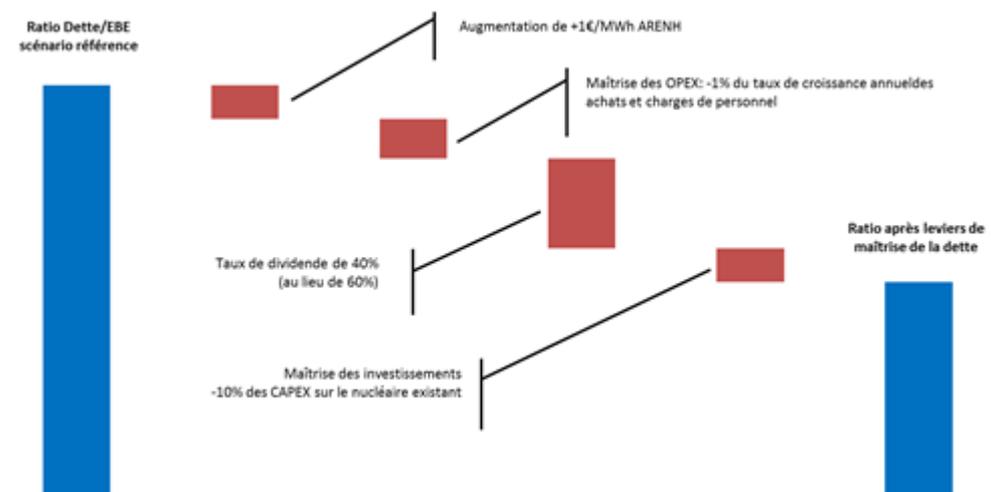


Figure 40 : Sensibilité du ratio d'endettement Dette/EBE en 2025 à certains paramètres

<sup>80</sup> Cette faible sensibilité s'explique en partie par des prix de marché inférieurs au prix de l'ARENH pendant les quatre premières années, avec pour effet d'augmenter la part de la production nucléaire vendue au marché plutôt qu'à l'ARENH.

<sup>81</sup> EDF pourrait, à l'instar d'autres grands groupes cotés, s'engager sur un plafond pluriannuel de dividendes, exprimé en M€, plutôt que sur un pourcentage du résultat net après impôts.

Une augmentation du prix de l'ARENH provoque une diminution limitée de l'endettement concomitante à une amélioration significative de l'EBE.

Une baisse des charges d'exploitation provoque une diminution de l'endettement et une augmentation de l'EBE, limitée toutefois dans ses effets par un ajustement du prix de l'ARENH au niveau des charges d'exploitation du nucléaire.

Une diminution des dividendes n'a pas d'impact sur l'EBE et diminue la dette.

Une diminution des investissements réduit significativement la dette mais également l'EBE, le prix de l'ARENH couvrant les dépenses d'investissement en « pass through ». L'effet cumulé est une diminution non négligeable du ratio Dette/EBE.

A titre illustratif, l'application concomitante de ces actions infléchit la trajectoire d'endettement à partir de 2022 et améliore significativement les ratios à la fin de la période de régulation, comme le montre la Figure 41.

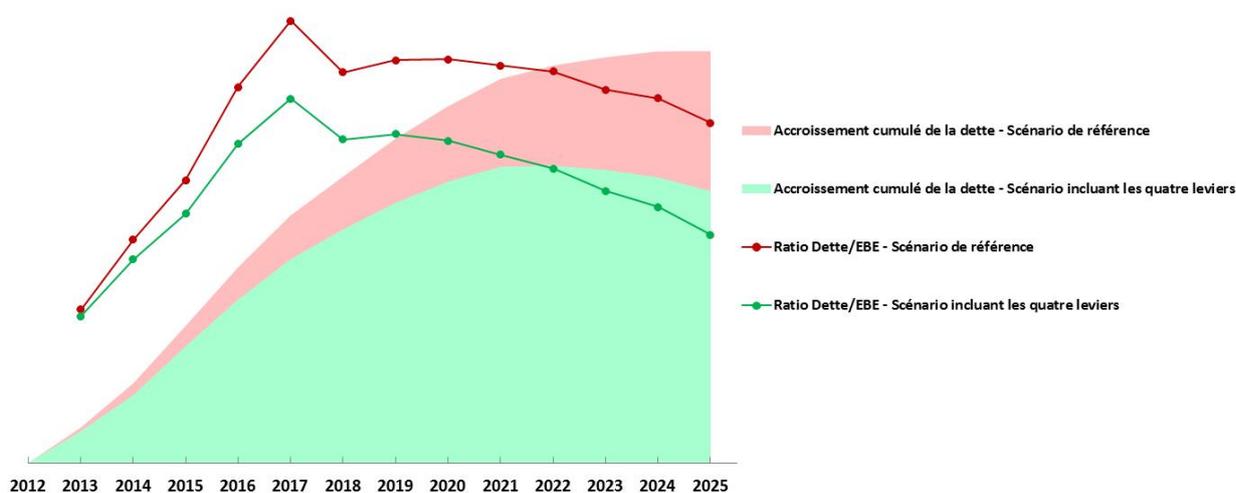


Figure 41 : Endettement financier net et ratio Dette/EBE de l'activité production et commercialisation France d'EDF entre 2012 et 2025 entre le scénario de référence et le scénario incluant les quatre leviers présentés à la Figure 39

### *Sensibilités aux taux de disponibilité des centrales nucléaires*

Le taux de disponibilité du parc nucléaire est un paramètre important de l'évolution de la trajectoire financière. Une diminution du volume de production permet une légère diminution des OPEX, due à la baisse des consommations de combustible, mais occasionne également une diminution des ventes sur le marché et une hausse du prix de l'ARENH, naturellement très sensible à ce facteur. Par rapport au scénario de référence, une baisse annuelle constante de 10 TWh de la production nucléaire du parc historique augmente la dette de 700 M€ et le ratio dette/EBE de 0,13.

### *Sensibilités aux prix de marché*

Les prévisions d'évolution à long terme des prix de marché constituent un paramètre déterminant dans l'analyse des ratios d'endettement en 2025. Si les anticipations de hausse de ces prix à partir de 2018 devaient se révéler trop optimistes, de nouvelles mesures de maîtrise des dépenses auraient à être mises en œuvre pour parvenir à stabiliser le ratio.

### *Sensibilité à la durée de vie comptable*

Le scénario de référence prévoit un amortissement des investissements sur une durée de vie comptable de 50 ans, la CRE n'étant pas en mesure, avec les données qui lui ont été communiquées par EDF, de modéliser les effets de fermetures de réacteurs à 40 ans.

Elle rappelle d'ailleurs, à cet égard, que les chroniques d'investissements dont elle dispose pour le scénario de référence sont susceptibles de connaître d'importantes évolutions en fonction des prescriptions qui seront établies par l'ASN à l'occasion des quatrièmes visites décennales des tranches nucléaires.

Un report dans le temps de la décision de porter ou non à 50 ans la durée de vie comptable des centrales nucléaires aurait des effets favorables sur la dette en 2025, à chronique d'investissements identique, sous l'effet conjugué :

- D'une augmentation des amortissements des investissements passés, qui provoquerait une baisse mécanique du résultat d'exploitation de l'ordre de 4,7 Md€ sur la période, des économies de dividendes et d'impôts, et donc de la dette pour 3,5 Md€.
- D'une augmentation importante des amortissements des investissements en cours et à venir du fait du maintien de l'amortissement sur 40 ans dans un premier temps.

Il occasionnerait également un report de la reprise sur les provisions et sur les actifs dédiés liés aux charges nucléaires de long terme. Les effets favorables sur la dette l'année de cette reprise de provision seraient également reportés d'autant.

### *Effets de l'amélioration du schéma de gestion mise en œuvre en 2012 et 2013*

Le programme de requalification de certaines charges d'exploitation en charges d'investissement emporte d'importantes conséquences sur la situation d'EDF, car il permet d'améliorer la rentabilité à court et moyen terme, mais dégrade la trajectoire d'endettement, sous l'effet de l'augmentation des impôts et des dividendes versés. La dette s'accroît de 3,2 Md€ entre 2013 et 2025.

### **3.5. Conclusions**

Les résultats du modèle financier font apparaître un accroissement significatif de l'endettement des activités production et commercialisation d'EDF d'ici 2025, au périmètre France, conséquence d'un lourd programme d'investissement et de prix de marché déprimés à court et moyen terme.

Les ratios d'endettement, relativement significatifs dans un scénario de référence qui présuppose déjà une meilleure maîtrise des charges d'exploitation, et anticipe un redressement rapide des prix de marché après 2017, pourraient devenir préoccupants si l'une de ces deux hypothèses ne se vérifiait pas.

Un contrôle des investissements, au demeurant difficile à mettre en œuvre dans un contexte marqué par des incertitudes politiques, techniques et économiques sur le devenir du parc nucléaire, permettraient de limiter l'accroissement de l'endettement, à l'instar d'une augmentation des recettes sous forme d'une hausse du prix de l'ARENH. Toutefois, les effets de cette dernière sont significativement atténués du fait des prélèvements du trésor public et des actionnaires. A cet égard, une mesure de plafonnement, en millions d'euros, de leurs dividendes emporterait également des conséquences très favorables sur la soutenabilité des trajectoires d'endettement.

## 4. Les fondements et les conséquences de la tarification par empilement

La tarification par empilement des coûts repose sur des principes méthodologiques qui s'écartent tant de la notion de couverture des coûts comptables que des fondamentaux économiques théoriques qui ont présidé à la création de l'édifice tarifaire actuel.

L'une des étapes structurantes de la tarification par couverture des coûts comptables consistait à affecter aux différentes couleurs tarifaires une part de coûts représentative de la structure de consommation des clients de cette couleur au regard des coûts qu'ils génèrent pour le système électrique français. Cette étape, abondamment décrite au paragraphe 4.2.1 du chapitre 1 de la section I du présent rapport ainsi que dans le Rapport 2013, prévoit, en plus des modalités d'affectation de l'ensemble des coûts que supporte EDF pour ses activités de vente, des dispositions spécifiques applicables à certains postes de recette, évoquées au paragraphe 3 du même chapitre.

Or, cette étape d'affectation des coûts n'a plus d'objet dans la tarification par empilement des coûts, laquelle prévoit simplement, conformément aux principes rappelés au paragraphe 1 :

- une évaluation du coût d'approvisionnement d'un portefeuille de clients à partir des modalités d'attribution à ce portefeuille des volumes d'ARENH prévus par les textes réglementaires, du prix de l'ARENH et des volumes d'électricité complémentaires à acquérir sur les marchés de l'électricité. Ce coût inclut, par ailleurs, le prix de la capacité, nul jusqu'en 2017 ;
- l'ajout d'une part acheminement représentative du portefeuille de clients considéré ;
- la prise en compte des coûts commerciaux auxquels s'ajoute une rémunération normale.

Cette construction tarifaire reflète de nouveaux fondamentaux économiques et techniques du système électrique qu'il convient d'explicitier pour en comprendre l'objet et les enjeux qu'ils représentent pour les acteurs du marché.

La tarification par empilement relèvera, pour une large part, des compétences la CRE, dont le périmètre des missions a été considérablement élargi.

### 4.1. S'agissant du prix de l'ARENH

Si le prix de l'ARENH conserve une large dimension comptable, en tant qu'il prévoit, d'une part, la rémunération d'une base d'actifs fondée pour l'essentiel sur la valeur nette comptable du parc nucléaire historique et, d'autre part, la couverture des charges engagées pour l'exploitation de ce parc, il reflète également certaines modalités plus spécifiques tenant notamment à la prise en compte intégrale des dépenses d'investissement à mesure qu'elles sont engagées par EDF, et non par un mécanisme classique d'amortissement et de rémunération.

Le prix de l'ARENH et, par voie de conséquence les tarifs, ne sont plus dès lors la stricte représentation comptable du coût du nucléaire d'EDF.

### 4.2. S'agissant des modalités d'affectation des volumes d'ARENH

Le coût de l'approvisionnement à l'ARENH dans la part énergie du tarif construite par empilement ne reflète pas fidèlement ce que représente le fonctionnement réel du parc nucléaire historique français, en ce qui concerne le profil de livraison du produit ARENH et la méthode d'attribution des volumes d'ARENH par consommateur, ainsi que l'explicitent les deux paragraphes ci-après.

#### 4.2.1. Période de référence

Le volume d'ARENH attribué à un client est fondé sur sa consommation prévisionnelle pendant certaines heures de l'année définies par l'arrêté du 17 mai 2011<sup>82</sup>. Ces heures, déterminées à partir des postes horosaisonniers du tarif vert A8, sont représentatives des heures de faibles consommations nationales et diffèrent suivant l'année considérée et, au sein d'une même année, selon les mois et semaines, conformément à la Figure 42 ci-après.

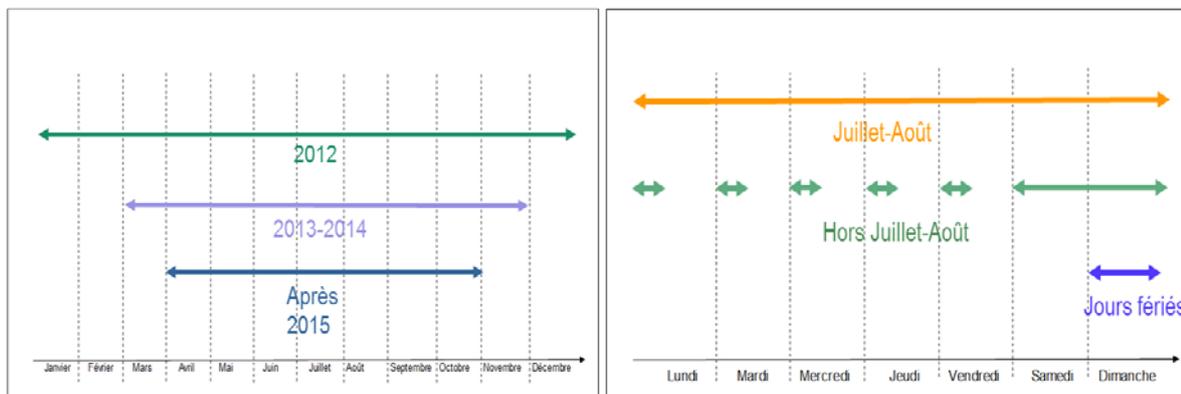


Figure 42 : Répartition des heures ouvrant droit à l'ARENH pendant l'année et sur une semaine

De telles dispositions d'allocation des volumes emportent des conséquences en matière de niveau et de structure des parts énergie des clients aux tarifs réglementés ou en offre de marché.

Plus spécifiquement, à compter de 2015, les consommateurs ayant de faibles consommations estivales et de fortes consommations hivernales, ce qui est particulièrement le cas pour les consommateurs résidentiels équipés de chauffages électriques, se voient attribuer des volumes d'ARENH faibles (de l'ordre de 63 % de leur consommation totale) au regard, notamment, de la part que représente le nucléaire dans la consommation française totale (de l'ordre de 80 %). Ils seront donc fortement exposés, en corollaire, aux variations des prix de marché, qui affecteront plus du tiers de leur consommation.

A l'inverse, les plus gros consommateurs industriels, présentant une activité et une consommation constantes au cours de l'année, se verront attribuer des volumes d'ARENH beaucoup plus significatifs, de l'ordre de 85 %. La CRE estime que l'allocation de tels volumes d'ARENH, en ce qu'elle réduit la part complémentaire d'approvisionnement au marché, est de nature à compliquer l'exercice d'une concurrence efficace sur ces segments.

Dans le cadre de son avis du 12 mai 2011 sur l'arrêté susmentionné et de son rapport sur le fonctionnement des marchés de détail de janvier 2013, la CRE avait recommandé que la période de référence pour le calcul des volumes d'ARENH :

- tienne compte des heures pleines d'été, qui correspondent également à des heures de faible consommation nationale ;
- continue d'inclure, entre 2012 et 2015, les heures creuses d'hiver, afin d'une part de maintenir une incitation à consommer pendant celles-ci plutôt qu'en heures pleines d'hiver.

Ces préconisations sont toujours d'actualité, car elles permettent, d'une part, de rééquilibrer les volumes d'ARENH entre les différentes catégories de consommateurs, et d'autre part, de favoriser

<sup>82</sup> Arrêté relatif au calcul des droits à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique.

l'application des dispositions de l'article L. 337-5 du code de l'énergie prévoyant 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.* »

La CRE rappelle à cet égard que les postes horosaisonniers des tarifs réglementés de vente, qui déterminent les heures pour lesquelles sont calculés les volumes d'ARENH, ont été historiquement construits à partir des coûts de production de l'électricité en France en application de la méthode du parc adapté. Les périodes dites « creuses » correspondent ainsi aux heures de moindre charge, et de moindre coût, au sens de ce parc. Dès lors, lier l'allocation d'ARENH à la consommation aux postes les moins chargés des tarifs a pour effet de perpétuer dans la nouvelle construction tarifaire certains principes de la tarification historique.

Or, comme la CRE le relevait déjà dans sa délibération du 10 août 2009 portant avis sur le projet d'arrêté relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité, la tarification historique s'écarte progressivement de la réalité des prix observés depuis l'ouverture à la concurrence des marchés de l'électricité et l'intégration progressive des marchés nationaux dans un marché intérieur européen.

La CRE recommande donc que le choix des heures d'allocation d'ARENH soit réexaminé à l'aune des principes qui seront retenus pour fonder la nouvelle construction des structures tarifaires, objet du chapitre 3 de la présente section. Ces principes devront être définis au plus tard à la fin de l'année 2015, date à partir de laquelle la CRE aura la responsabilité de proposer au gouvernement le niveau et la structure des tarifs réglementés de vente applicables au client ayant une puissance souscrite inférieure à 36 kVA.

#### **4.2.2. Modulation du produit**

L'arrêté du 16 mai 2011 définissant les profils des produits cédés par EDF aux fournisseurs d'électricité dans le cadre de l'ARENH prévoit les dispositions applicables aux « petits et grands consommateurs » au sens du décret n°2011-466 du 28 avril 2011 susmentionné<sup>83</sup>.

Ces dispositions consistent à appliquer aux petits consommateurs, jusqu'au 31 décembre 2015, d'une part, une modulation du profil de livraison du produit ARENH représentative de la production du parc nucléaire français, à l'échelle annuelle (modulation saisonnière), hebdomadaire (semaine/week-end) et journalière et d'autre part, une sur-modulation complémentaire de ce profil. Celui-ci s'aplatit ensuite progressivement, au fil des années, jusqu'à devenir plat, rejoignant ainsi le profil de livraison du produit ARENH attribué, depuis l'origine du dispositif, aux grands consommateurs.

La disparition de la modulation du produit ARENH à partir de 2016 concomitamment à la tarification par empilement des coûts et à la prise en compte de la totalité des coûts attachés au parc nucléaire dans le prix de l'ARENH a pour conséquence de supprimer le bénéfice de la modulation du parc de production nucléaire pour les petits consommateurs. En corollaire, EDF en conserve le bénéfice, qui était estimé par la CRE, avec les conditions applicables la première année du dispositif ARENH, à environ 1,5 €/MWh (y compris les effets de la surmodulation).

---

<sup>83</sup> « La sous-catégorie des petits consommateurs comprend les consommateurs finals raccordés en basse tension sur le territoire métropolitain continental et souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA [...] »

Si la CRE estime qu'il n'est pas pertinent d'appliquer une sur-modulation du produit ARENH à l'ensemble des consommateurs, en tant qu'elle ne traduit pas à cette échelle la réalité du fonctionnement du parc nucléaire historique d'EDF, elle recommande toutefois de modifier l'arrêté du 16 mai 2011 susmentionné afin de rétablir, pour la période 2015-2025, les dispositions de modulation qui étaient applicables à l'origine.

Au surplus, ces dispositions induisent des conséquences sur le volume de garanties de capacité emportées par l'ARENH dans le cadre du mécanisme de capacité, dans la mesure où la CRE considère que la composante capacité du produit ARENH doit traduire, en puissance, la réalité du sous-jacent en énergie de celui-ci.

### 4.3. S'agissant de la rémunération

#### 4.3.1. Principes généraux

La tarification comptable se décompose en une part fourniture et une part acheminement.

La part fourniture intègre une rémunération d'EDF calculée comme le produit des capitaux immobilisés par le coût moyen pondéré du capital d'EDF pour son activité de production et de commercialisation. Les gestionnaires de réseau de transport et de distribution sont, quant à eux, rémunérés pour leurs activités d'acheminement, selon les modalités prévues par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) et explicitées dans les différentes délibérations de la CRE s'y rapportant.

La tarification par empilement modifie substantiellement les modalités de rémunération d'EDF tout en laissant inchangée la rémunération de RTE et ERDF au titre des activités d'acheminement.

L'activité de vente de l'ARENH fait l'objet, en application des dispositions du code de l'énergie, « d'une rémunération des capitaux prenant en compte la nature de l'activité ». Le complément de fourniture d'électricité, s'il est effectué à partir d'achats et de revente sur les marchés de gros de l'électricité, inclut par nature un certain niveau de rémunération. Il en sera ultérieurement de même pour la composante « capacité ».

En revanche, la part énergie, construite comme l'empilement de ces deux composantes, n'apporte aucune garantie quant à l'atteinte du niveau de rémunération actuellement prévu par la tarification comptable, car :

- le calcul du prix de l'ARENH et des coûts comptables nucléaires, tel que la CRE les établit dans la section I de ce rapport, ne relèvent pas des mêmes principes méthodologiques, en particulier s'agissant du taux de rémunération et de la prise en compte des dépenses d'investissement ;
- le complément de fourniture d'électricité, par sa dépendance aux niveaux des prix de marché, ne relève en rien de principes comptables.

Dans l'hypothèse où les tarifs couvriraient exactement les coûts comptables de production et de commercialisation tels qu'ils sont évalués par la CRE dans le cadre de ses analyses tarifaires (cf. section I), la part permettant la rémunération des capitaux engagés dans l'activité de production, calculée comme le produit d'un coût moyen pondéré du capital par une base d'actifs, représenterait 9,5€/MWh soit 16 % de la part fourniture des tarifs (cf. Figure 43). Ce pourcentage ne correspond pas

au taux de rémunération des actifs concernés, mais à la rémunération, à ce taux, du montant de la base d'actifs.

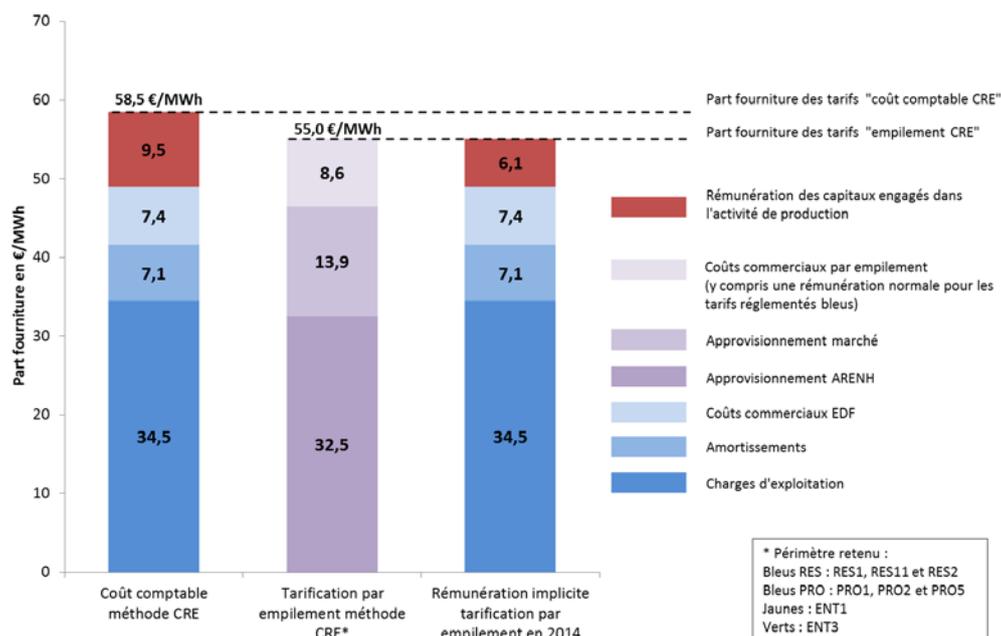


Figure 43 : Niveau moyen de la part fourniture des tarifs réglementés de vente en 2014 par calcul du coût comptable intégrant une rémunération et par tarification par empilement

En raison de prix de marché bas, le passage à une tarification par empilement réduit la part permettant la rémunération des capitaux engagés dans l'activité de production à 6,1 €/MWh au titre de l'année 2014.

#### 4.3.2. Situation avant et après le 1er janvier 2016

Le paragraphe ci-après a pour objet d'apprécier les effets de la transition tarifaire sur la rémunération d'EDF relevant de la vente d'électricité à des clients finals en France métropolitaine continentale. Il ne traite pas des autres débouchés de la production d'électricité pour lesquels EDF perçoit une rémunération : contrats historiques, Exeltium, etc.

La consommation totale en France métropolitaine s'établit, au 30 juin 2014, à 435 TWh, hors pertes des gestionnaires de réseau. Les tarifs réglementés de vente en représentaient un peu plus des deux tiers (310 TWh), le reliquat, en offre de marché, étant quasiment équiréparti entre fournisseurs historiques et alternatifs.

Par construction, EDF était ainsi assurée de percevoir la rémunération prévue par la tarification comptable pour 310 TWh, les volumes vendus en offre de marché étant, quant à eux, déjà exposés aux aléas des prix de marché. Toutefois, depuis l'entrée en vigueur de l'ARENH au 1<sup>er</sup> juillet 2011, ces volumes ont vraisemblablement été vendus aux clients concernés à des niveaux de prix qui excédaient le niveau des coûts comptables de production d'EDF, compte tenu des prix de marché observés sur la période 2011-2014.

L'entrée en vigueur d'une tarification par empilement pour les clients « bleus », et la suppression des tarifs pour les clients des autres couleurs modifient substantiellement ces équilibres.

### S'agissant des clients actuellement aux tarifs jaunes et verts

Ils représentent de l'ordre de 120 TWh de consommation et près de 30 % de la consommation totale d'électricité. A partir du 1<sup>er</sup> janvier 2016, EDF sera, à l'instar de ses concurrents, exposé aux conditions du marché pour tout ou partie de l'approvisionnement de ces consommateurs.

Dès lors, ni la couverture des coûts comptables ni *a fortiori* la rémunération d'EDF ne seront plus garanties, en particulier dans la situation où le prix de marché serait inférieur au prix de l'ARENH.

### S'agissant des clients actuellement en offre de marché

Ils représentent également de l'ordre de 120 TWh de consommation, pour un diagnostic similaire au précédent.

### S'agissant des clients au tarif bleu

Les tarifs bleus, proposés par la CRE en respectant les principes de la tarification par empilement, reposeront sur un approvisionnement pour partie à l'ARENH et pour partie au marché. La rémunération d'EDF pour ce segment de clientèle, qui représente près de 200 TWh, pourrait également se dégrader.

## **5. Les cas du tarif de cession et des tarifs réglementés de vente dans les ZNI**

### **5.1. Les niveaux respectifs des tarifs réglementés de vente de l'électricité et du tarif de cession détermineront le niveau de marge des ELD**

En application du code de l'énergie, les tarifs de cession sont arrêtés par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie, après avis de la CRE, pendant une période transitoire s'achevant le 7 décembre 2015. Ces tarifs seront ensuite proposés par la CRE aux ministres compétents.

Cette échéance coïncide avec la disparition des tarifs jaunes et verts au 31 décembre 2015. Ces tarifs représentent une part significative des recettes pour les ELD, au surplus très variable d'une ELD à l'autre. Cette évolution de leur modèle économique devra être intégrée dans les réflexions tarifaires.

La CRE considère que les tarifs de cession devront être construits selon la nouvelle méthode par empilement des coûts, à l'instar des tarifs réglementés de vente d'électricité d'EDF

Les ELD peuvent bénéficier, en application de l'article L. 337-10 du code de l'énergie, des tarifs de cession pour la fourniture des tarifs réglementés de vente d'électricité et l'approvisionnement des pertes sur les réseaux qu'elles exploitent (le bénéfice dans ce cas étant limité au 31 décembre 2013 pour les ELD desservant plus de 100 000 clients).

L'article L. 337-11 du code de l'énergie prévoit que « *les tarifs de cession d'électricité aux entreprises locales de distribution sont définis en fonction de catégories fondées sur les caractéristiques intrinsèques des fournitures, en fonction des coûts liés à ces fournitures* ».

Le décret du 27 janvier 2005 relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés dispose que « *les tarifs de cession de l'électricité sont établis en fonction des coûts complets de production de cette énergie* ».

La CRE estime que des modifications du cadre réglementaire doivent intervenir afin de prévoir explicitement la construction des tarifs de cession par empilement.

Elle demande la mise en place d'une concertation placée sous l'égide des pouvoirs publics en vue d'établir les modalités de construction des tarifs de cession.

Par ailleurs, les fournisseurs alternatifs doivent être à même de concurrencer les tarifs sur le territoire des ELD.

L'accès des fournisseurs alternatifs aux territoires de certaines ELD pourrait cependant leur demander un effort commercial plus important en raison de systèmes d'informations différents d'un gestionnaire de réseau à l'autre, leur occasionnant un surcoût difficilement quantifiable qu'ils ne pourront au surplus répercuter que sur le nombre limité de clients qu'ils auront pu acquérir sur ces territoires.

## **5.2. Les tarifs réglementés de vente seront construits par empilement des coûts dans les ZNI**

*Les tarifs réglementés de vente sur le territoire des ZNI sont similaires à ceux en vigueur sur le territoire métropolitain, en vertu de la péréquation tarifaire prévue dans le code de l'énergie.*

Les ZNI correspondent aux zones du territoire national qui ne sont pas reliées directement au réseau métropolitain continental. Il s'agit de la Corse, de la Martinique, de la Guadeloupe (ainsi que les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy), de la Réunion, de la Guyane, de Saint-Pierre et Miquelon, de Mayotte et des îles bretonnes des Glénan, Ouessant, Molène et Sein ainsi que l'île de Chausey.

Le principe de péréquation tarifaire, défini par les articles L. 121-1 et L. 121-5 du code de l'énergie, impose que les tarifs réglementés de vente en vigueur en métropole sont également appliqués aux consommateurs des ZNI<sup>84</sup>.

Ce principe général de péréquation permet toutefois d'adapter les caractéristiques des tarifs réglementés des ZNI, afin de répondre, par exemple, à des habitudes de consommation ou à une volonté de maîtrise de la demande en énergie particulières à certaines d'entre elles. Ainsi, la structure actuelle des tarifs réglementés (calcul de la prime fixe, relativité entre les coûts variables des postes tarifaires, etc.) est, pour certains tarifs réglementés, différente d'une ZNI à l'autre<sup>85</sup>.

*Les tarifs réglementés de vente, pour les puissances souscrites supérieures à 36 kVA, perdureront après 2016 dans les ZNI<sup>86</sup>, ce qui nécessitera de revoir leur méthode de construction.*

Les dispositions issues de la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité prévoient :

- d'une part, la mise en place d'une construction des tarifs réglementés par empilement des coûts au plus tard fin 2015 (code de l'énergie L. 337-6) ;

---

<sup>84</sup> Le coût de production dans les ZNI est supérieur à celui du parc de production en métropole. Cela induit un surcoût qui est pris en compte dans les charges de service public d'électricité sur lesquelles la CRE revient en détail dans un rapport spécifique. Ce surcoût de production correspond pour chacune des ZNI à la différence entre le coût de production et le niveau de la part implicite de production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité (Chiffre d'affaires lié aux ventes aux tarifs réglementés – TURPE – Coûts commerciaux du fournisseur sur chaque ZNI). Cette méthode n'a pas vocation à évoluer avec la mise en place de la construction des tarifs réglementés de vente.

<sup>85</sup> Par exemple pour les tarifs réglementés de vente verts actuels (Cf. Arrêté du 26 juillet 2013 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité).

<sup>86</sup> Alors qu'ils disparaîtront en France métropolitaine continentale.

- d'autre part, la suppression en métropole des tarifs réglementés de vente dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA (code de l'énergie L. 337-8 et L. 337-9).

La construction par empilement fait l'objet du chapitre 2 de la section II du présent rapport. En vertu du principe de péréquation tarifaire, qui n'est pas remis en cause, le niveau des tarifs réglementés qui s'appliqueront aux consommateurs des ZNI devra être établi selon cette nouvelle méthode d'empilement des coûts, alors même que les consommateurs en ZNI ne peuvent être approvisionnés grâce à l'ARENH et aux prix de marché de gros, dispositifs propres à la métropole continentale. Cette tarification reflètera le prix moyen payé par des consommateurs identiques, qui seraient situés en métropole continentale.

Il sera nécessaire de déterminer s'il reste pertinent de construire en niveau les tarifs en ZNI en se fondant sur un portefeuille de clients représentatifs de la métropole ou s'il est préférable de se fonder sur des portefeuilles de clients spécifiques à chaque ZNI.

En ce qui concerne la structure des tarifs, des travaux spécifiques aux ZNI devront être menés. Ils aborderont notamment la problématique des tarifs à effacement, actuellement inexistant dans les ZNI, mais dont le potentiel en matière de maîtrise des consommations à la pointe est important.

## Chapitre 3 : Les évolutions de la structure tarifaire

Si le code de l'énergie et le projet de décret portant modification du décret n°2009-975 du 12 août 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité, transmis à la CRE pour avis, encadrent l'évaluation du niveau des tarifs réglementés de vente, en prévoyant qu'il reflète l'empilement des coûts décrit au chapitre précédent, la méthode d'élaboration de la structure des tarifs reste toutefois à préciser. En effet, l'article L. 337-6 dispose seulement, à cet égard, 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.* »

La structure du tarif correspond à la répartition des coûts entre une part fixe (exprimée en €) et une part variable (exprimée en €/MWh) et, au sein de la part variable, à la relativité des prix entre différents postes horosaisonniers (heures pleines par rapport à heures creuses, heures d'été, heures de demi-saison, heures d'hiver, selon la nature du tarif).

La structure d'un tarif a notamment pour objet :

- De refléter le poids respectif des coûts fixes et des coûts variables, par le rapport entre l'abonnement et la part variable ;
- De refléter la relativité des coûts selon les heures de l'année (par les postes horosaisonniers) ;
- D'orienter les consommations vers certaines heures de l'année, le cas échéant en envoyant un signal tarifaire allant au-delà du simple reflet de la relativité des coûts.

Par ailleurs, si le niveau moyen du tarif est déterminé à une maille donnée (par exemple la couleur tarifaire) la structure y induit une dispersion des prix pour les clients finals en fonction de leurs caractéristiques spécifiques de consommation.

La question de la structure revêt donc une importance considérable en matière tarifaire, et la refonte du cadre tarifaire, prévue par le code de l'énergie et traduite dans le projet de décret est l'occasion d'un réexamen de cette structure des tarifs réglementés de vente d'électricité.

Ce chapitre a vocation à présenter un historique et l'état actuel des réflexions de la CRE s'agissant des méthodes envisageables en vue d'élaborer la structure des tarifs réglementés de vente construits par empilement des coûts.

### 1. Le choix de la maille à laquelle est réalisé l'empilement des coûts structure les grilles tarifaires

Les barèmes des tarifs réglementés de vente sont aujourd'hui établis en fonction de la catégorie du client (bleu résidentiel, bleu professionnel, jaune, vert), de l'option tarifaire (base, heures pleines heures creuses, A5, A8, etc.), de la puissance souscrite, de la version (courte, moyenne, longue, très longue utilisation). Le croisement de ces caractéristiques détermine un « groupe tarifaire ».

La construction par empilement des coûts devra être réalisée à l'échelle d'un groupe tarifaire, pour lequel les tarifs couvriront en moyenne les coûts résultant de cet empilement. Ces derniers dépendent des sites de consommation qui appartiennent à ce groupe tarifaire puisque, en

particulier, le calcul des droits ARENH et du complément à la fourniture d'électricité dépendent directement du profil de consommation. Chaque groupe tarifaire sera caractérisé par un niveau de coût spécifique.

La construction tarifaire par empilement des coûts ne s'entend donc pas comme un niveau unique de coûts à couvrir par l'ensemble des clients aux tarifs réglementés de vente, mais comme différents niveaux de coûts à couvrir par chacun des groupes tarifaires de clients considérés. Cette relativité du niveau des tarifs entre les différents groupes de clients constitue une première forme de structure des tarifs réglementés de vente.

## **2. La structure tarifaire doit refléter la relativité des coûts de l'électricité selon les heures de l'année, orientant ainsi les comportements de consommation vers un optimum économique**

La structure des tarifs réglementés de vente permet, par la relativité des prix entre différentes heures de l'année, d'envoyer un signal tarifaire aux clients.

Ce signal peut traduire une relativité des coûts d'approvisionnement entre les différentes heures de l'année. Ainsi, un consommateur paye chaque heure de l'année l'électricité à un prix reflétant son coût réel de fourniture. Un tel signal tarifaire oriente les consommations vers les heures où l'électricité est la moins coûteuse, pour le client comme pour le système électrique dans son ensemble.

*En prévoyant 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 », le code de l'énergie a au surplus offert la possibilité d'envoyer un signal tarifaire allant au-delà du reflet de la relativité pure des coûts de fourniture, afin d'inciter les clients à déplacer leur consommation vers des heures hors pointe nationale.*

La construction de la structure des tarifs nécessite ainsi de déterminer la relativité des coûts de fourniture entre les différentes heures de l'année. Différentes méthodes peuvent être employées pour ce faire, qui sont présentées dans les paragraphes qui suivent.

Les tarifs réglementés de vente sont historiquement construits en structure sur une méthode dite de « parc adapté », qui repose sur une simulation d'équilibres offre-demande sur un parc théorique adapté au mieux à la demande prévisionnelle. D'autres méthodes reposant sur des simulations d'équilibres offre-demande peuvent être envisagées, reposant sur le parc de production réel ou un parc de production prévisionnel à moyen-terme. Ces méthodes font l'objet du paragraphe 2.1 du présent chapitre.

Une approche très différente dans ses fondements théoriques, et directement inspirée de l'empilement des coûts prévu par le code de l'énergie pour la détermination du niveau des tarifs, repose sur les heures donnant droit à l'ARENH et sur les signaux de prix envoyés par le marché de gros et, à terme, le marché de capacités. Cette approche est détaillée dans le paragraphe 2.2.

Le dernier examen de la structure tarifaire cible date de 2009. Un groupe de travail, composé de la DGEC, la CRE et EDF avait alors examiné les méthodes possibles d'établissement de la structure

tarifaire, dans le cadre législatif et réglementaire en vigueur à l'époque, à savoir avant promulgation de la loi NOME. Dans sa délibération du 10 août 2009 portant avis sur le projet d'arrêté relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité, la CRE avait livré ses principales conclusions d'époque quant aux méthodes de construction de la structure des tarifs.

## **2.1. Le modèle de parc adapté utilisé historiquement par EDF envoie un signal de prix de long terme pertinent mais s'éloigne de la réalité physique du parc**

### **2.1.1. Le parc adapté**

Historiquement, la structure des tarifs réglementés de vente était élaborée en application de la méthode dite du « parc adapté ». Cette méthode, mentionnée dans le chapitre 1 de la section I, évalue les coûts à long terme d'un parc de production construit pour répondre de manière optimale aux prévisions de demande de consommation à la même échéance de temps. Il est par nature théorique et n'a pas vocation à représenter le parc tel qu'il est actuellement ou tel qu'il peut être envisagé. Il reflète toutefois certaines réalités physiques, notamment les équipements hydrauliques.

Le parc adapté satisfait par construction la demande française en électricité au moindre coût à une échéance temporelle de 15 ans. Il est défini à partir d'hypothèses :

- de coûts de développement<sup>87</sup> des moyens de production d'électricité ;
- d'évolution de la demande nationale d'électricité.

De ce parc adapté se déduit la structure des coûts marginaux de court terme<sup>88</sup> qui est répliquée dans toute la gamme tarifaire par affectation des chroniques de coûts aux profils de consommation.

En 2009, EDF évoquait les avantages suivants pour la méthode fondée sur un parc adapté :

- Elle permet de donner un signal incitant à des comportements vertueux, en raison de la propriété d'optimum économique du parc adapté ;
- Elle garantit un signal prix stable dans le temps, le parc optimal évoluant lentement en termes de structure ;
- Elle favorise l'investissement dans des moyens permettant d'optimiser le parc ;
- Elle assure la continuité avec la méthode employée historiquement, de surcroît bien maîtrisée par EDF.

Toutefois, déjà en 2009, compte-tenu de l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité, et dans la mesure où elle estimait nécessaire d'accroître les qualités de transparence et d'auditabilité des méthodes de construction des tarifs réglementés, la CRE soulignait les inconvénients de cette méthode :

- La structure du parc adapté dépend quasi-exclusivement des hypothèses de coûts de développement retenues dans le modèle (par définition non vérifiables), ce qui implique, notamment, de choisir un scénario de prix des combustibles à l'horizon de 15 ans. De plus, cette méthodologie nécessite d'estimer la demande nationale à ce même horizon ;

---

<sup>87</sup> Le coût de développement d'un moyen de production est égal à son coût complet, c'est-à-dire la somme de ses coûts fixes et de ses coûts variables.

<sup>88</sup> La structure des coûts marginaux de court terme est déterminée à partir des coûts marginaux du parc optimal à chaque instant, égaux par définition au coût variable de l'unité de production qui fonctionne dont le coût variable est le plus élevé.

- Compte tenu des incertitudes importantes qui pèsent sur les coûts de développement, et donc sur la structure du parc adapté, le signal tarifaire qui s'en déduit ne pourra inciter à des comportements vertueux que dans l'hypothèse où ce parc adapté reflète bien un scénario prévisionnel économiquement valable à l'échéance temporelle envisagée, en termes de choix technologiques, de prix des combustibles et d'hypothèses financières. Dans le cas contraire, ce parc ne constitue pas un « optimum économique » ;
- La DGEC publie désormais des coûts de référence en valeur relative, et non plus en valeur absolue, ce qui ajoute des incertitudes sur les coûts de développement et réduit le niveau de transparence de la méthode ;
- Surtout, cette méthode repose sur l'hypothèse selon laquelle chacun des pays de la plaque européenne interconnectée dispose d'un parc adapté à sa demande nationale. Par conséquent, elle ne tient pas compte de l'impact des échanges transfrontaliers qui sont par construction, dans cette méthode, inexistant.

Les constats de 2009 demeurent pertinents aujourd'hui, et même renforcés, dans un contexte de développement de la concurrence sur le marché de détail et d'intégration plus importante du marché français dans le marché européen de l'énergie.

### *2.1.2. Le parc réel*

Dans sa délibération de l'été 2009, la CRE proposait d'examiner une méthode alternative à celle du parc adapté, qui repose sur une anticipation de la structure du marché interconnecté, à partir du parc de production réel aujourd'hui en fonctionnement, des hypothèses d'investissements et des prévisions d'évolution de la demande<sup>89</sup> sur un horizon de trois à cinq ans.

La méthode s'appuie, pour l'essentiel, sur des références de cotation existantes pour les prix des combustibles et le prix du CO<sub>2</sub>. Les autres hypothèses nécessaires à la modélisation, pour lesquelles il n'existe pas de référence objective et publique (par exemple l'impact des interconnexions), pourraient faire l'objet d'un examen par le régulateur.

De ce modèle prévisionnel du parc de production interconnecté se déduit une structure de coûts marginaux de court terme, à partir de laquelle est construite la grille tarifaire selon des principes similaires à ceux utilisés pour le parc adapté.

Une méthode fondée sur un parc réel présente les avantages suivants :

- La structure du parc est connue. Son évolution sur une période de trois à cinq ans génère peu d'incertitudes et peut se déduire de la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) ;
- L'évaluation des coûts marginaux de court terme d'un « parc réel » à horizon trois-cinq ans repose, pour l'essentiel, sur des références publiques de marché ne nécessitant aucun calcul économique, ce qui accroît l'auditabilité et la transparence de la construction tarifaire ;
- Le signal tarifaire reflète une vision à moyen terme, fondée sur une évolution probable du parc de production et de la demande, et permet d'envoyer aux consommateurs finals un signal stable et révélateur de la réalité économique du parc de production en fonctionnement dans un contexte d'ouverture du marché à la concurrence. Il incite donc à une maîtrise de la consommation électrique aux heures où l'unité marginale de production

<sup>89</sup> Disponibles, par exemple, dans les exercices de prévision de la demande conduits par RTE.

est une unité fonctionnant au charbon, au fuel ou au gaz, par opposition au nucléaire et aux énergies renouvelables (hydraulique fil de l'eau, éolien, etc.), c'est-à-dire aux heures marginalement les plus coûteuses et les plus polluantes, à l'échelle de la plaque interconnectée ;

- Compte tenu de la transparence intrinsèque à cette méthodologie, un ajustement des variables qui définissent la structure des coûts marginaux peut être appliqué pour tenir compte de nouvelles contraintes que les pouvoirs publics souhaiteraient voir être prises en compte dans la structure tarifaire : taxe carbone, prix du CO<sub>2</sub>, etc.

L'utilisation d'une méthode fondée sur le parc réel nécessite toutefois une modélisation fine :

- du fonctionnement technico-économique du parc de production, et en particulier de ses contraintes de disponibilité ;
- de l'évolution de la demande d'électricité ;
- de l'environnement européen, en particulier sur la question du comportement des interconnexions.

## **2.2. Une méthode fondée sur les heures donnant droit à l'ARENH et sur les prix du marché de gros peut envoyer des signaux de prix pertinents à condition d'intégrer le prix de la capacité, mais les signaux seront de plus court-terme et potentiellement volatils**

### ***2.2.1. Les prix de marché à eux seuls ne donnent pas une incitation suffisante aux consommateurs et ne correspondent pas nécessairement aux périodes de forte consommation***

Le code de l'énergie prévoit la couverture par les tarifs des coûts suivants :

- le prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique ;
- le coût du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité ;
- les coûts d'acheminement de l'électricité ;
- les coûts de commercialisation ainsi qu'une rémunération normale.

Les différentes briques composant l'empilement en niveau peuvent être également reprises pour construire la structure des tarifs. Cette structure résulterait alors de l'empilement des structures propres à chacune des briques précitées.

En ce qui concerne la part énergie, la structure résulterait alors de la relativité, selon les heures de l'année, du coût d'approvisionnement en énergie et en capacité.

Cette approche additionnant énergie et capacité est cohérente avec les méthodes fondées sur des parcs de production, qui reposent sur la prise en compte des coûts de développement des moyens de production (coûts fixes d'investissement et d'exploitation inclus) et d'un coût de la défaillance.

La relativité du coût d'approvisionnement en énergie selon les heures de l'année dépend de deux éléments :

- le volume d'ARENH auquel donne droit chaque heure de l'année, et donc corollairement le volume à approvisionner sur le marché de gros pour chaque même heure ;
- le prix sur le marché de gros à chacune de ces heures.

Le prix de l'ARENH est réexaminé chaque année et est fixé entre les dates de réexamen. Il n'induit de fait pas de relativité du coût d'approvisionnement<sup>90</sup>.

L'élément « prix sur le marché de gros » a vocation à apporter une relativité entre les coûts d'approvisionnement<sup>91</sup>. Il peut s'agir de produit à terme ou de produit spot. Le prix spot peut fluctuer très significativement d'une heure de l'année à l'autre. Cet élément entraîne une différenciation des coûts d'approvisionnement importante.

Pour que cette différenciation soit pertinente, il reste en particulier à démontrer que les heures où les prix sont les plus élevés correspondent aux heures où le système est sous tension.

Afin d'apporter quelques éléments quantitatifs, la marge, calculée comme la différence entre la disponibilité des capacités du parc de production et la consommation, a été comparée au prix spot. La marge représente la tension sur le système électrique. En effet, plus la marge est faible, moins il y a de capacités à disposition et donc plus le système est sous tension. Il correspond dans une majorité des cas à des périodes de forte consommation.

La corrélation entre la marge et les prix spot de janvier 2013 à juin 2014 a été de l'ordre de 80% ce qui induit des évolutions similaires entre ces deux éléments. Cependant, en 2013, durant les heures de l'année où le système a été le plus sous tension (marge inférieure à 10 000 MW), le prix de marché moyen a été de 86€/MWh, sensiblement inférieure à la moyenne des prix spot sur les heures les plus chargées (de l'ordre de 100€/MWh). De même, seules 30% des heures durant lesquelles le prix spot est le plus important, correspondent à des heures où le système est le plus sous tension.

Des investigations complémentaires seront toutefois nécessaires afin de démontrer dans quel cadre il est pertinent de prendre l'élément « prix sur le marché de gros » comme élément représentatif de la structure des tarifs.

Enfin, la garantie de capacité pourrait avoir vocation à amplifier le signal prix sur les heures où la tension du système est la plus importante et apporter de fait des éléments de relativité complémentaire entre les différentes heures de l'année.

### *2.2.2. Une structure fondée sur les droits ARENH et les prix de marché assure la contestabilité des tarifs à une maille fine, celle du tarif/option/version/puissance*

Si, par construction, la contestabilité des tarifs construits en niveau par empilement est assurée, en moyenne, à la maille où est calculée l'empilement (cf. paragraphe 1), celle-ci n'est en revanche pas assurée pour chaque client pris individuellement ni, de façon plus générale, à toute maille plus fine d'analyse.

Ainsi, en prenant l'hypothèse que l'empilement en niveau est mené à la maille de la catégorie tarifaire, la contestabilité en moyenne d'une catégorie tarifaire (par exemple bleu résidentiel) peut masquer de fortes disparités, au sein même de la catégorie, entre des clients au comportement très différent.

---

<sup>90</sup> Il est à noter que les volumes d'ARENH sont modulés pour les petits consommateurs profilés jusqu'en 2015 dans l'état actuel de la réglementation.

<sup>91</sup> La relativité du coût d'approvisionnement pourrait également être déterminée en prenant comme référence le prix marginal de cet empilement, c'est-à-dire dans la majorité des cas, le prix de marché. Plus simplement, il pourrait également être question de prendre le prix de marché spot seul.

Au sein de la catégorie, certains clients s'avéreront très contestables (l'offre de marché pourra être significativement inférieure au tarif réglementé), d'autres ne le seront pas du tout (le tarif réglementé de vente restera beaucoup plus intéressant pour ce client que toute offre de marché ; le client restera captif du fournisseur historique, qui sera déficitaire sur sa fourniture).

L'utilisation, en structure, d'une méthode analogue à celle retenue en niveau permet d'assurer la contestabilité des tarifs à la maille d'élaboration de la structure, beaucoup plus fine que le niveau. En effet, à la maille d'élaboration de la structure (tarif/option/version/puissance), l'empilement tarifaire serait assuré, et chaque tarif/option/version/puissance serait ainsi établi d'une manière répliquant le coût d'approvisionnement d'un fournisseur alternatif pour un client moyen de ce même tarif/option/version/puissance.

L'empilement tarifaire en niveau, tel que prévu par le code de l'énergie, pourrait garantir la contestabilité en moyenne des catégories tarifaires : bleu résidentiel, bleu professionnel, jaune, vert. L'empilement tarifaire, utilisé comme méthode de construction en structure, garantirait pour sa part une contestabilité en moyenne sur chaque tarif/option/version/puissance.

### ***2.2.3. Une structure fondée sur les droits ARENH et les prix de marché présente en revanche une volatilité plus importante et offre un signal d'investissement de très court-terme***

Reposant sur les prix du marché de gros de l'énergie et de la capacité, une telle méthode de construction de la structure tarifaire induit une volatilité du signal proportionnée à la volatilité des prix de gros.

Cette méthode présente la même mauvaise propriété quant à son utilisation pour établir le niveau des tarifs. Mais cette volatilité semble plus problématique dès lors qu'elle affecte la structure, donc la relativité des prix entre les différents postes horosaisonniers et *in fine* les changements de comportements des consommateurs :

- transferts de consommation d'une heure de l'année vers une autre ;
- basculements d'un tarif/option/version vers un autre.

La tarification doit rechercher, outre la pertinence économique, la lisibilité et la stabilité. Un consommateur doit comprendre les barèmes tarifaires et donc les signaux de prix qui lui sont envoyés et les signaux doivent être suffisamment stables dans le temps pour orienter les consommations, les usages et, le cas échéant, les équipements et les investissements (par exemple, l'asservissement de matériels pour fonctionner la nuit).

La volatilité de la structure tarifaire induite par une construction reflétant les prix de marché va à l'encontre de ces deux principes. Elle complique la compréhension par les consommateurs, notamment les moins avertis, des barèmes et des signaux de prix, qui peuvent changer voir s'inverser chaque année. Elle n'incite pas les consommateurs, aussi bien résidentiels que professionnels ou industriels, à investir dans des équipements permettant de modifier leurs usages de l'électricité, l'incitation à investir pouvant être modifiée voir disparaître d'une année à l'autre.

En matière de signal d'investissement dans les moyens de production et d'effacement, une structure tarifaire reflétant les modalités d'allocation des droits ARENH, le prix de gros de l'énergie et le prix de la capacité présente les intérêts et les défauts inhérents aux prix du marché de gros.

Les prix de gros de l'énergie ne sont cotés, au plus, qu'à un horizon temporel de trois ans, la liquidité sur les produits de telle maturité étant par ailleurs extrêmement faible. Ils ne donnent ainsi pas de signal orientant les investissements à plus de trois ans.

Le marché de capacité offre une visibilité similaire avec un signal de prix à un horizon d'environ trois ans également (septembre de l'année N-4 pour l'année N).

Aucun de ces deux signaux n'offre les avantages des méthodes de construction tarifaire fondées sur des équilibres offre-demande sur parcs de production anticipés à moyen ou long terme, développées au paragraphe 1 ci-dessus, qui offrent, par construction, des signaux de prix à moyen- ou long terme (un parc adapté à 15 ans donne un signal d'investissement à 15 ans).

Enfin, la faible liquidité du marché de gros de l'énergie, et la faible liquidité anticipée du marché de la capacité, sont susceptibles d'altérer la qualité du signal prix envoyé par une construction tarifaire fondée sur les prix de gros. Ces prix sont susceptibles d'être d'autant plus volatils et moins représentatifs de l'état réel de l'équilibre offre-demande en énergie comme en capacité que le volume de transactions réalisé sur les marchés concernés est faible.

### 3. Conclusions

Les structures tarifaires élaborées à partir d'approches fondées sur des simulations d'équilibres offre-demande permettent d'envoyer un signal tarifaire traduisant une anticipation de l'état de tension du système électrique à moyen voire long-terme et orientant les consommations à ces horizons de temps lointains, afin de tendre vers un optimum économique. Ces simulations sont néanmoins complexes, reposent sur un nombre très important d'hypothèses et conduisent à des structures qui s'éloignent de la réalité de l'approvisionnement des fournisseurs alternatifs, qui repose sur l'ARENH, le marché de gros de l'énergie et le marché de capacités.

Une structure tarifaire fondée sur les droits d'ARENH, les prix de gros de l'énergie et le prix de la capacité, plus proche de la réalité de l'approvisionnement des fournisseurs, permet d'obtenir une contestabilité des tarifs à une échelle assez fine, celle des tarifs/options/versions/puissances. Elle présente en revanche le défaut de n'envoyer un signal que court, ou au mieux, moyen terme, les prix de gros n'étant pas cotés au-delà de trois ans en amont. Par ailleurs, le signal prospectif se limite au niveau relatif du prix de la base et du prix de la pointe (seuls les produits calendaires base et pointe sont cotés trois ans à l'avance), la finesse de la structure reposant quant à elle sur la relativité des prix horaires, qui ne peut être estimée qu'à partir de l'historique des prix spot réalisés.

Compte-tenu des avantages et inconvénients soulevés par chacune des méthodes, et l'impact de la structure tarifaire en matière de contestabilité des tarifs, de modification des consommations et des usages des clients, le choix d'une méthodologie d'élaboration de la structure tarifaire devrait faire l'objet d'une concertation, placée sous l'égide des pouvoirs publics, avec l'ensemble des acteurs concernés.

# ANNEXE - Fondements théoriques du module de calcul stochastique utilisé par le modèle de la CRE pour simuler les chroniques de prix spot

## 1. Le modèle de température

La température est un paramètre important du système électrique français, particulièrement thermosensible. Elle influe sur le coût de fourniture d'un client sous l'action de deux effets :

- La consommation d'un client dépend de la température, du fait principalement de l'usage du chauffage les jours froids, ou de la climatisation les jours très chauds. Pour les clients profilés, les coefficients de profil corrigés de la température sont donnés par la formule :

$$C(s,j,h,T) = C(s,j,h) (1 + g(s,h) (\text{Min}(T_N, T_s) - \text{Min}(T, T_s)))$$

où  $g$  est le gradient correspondant au profil,  $T_N$  la température normale, et  $T_s$  une température seuil prise à 15°C.

- Les écarts de température créent des tensions sur la demande d'électricité, qui peuvent se répercuter sur les prix de marché. Le modèle de prix de marché doit donc inclure une corrélation avec les écarts de température.

Ces deux effets sont bien sûr corrélés, générant des non-linéarités, une vague de froid pouvant générer un surcroît de consommation lors d'une période où les prix de marché sont élevés, ce qui augmente fortement le coût de fourniture du client. Le modèle doit donc être en mesure de considérer de tels aléas, afin de garantir une bonne prise en compte du facteur risque thermosensible.

S'agissant de la température, le facteur déterminant n'est pas la valeur de la température elle-même, mais l'écart à la température normale  $T-T_N$ .

Cet écart  $T-T_N$  entre la température et la température normale suit, dans le modèle, un processus d'Ornstein-Uhlenbeck (processus dit de « retour à la moyenne ») de moyenne nulle. L'équation différentielle stochastique qui en régit l'évolution est la suivante :

$$d(T-T_N) = -\lambda_T(T-T_N) dt + \sigma_T dB_t$$

avec  $B_t$  un mouvement brownien, c'est-à-dire que le terme  $dB_t \sim \mathcal{N}(0, dt)$ .  $\lambda_T$  mesure la vitesse de retour à la moyenne, tandis que  $\sigma_T$  mesure la volatilité du processus. Ces paramètres sont calibrés sur un historique de données via une régression linéaire par la méthode des moindres carrés.

Pour simuler ce processus, il est nécessaire de le discrétiser. Pour cela, on utilise la solution exacte du processus d'Ornstein-Uhlenbeck, qui est donnée, quelle que soit la taille du pas de temps  $dt$ , par :

$$(T - T_N)_t = e^{-\lambda_T dt} (T - T_N)_{t-dt} + \sigma_T \sqrt{\frac{1 - e^{-2\lambda_T dt}}{2\lambda_T}} \mathcal{N}(0,1)$$

La valeur initiale du processus est donnée par:

$$(T - T_N)_0 \sim \mathcal{N}\left(0, \sigma_T \sqrt{\frac{1 - e^{-2\lambda_T dt}}{2\lambda_T}}\right)$$

## 2. Le modèle de prix spot

### 2.1. Principes du modèle de prix spot

Les prix spot d'électricité présentent un certain nombre de caractéristiques très spécifiques brièvement rappelées ci-après, qui doivent, idéalement, être fidèlement décrites par le modèle.

Tout d'abord, si les prix spot sont cotés pour chaque heure de la journée, les prix horaires ne peuvent toutefois pas être considérés comme une série temporelle issue d'un processus stochastique unique. En effet, tous les prix horaires d'une même journée sont déterminés simultanément la veille. Ainsi, si les prix de chaque heure d'une même journée sont corrélés les uns aux autres, il n'y a pas de relation de causalité directe entre les prix de deux heures successives.

Pour rendre compte de cette propriété, le prix horaire spot  $X_t^h$  (ou son logarithme) est modélisé en fonction de sa moyenne journalière  $Y_t$ . L'essentiel de la variabilité des prix de l'électricité ainsi que de leurs principales caractéristiques statistiques (retour à la moyenne, pics, saisonnalité etc.) semblent en effet contenues dans la moyenne journalière. La méthodologie retenue par la CRE consiste par conséquent à se ramener à la simulation de la moyenne journalière, de laquelle seront ensuite déduits les prix horaires par une formule du type :

$$X_t^h = Y_t f(t, h) + \varepsilon_t^h$$

avec  $\varepsilon_t^h$  un bruit blanc et  $f(t, h)$  une fonction déterministe simulant les variations horaires du prix et variant lentement avec le temps, qu'il conviendra de déterminer.

Les prix spot journaliers présentent par ailleurs quelques caractéristiques spécifiques :

- Saisonnalité : les prix de l'électricité présentent des cycles annuels, hebdomadaires et journaliers, dus au climat et à l'activité humaine.
- Stationnarité : les prix de l'électricité ont un comportement de retour à la moyenne, avec un régime stationnaire.
- Fonction d'autocorrélation à plusieurs échelles de temps caractéristiques : la structure d'autocorrélation est assez bien décrite par une somme pondérée d'exponentielles, comportant deux ou trois termes. Plus précisément, la fonction d'autocorrélation  $\rho(h)$  peut être décrite avec une bonne précision par :

$$\rho(h) \sim \sum_i w_i e^{-h\lambda_i}$$

- Pics de prix : le caractère non stockable de l'électricité provoque de violents pics de prix, suivis d'un rapide retour à un niveau normal.
- Grandes queues de distribution : la distribution des prix journaliers est non-gaussienne, présentant un caractère fortement leptokurtique, avec une queue plus prononcée, due à la présence de pics de prix de faible probabilité mais de forte amplitude. Ces pics de prix ont eux-mêmes des distributions pouvant présenter de grandes queues.

Le modèle de la CRE, qui suit une approche par diffusion avec sauts dans un potentiel, cherche à rendre compte de ces propriétés, tout en reproduisant au mieux les moments de la distribution historique des prix de marché.

La méthodologie sous-jacente au module de simulation des prix de marché du modèle est la suivante. La variable initialement simulée est le logarithme du prix moyen journalier :  $Y_t = \ln(S_t)$ . Celui-ci est décomposé en une somme de trois composantes, évaluées séparément, qui modélisent les caractéristiques spécifiques du prix spot journalier :

- Une composante déterministe  $f(t)$ , internalisant la valeur moyenne et les variations saisonnières du prix spot ;
- Une composante stochastique décrite par un processus de diffusion, décrivant le comportement aléatoire du prix désaisonnalisé hors des événements exceptionnels ;
- Une composante stochastique décrite par un processus de Poisson composé, modélisant les pics de prix.

## 2.2. Prix moyen journalier

### 2.2.1. Composante déterministe du prix

La composante saisonnière  $f(t)$  internalise toutes les caractéristiques du prix spot relevant d'un processus déterministe plutôt que stochastique :

- La valeur moyenne du prix, déterminée par une fonction constante ;
- Une éventuelle tendance interannuelle, déterminée par une fonction linéaire ;
- La saisonnalité intra-annuelle du prix, associée à l'influence des saisons sur les prix de marché, et déterminée par une fonction sinusoïdale ;
- La saisonnalité intra-hebdomadaire, associée au rythme de l'activité humaine, et déterminée par un premium journalier algébrique associé à chaque jour de la semaine.

La fonction  $f(t)$  est calculée comme la somme de ces quatre composantes. Celles-ci sont calibrées à partir des données historiques par une méthode des moindres carrés. Pour ne pas biaiser la calibration, un filtre est auparavant appliqué à ces données afin de lisser les pics de prix : ceux-ci sont donc retraités préalablement et ne perturbent pas l'évaluation des composantes saisonnières du prix.

La composante stochastique, ou prix désaisonnalisé,  $X_t$  du logarithme du prix moyen journalier, est alors obtenue en soustrayant la fonction  $f(t)$  de la chronique  $Y_t$  :  $X_t = Y_t - f(t)$

### 2.2.2. Modélisation du terme stochastique de diffusion

Une caractéristique importante de la dynamique d'évolution des prix spot est la vitesse extrêmement rapide de retour à la moyenne du prix après occurrence d'un pic de prix. L'intégration de cette propriété dans la modélisation du processus stochastique pose des difficultés théoriques et pratiques, la prise en compte de ces retours à la moyenne quasi instantanés venant en général perturber la bonne calibration des taux de réversion du régime stationnaire.

Pour remédier à ce problème, la CRE utilise, pour la modélisation du terme stochastique, une approche par diffusion dans un puits de potentiel. Celle-ci propose une sorte de généralisation continue des modèles à plusieurs régimes, abondamment décrits dans la littérature.

Dans le modèle, le prix désaisonnalisé  $X_t$  évolue selon une diffusion stochastique dans un potentiel, qui peut avoir une forme complexe. Plus précisément, ce potentiel est calibré de sorte à disposer de deux propriétés essentielles à une simulation fidèle de la dynamique d'évolution du prix spot :

- Le potentiel doit avoir un unique minimum global, qui représente la valeur d'équilibre du processus. La forme du potentiel est calibrée autour de ce minimum de façon à reproduire le plus précisément possible la statistique de la distribution du prix spot.
- Le comportement du potentiel à l'infini doit croître très rapidement, afin de rendre compte des taux de réversion très élevés observés après un pic de prix. Un taux de croissance plus que quadratique permet en particulier de faire dépendre la vitesse de réversion de l'écart du prix au point d'équilibre, ce qui est particulièrement bien adapté à la modélisation de pics de prix ponctuels.

Concernant ce dernier point, le modèle décrit alors bien la caractéristique de retour rapide à la normale après un pic de prix. Lorsqu'un saut se produit, le prix s'élève loin au-dessus du minimum du potentiel, où la pente de celui-ci est très élevée : le prix redescend alors d'autant plus rapidement vers un niveau normal. En résumé, la pente varie avec la distance au minimum, ce qui représente bien un continuum de régimes de réversion, d'autant plus drastiques que le pic de prix est intense. Proche du point d'équilibre en revanche, le potentiel s'approche assez bien par une fonction quadratique, et ces régimes de réversion extrêmes ne perturbent donc pas la dynamique du régime stationnaire sans sauts. Notons aussi que les modèles de retour à la moyenne de type Ornstein-Uhlenbeck sont inclus dans cette gamme de modèle : on les retrouve en prenant le cas particulier d'un potentiel parabolique, et donc une force de rappel linéaire.

Dans son modèle, la CRE a retenu le choix d'un potentiel polynomial  $U$  de degré 4, qui représente un bon compromis entre précision et simplicité. La présence de pics de prix dans les données biaisant la détermination des paramètres du terme de diffusion, le potentiel est calibré après filtration des sauts dans les données initiales, les paramètres de la diffusion étant alors déduits de la série de prix filtrés  $(\tilde{X}_t)$ , tandis que l'intensité et la distribution des sauts sont obtenues à partir de la série de sauts  $(J_t)$  issue du filtrage.

La dynamique du processus stochastique complet est donnée par la combinaison du processus de diffusion dans le potentiel et du processus de sauts :

$$dX_t = -U'(X_t) dt + \sigma dW_t + J dz_t$$

avec  $U$  le potentiel,  $\sigma$  la volatilité de la composante de diffusion,  $dW_t$  un mouvement brownien standard, et  $J dz_t$  le processus de sauts, détaillé à la section suivante.

Le potentiel  $U$  étant deux fois dérivable et la chronique  $(\tilde{X}_t)$  étant filtrée des sauts, la distribution stationnaire du processus  $\tilde{X}_t$  est alors la distribution de Gibbs et il existe une relation biunivoque entre la distribution invariante de ce processus et le potentiel, qui permet de calibrer celui-ci à partir de la statistique de la série de prix filtrés des sauts.

Le terme de diffusion est ensuite simulé dans l'outil en discrétisant l'équation différentielle stochastique précédente par le schéma d'Euler :

$$\tilde{X}_{i+1} = \tilde{X}_i - U'(\tilde{X}_i) \Delta t + \varepsilon_i$$

où les  $\varepsilon_i$  sont des variables gaussiennes indépendantes de moyenne nulle et de variance  $\sigma^2 \Delta t$ . La volatilité du processus est quant à elle estimée à partir des données filtrées par régression linéaire des incréments  $\tilde{X}_{i+1} - \tilde{X}_i$  par rapport au potentiel, après un changement d'échelle.

### 2.2.3. Modélisation du terme de sauts

Les paramètres du terme de sauts sont dérivés de l'échantillon de sauts ( $J_i$ ) issus du filtrage décrit à la section précédente. Les pics de prix, décrits par le processus de saut  $J dz_t$ , sont modélisés par un processus de Poisson composé que l'on approxime, pour un intervalle de discrétisation court, par une succession de tirages de Bernoulli. Les sauts sont donc entièrement déterminés par l'intensité  $\lambda$  du processus de Poisson  $z_t$ , qui décrit la fréquence des sauts, et la loi de  $J$ , qui décrit l'amplitude des sauts.

Il convient de noter que le choix d'un processus de Poisson pour modéliser les sauts implique que l'intervalle de temps entre deux sauts consécutifs suit une loi exponentielle. Cette hypothèse est relativement bien vérifiée par les données de la chronique de sauts filtrés, ce qui justifie ce choix de modélisation. L'intensité  $\lambda$  du processus de Poisson est alors déterminée à partir de l'historique d'occurrence des pics de prix issu du filtrage des sauts.

Une propriété dont le processus de Poisson ne rend en revanche pas compte est le fait que les sauts ont tendance à se produire parfois par paquets. Néanmoins, tenir compte de cette caractéristique nécessiterait le recours à des modèles à intensité variable ou stochastique, qui rendraient mieux compte de la distribution réelle des sauts, mais introduiraient une complexité trop importante dans le modèle au stade actuel, notamment compte-tenu de la faible probabilité d'occurrence de pics de prix observée sur le marché spot français.

A cet égard, le faible nombre de sauts isolés par la procédure de filtrage rend globalement assez difficile la mise en adéquation d'un modèle spécifique avec la distribution observée, et rend l'exercice de calibration du processus de sauts partiellement empirique.

L'amplitude  $J$  des sauts est quant à elle modélisée par une loi log-normale, compatible avec la série de données issue de la procédure de filtrage. Les paramètres de la loi log-normale sont déterminés à partir des données d'amplitude des sauts par la méthode des moments, en calant les moments de premier et deuxième ordre de la loi empirique sur ceux des données. Si le recours à d'autres types de lois de probabilité, notamment les lois alpha-stables, permettrait de mieux rendre compte des grandes queues de distribution de la taille des pics de prix, il introduirait un surcroît de complexité au modèle, avec un apport en précision difficile à quantifier compte-tenu du faible nombre de données disponibles. La distribution calibrée dans le modèle de la CRE fournit donc au final un *fit* de bonne qualité des données, y compris proche de la queue de la distribution.

## 2.3. Prix horaire

### 2.3.1. Fonction de répartition de la moyenne journalière sur les heures de la journée

Le fonctionnement du modèle requiert la simulation de chroniques de prix spot horaires, à même de valoriser à chaque heure de l'année le volume de dentelle qu'un fournisseur doit acheter ou revendre sur le marché spot. Or, le module de calcul stochastique décrit à la section précédente modélise, pour des raisons propres à la formation des prix spot exposées plus haut, des chroniques décrivant la moyenne journalière du prix spot, plus précisément son logarithme. Il est donc nécessaire de définir un procédé permettant de passer des prix journaliers simulés par le modèle à des prix horaires.

La méthodologie retenue par la CRE s'appuie sur une fonction de répartition  $f(t,h)$  simulant les variations infra-journalières du prix spot et explicitant la déformation de la moyenne journalière du prix spot sur chacune des heures de la journée, selon l'équation évoquée précédemment :

$$X_t^h = Y_t f(t,h) + \varepsilon_t^h$$

Dans cette dernière équation,  $X_t^h$  et  $Y_t$  représentent respectivement le prix spot à l'heure  $h$  du jour  $t$  et la moyenne journalière du prix spot pour le jour  $t$ , et non leur logarithme. Il est donc implicite dans la suite qu'après simulation du logarithme de la moyenne journalière du prix spot, le modèle passe à l'exponentielle pour ne plus travailler que sur le prix lui-même.

Il convient de noter ici que la fonction  $f(t,h)$  dépend aussi du jour  $t$ . Ce choix de modélisation s'explique par le fait que le comportement du prix spot selon les différentes heures de la journée est fortement dépendant de la période de l'année considérée. La fonction  $f(t,h)$  doit donc prendre en compte la saisonnalité des variations infra-journalières du prix spot.

A cet effet, la fonction  $f(t,h)$  est calibrée en *fittant* par une méthode des moindres carrés une somme de fonctions sinusoïdales, intégrant des périodes permettant de prendre en compte les impacts saisonniers infra-annuels et intra-hebdomadaires, au quotient  $(X_t^h / Y_t)_t$ .

Les termes aléatoires  $\varepsilon_t^h$  sont ensuite déterminés par analyse de la statistique des résidus  $X_t^h - Y_t f(t,h)$  de la régression. Selon les échantillons de données étudiés, les 24 séries  $(\varepsilon_t^h)_t$  peuvent être convenablement modélisées par des bruits blancs gaussiens, ou bien par des variables aléatoires indépendantes distribuées suivant une loi de Laplace. Dans les deux cas, les paramètres des lois décrivant les  $\varepsilon_t^h$  sont ensuite déterminés par la méthode des moments. En amont de la calibration des résidus, il est néanmoins nécessaire de filtrer des données les résidus trop importants, liés aux pics de prix, qui peuvent biaiser l'évaluation.

Ce dernier point soulève un des points faibles du modèle. Alors que l'on observe qu'en général les pics de prix sont très localisés sur une ou quelques heures consécutives d'une journée, qui emportent alors la quasi-totalité de la moyenne sur cette journée, cela n'est pas le cas ici. Le pic de prix est déterminé directement sur la moyenne journalière, et ensuite réparti sur les différentes heures de la journée au prorata de la fonction  $f$ , ce qui entraîne, du fait du caractère « moyennant » de celle-ci, une certaine dilution du pic de prix sur l'ensemble des heures de la journée et lui donne un caractère moins « piqué ». Cet effet est partiellement compensé par la présence des termes  $\varepsilon_t^h$ . Une amélioration au modèle passerait donc par une intégration de la génération des pics de prix au niveau du calcul des prix horaires ; de tels modèles restent néanmoins nettement plus complexes théoriquement et font l'objet d'une littérature moins abondante que ceux fondés sur une simulation à la maille du prix journalier.

### 2.3.2. *Corrélation du prix spot à la température*

Une corrélation potentielle du prix spot avec les variations de la température est intégrée dans le modèle. A cet effet, le programme de simulation des prix de marché utilise les résultats du module de génération de scénarios de température.

La modélisation retenue consiste à faire porter cette corrélation, déterminée à la maille horaire, sur le résidu aléatoire  $\varepsilon_t^h$  de la répartition intra-journalière de la moyenne journalière du prix spot. Ce choix de modélisation repose sur l'hypothèse que les variations de température n'influencent ni les

probabilités d'occurrence de pic de prix, ni leur amplitude ; hypothèse discutable mais permettant de s'affranchir d'une lourde part de complexité dans le modèle.

Sous cette hypothèse, toute variation de l'écart de la température à la température normale va influencer le prix spot horaire via une corrélation des facteurs gaussiens. Si  $\rho$  est la corrélation entre  $T - T_N$  et  $X_t^h$ , ces deux variables sont alors déterminées par le système couplé :

$$(T - T_N)_t = e^{-\lambda_T \Delta t} (T - T_N)_{t-\Delta t} + \sigma_T \sqrt{\frac{1 - e^{-2\lambda_T \Delta t}}{2\lambda_T}} \mathcal{N}_T$$

$$X_t^h = Y_t f(t, h) + \sqrt{1 - \rho^2} \varepsilon_t^h + \rho \sigma_\varepsilon \mathcal{N}_T$$

$\sigma_\varepsilon$  représente l'écart-type de  $\varepsilon_t^h$ ,  $\mathcal{N}_T$  est une variable aléatoire normale centrée, et  $\rho$  est ici évidemment négative, traduisant la tendance des prix de marché à augmenter quand les températures baissent.

Une méthodologie alternative consisterait à garder les deux processus décorrélés et ne pas injecter l'influence de la température sur les prix au niveau du processus stochastique lui-même, mais plutôt à modéliser celle-ci via une fonction de transfert qui recalerait le prix spot simulé, de façon analogue à l'approche utilisée pour modéliser la thermosensibilité de la consommation.

### 2.3.3. Calage sur les prix à terme

Afin d'assurer la cohérence de l'arbitrage entre l'approvisionnement sur le spot et celui sur les marchés à terme, il est enfin nécessaire de caler le niveau moyen des chroniques de prix spot simulées sur les valeurs des produits calendaires Base et Pointe définies en hypothèse, au facteur de *drift* près.

Ce calage doit normalement s'entendre en moyenne sur les scénarios simulés, puisque divers aléas peuvent conduire à un écart notable entre moyenne annuelle du prix spot et prix à terme. Il serait alors naturel de considérer que le calage s'opère au niveau de la composante déterministe du prix spot, la part aléatoire continuant de porter toute la volatilité du produit spot et son risque associé en regard des contrats à terme. Toutefois cette approche induit des biais trop importants qui fausseraient les évaluations du modèle. Pour corriger cet effet, on opère le recalage directement sur la moyenne du prix spot, hors résidus aléatoires intra-journaliers, qui permettent par conséquent de conserver une part suffisamment importante d'imprévisibilité en espérance du produit spot par rapport aux produits à terme. La composante du prix à recalcer est donc donnée par :

$$f(t, h) e^{f(t)+Y_t}$$

Pour opérer ce recalage, on ajuste cette quantité en la multipliant par deux coefficients, de sorte que les moyennes annuelles de la chronique recalée, sur les heures base ou pointe, soient égales à la valeur des prix des produits à terme associés, à un facteur (*1-drift*) près.

Une telle méthodologie permet ainsi de garantir la cohérence en niveau de l'arbitrage entre la couverture sur le marché à terme et l'approvisionnement au spot, tout en conservant le caractère plus volatil de ce dernier.





15, rue Pasquier - 75379 Paris cedex 08 - France  
Tél. : +33 (0)1 44 50 41 00 - Fax : +33 (0)1 44 50 41 11  
[www.cre.fr](http://www.cre.fr)