

Consultation publique sur la méthodologie de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité en métropole continentale

- **Structure des tarifs**
- **Modèles de calcul du coût d'approvisionnement en énergie et en capacité**

En application des dispositions de l'article L. 337-7 du code de l'énergie, les tarifs réglementés de vente d'électricité sont maintenus, en métropole continentale, pour les seuls consommateurs résidentiels et professionnels souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA.

En application de l'article L. 337-4 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a pour mission de proposer depuis le 8 décembre 2015 aux ministres de l'énergie et de l'économie ces tarifs réglementés de vente (TRV) de l'électricité.

En application de l'article L. 337-6 du code de l'énergie, « *les tarifs réglementés de vente d'électricité sont établis par addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément d'approvisionnement au prix de marché, de la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture.* »

Les dispositions des articles R. 337-18 à R. 337-24 du code de l'énergie, en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2016, qui codifient tout en les modifiant les dispositions du décret n° 2009-975 du 12 août 2009¹, mettent en œuvre la tarification par empilement en niveau et en structure des TRV².

La CRE a consulté les acteurs sur les coûts commerciaux à retenir dans les tarifs réglementés de vente le 19 juin 2015.

¹ Décret n° 2015-1823 du 30 décembre 2015 relatif à la codification de la partie réglementaire du code de l'énergie.

² Voir en ce sens l'avis de la CRE du 3 décembre 2015. « *En application des dispositions de l'article L. 337-6 du code de l'énergie, la CRE élaborera désormais ses propositions tarifaires sur la base d'une tarification par empilement en niveau et en structure.* »

Dans cet avis, la CRE a en revanche émis des réserves sur les dispositions permettant de s'écarter du reflet des coûts en structure, tels que les arrêtés prévus portant sur le plafonnement de la part fixe et sur la différenciation minimale d'au moins une option du tarif bleu résidentiel. Le décret prévoit désormais que ces arrêtés soient pris après avis de la CRE. La consultation ne porte pas sur ces dispositions du décret sur lesquels les acteurs se sont exprimés lors du Conseil supérieur de l'énergie ou de leur audition par la CRE sur le projet de décret.

La CRE consulte aujourd’hui les acteurs sur la création éventuelle de nouvelles options tarifaires (partie 2), sur la méthodologie de construction des tarifs par empilement en structure (partie 3), ainsi que sur les modèles de calcul du coût d’approvisionnement en énergie et en capacité (partie 4). Cette consultation porte également sur les modalités d’application du lissage des évolutions en structure prévu par les dispositions de l’article R. 337-20-1 du code de l’énergie (partie 5), et sur le traitement de tarifs « atypiques », c’est-à-dire des clients aux tarifs verts et jaunes non concernés par la fin des TRV (partie 6).

Les choix méthodologiques et de modélisation de la CRE retenus à la suite de cette consultation seront détaillés dans un rapport accompagnant la proposition des tarifs réglementés aux ministres, en vue d’un mouvement tarifaire à l’été 2016. Ce rapport précisera également la marge et les coûts de commercialisation retenus dans les tarifs, qui tiendront compte des réponses à la consultation menée à l’été 2015.

Les parties intéressées sont invitées à exprimer un avis libre sur les questions de la suite du document. Les réponses devront parvenir avant le lundi 21 mars 2016 12h sous format numérique à l’adresse suivante : ddm.cp2@cre.fr

Les contributions pour lesquelles les acteurs ne précisent pas qu’elles sont confidentielles pourront être publiées par la CRE, sous réserve des secrets protégés par la loi. Merci de bien vouloir indiquer dans votre réponse si vous souhaitez que la confidentialité ou l’anonymat de votre réponse soient garantis.

Sommaire

1.	Panorama des sites concernés	4
2.	Evolution du nombre d'options des tarifs réglementés de vente.....	5
2.1.	Adaptation des TRV aux évolutions des systèmes de comptage et des tarifs de réseau	5
2.2.	Le devenir des options tarifaires à effacement.....	6
3.	Méthodologie de la tarification par empilement en structure	7
3.1.	Objectif de la tarification par empilement en structure	7
3.2.	Modalités de calcul des composantes de l'empilement	8
3.3.	Affectation des droits ARENH.....	10
4.	Description du modèle de pricing de l'approvisionnement ARENH et marché	15
4.1.	Modalités de calcul des composantes de l'empilement	15
4.2.	Construction de la composante ARENH.....	16
4.3.	Construction de la composante du complément marché.....	17
4.4.	Construction de la composante capacité	20
4.5.	La composante stochastique valorise la couverture des aléas	22
4.6.	Cas des profils à effacement	27
4.7.	Frais liés à l'activité de fourniture	28
5.	Le lissage des évolutions en structure.....	31
6.	Les tarifs atypiques	32
7.	Annexes	34

1. Panorama des sites concernés

Les tarifs bleus résidentiels et professionnels, comprenant respectivement 4 et 5 options tarifaires, sont maintenus pour les clients raccordés en basse tension et de puissance inférieure ou égale à 36 kVA. Le nombre de sites et les volumes de consommation de ces clients sont représentés Figure 1.

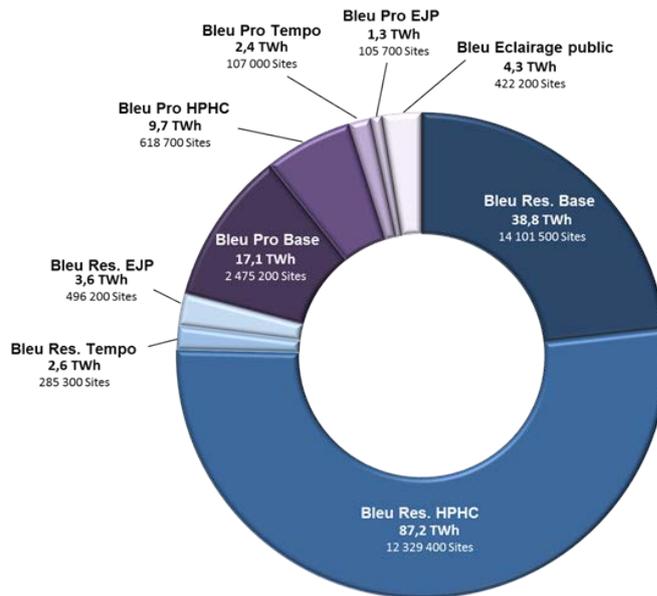


Figure 1: Répartition des clients aux tarifs réglementés de vente en 2014 par option en volume à température normale

Au 30 septembre 2015, les tarifs réglementés de vente représentent 89 % des sites résidentiels et 84 % des sites « petits professionnels ».

Les clients de puissance inférieure à 36 kVA et raccordés en haute tension sont toujours éligibles au TRV vert. Ces clients représentent environ 7 000 sites.

2. Evolution du nombre d'options des tarifs réglementés de vente

2.1. Adaptation des TRV aux évolutions des systèmes de comptage et des tarifs de réseau

Le déploiement des compteurs Linky sur la période 2016-2021 permettra la mise en œuvre :

- d'options du TURPE reflétant plus finement les coûts de réseaux ;
- de nouveaux profils de consommation.

Ces éléments permettront aux fournisseurs de proposer des offres de fourniture innovantes, se différenciant tant par les niveaux de prix que par l'adéquation de ces offres aux comportements de consommation de leurs clients.

Dans ce contexte il est possible d'adapter les options tarifaires des TRV afin de tenir compte de l'évolution de la structure des tarifs de réseau et des fonctionnalités apportées par Linky.

Dans son avis sur le projet de décret modifiant le décret n°2009-975 du 12 août 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité du 3 décembre 2015, la CRE considère que : « *L'évolution des options tarifaires devra être examinée au regard de l'article L. 121-5 du code de l'énergie qui prévoit que « La mission de fourniture d'électricité consiste à assurer, en favorisant la maîtrise de la demande, la fourniture d'électricité, sur l'ensemble du territoire, aux clients bénéficiaires des tarifs réglementés de vente dans les conditions prévues aux articles L. 337-4 à L. 337-9. » et des principes posés par le droit européen, de justification par un intérêt économique général, de proportionnalité, de transparence et de non-discrimination. »*

La création de nouvelles options tarifaires, qui seraient contestables car construites par empilement, devra ainsi viser un intérêt économique général tel que la maîtrise des pointes de consommation, sans empêcher le développement de la concurrence.

La CRE a annoncé la création à l'entrée en vigueur de « TURPE 5 » (*a priori* à l'été 2017) une option du TURPE à 4 index – heures pleines et creuses en été et en hiver – en basse tension, dont pourront bénéficier les clients équipés de compteurs Linky³. Les options actuelles des tarifs réglementés (Base, HPHC, Tempo et EJP) ne permettront pas de refléter pleinement la différenciation des tarifs de réseau induite par cette option du TURPE puisqu'il n'existe pas de TRV à 4 index. Afin d'améliorer la maîtrise des consommations en période de pointe, une option tarifaire 4 index pourrait être introduite dans les tarifs réglementés.

L'article R. 337-20-2 du code de l'énergie prévoit à ce sujet que « *La Commission de régulation de l'énergie prend en compte les orientations de politique énergétique indiquées par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, notamment en ce qui concerne les types de clients pour lesquels les ministres souhaitent que des options tarifaires soient proposées. »*

³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 28 janvier 2016 portant projet de modification du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) pour définir un dispositif transitoire de pointe mobile pour le domaine de tension HTA et portant projet d'orientations sur la structure des prochains TURPE

- Q1.** Etes-vous favorable à la création d'un tarif réglementé de vente à 4 index en même temps que la création de l'option TURPE à 4 plages temporelles ?
- Q2.** Considérez-vous que les tarifs réglementés doivent s'adapter aux nouvelles fonctionnalités du compteur Linky ? Quels critères devraient intervenir dans le choix de la création de nouvelles options tarifaires ?

2.2. Le devenir des options tarifaires à effacement

Le tarif bleu comporte des options à pointe mobile EJP et Tempo, dont la structure actuelle, fortement différenciée, a été établie selon un modèle de parc adapté détaillé dans un précédent rapport de la CRE⁴. Ces options ont permis de constituer un gisement d'effacement tarifaire de près d'un million de sites. Ces options EJP et Tempo incitent d'autant plus à l'effacement que la différenciation entre le prix des heures de pointe mobile et des autres heures de l'année est importante.

Si l'option Tempo pour les petits clients professionnels et les options bleus EJP pour les clients résidentiels et petits professionnels sont en extinction, l'option Tempo résidentiel est toujours ouverte à la souscription.

Les tarifs réglementés de vente seront désormais établis en structure, comme en niveau, par empilement et non plus sur le fondement de ce modèle historique de parc adapté.

Le marché de capacité, composante de l'empilement tarifaire, a vocation à donner, à compter de 2017, première année de livraison, une valeur aux capacités de production et d'effacement présentes lors des pointes de consommation nationale. Ce prix de la capacité sera répercuté au prix des heures de pointe mobile des tarifs EJP et Tempo construits par empilement. En revanche, les autres composantes de l'empilement tarifaire ne donnent actuellement qu'une différenciation faible entre la pointe mobile et les autres plages horo-saisonniers.

Le gisement d'effacement tarifaire EJP et Tempo pourrait être complété à l'avenir par :

- Les offres tarifaires à effacement que les fournisseurs alternatifs sont techniquement en capacité de proposer, le signal Tempo étant désormais piloté par RTE et accessible à tous les fournisseurs ;
- Les effacements explicites diffus.

- Q3.** Dans ce contexte d'évolution des marchés de l'électricité, comment voyez-vous le devenir des tarifs réglementés de vente à effacement EJP et Tempo ?

⁴ Commission de régulation de l'énergie, [Analyse des coûts de production et de commercialisation d'EDF dans le cadre des tarifs réglementés de vente d'électricité](#), Juin 2013.

3. Méthodologie de la tarification par empilement en structure

3.1. Objectif de la tarification par empilement en structure

La structure d'un tarif traduit :

- la répartition des coûts entre une part fixe (ou abonnement), dont le montant dépend de la puissance souscrite, et une part variable ;
- la relativité des prix entre les différents postes horo-saisonniers au sein de cette part variable.

La structure actuelle des tarifs réglementés de vente découle de l'application de la méthode d'allocation des coûts dite du « parc adapté », dont les principes théoriques et les fondements économiques ont été décrits dans les rapports portant sur les tarifs réglementés de vente d'électricité de la CRE publiés en juillet 2013 et octobre 2014. Le décret n° 2014-1250 du 28 octobre 2014 ne prévoyant pas de dispositions particulières applicables à la structure des tarifs réglementés, les mouvements tarifaires du 1^{er} novembre 2014 et du 1^{er} août 2015 ont consisté en une évolution homothétique conservant la structure tarifaire préexistante, et assurant que les tarifs réglementés de vente soient contestables en moyenne à l'échelle de chaque option tarifaire.

En application des dispositions de l'article L. 337-6 du code de l'énergie, et puisque il n'existe pas de dispositions réglementaires particulières concernant la construction en structure, mis à part celles de l'article R. 337-20-1⁵ du code de l'énergie, la CRE élaborera des propositions tarifaires fondées sur une tarification par empilement en niveau et en structure.

Cependant, dans le cas où le prix de l'ARENH est supérieur aux prix de marché (partie 3.3), ainsi que, de façon transitoire, pour lisser le passage de la structure historique des tarifs à une structure par empilement, ce qui aura des impacts sur les factures des consommateurs, la CRE propose de déroger à un strict empilement en structure (partie 5).

La structure tarifaire « par empilement » traduit le coût de chaque composante de l'empilement (ARENH, complément d'approvisionnement en énergie et en capacité, charges d'acheminement, coûts de commercialisation et rémunération normale) respectivement alloué à l'abonnement et aux postes horo-saisonniers de chaque option tarifaire. La CRE envisage de calculer cet empilement à la maille la plus « fine » possible, c'est-à-dire pour l'abonnement et pour chacun des postes horo-saisonniers de chaque tarif/option/puissance.

⁵ « Afin d'inciter à la maîtrise de la consommation, en particulier pendant les périodes de pointe, les ministres chargés de l'énergie et de l'économie peuvent fixer par arrêté pris annuellement après avis de la Commission de régulation de l'énergie :

-le pourcentage maximal que peut représenter la part fixe dans la facture hors taxes prévisionnelle moyenne à température normale pour chaque puissance souscrite de chaque option tarifaire du " tarif bleu " ;

-le niveau minimal du rapport entre le prix de la période tarifaire le plus élevé et le prix de la période tarifaire le plus faible que doit respecter au moins une option du " tarif bleu " accessible aux consommateurs résidentiels. »

Les clients étant pour l'heure profilés, ils sont réputés avoir tous, au sein de chaque option⁶, la même forme de consommation, et par suite les mêmes coûts en €/MWh d'approvisionnement en énergie et en capacité.

Cette construction tarifaire assure la contestabilité du TRV de chaque client par les offres de marché.

A contrario, toute structure tarifaire qui ne refléterait pas les coûts de fourniture et d'acheminement de l'énergie que les fournisseurs supportent pour la fourniture de leurs propres clients, créerait des niches et des trappes tarifaires, c'est-à-dire des subventions croisées entre les clients d'une même option tarifaire.

Q4. Partagez-vous l'objectif de résorption des subventions croisées entre clients d'une même option ? En quoi ces niches et trappes tarifaires restreignent-elles le développement de la concurrence ? Si vous êtes un fournisseur, êtes-vous en mesure de cibler les clients dans des niches tarifaires, plus contestables que la moyenne des clients ayant souscrit cette option ?

Q5. Etes-vous favorable au calcul de la structure « par empilement », en additionnant les différentes composantes prévues à l'article L. 337-6, pour l'abonnement et pour chacun des postes horo-saisonniers d'un tarif ? La proposition de calculer l'empilement à la maille la plus fine possible, c'est-à-dire pour l'abonnement et chaque poste horo-saisonnier de chaque tarif/option/puissance vous convient-elle ?

3.2. Modalités de calcul des composantes de l'empilement

En application de la méthodologie proposée en 3.1, l'abonnement et chaque poste horo-saisonnier d'un tarif est calculé comme la somme des composantes suivantes :

- **Le coût d'approvisionnement en énergie.** Ce coût d'approvisionnement est la somme du coût d'approvisionnement à l'ARENH, c'est-à-dire le produit du prix de l'ARENH par les volumes ARENH associés au sous-profil de consommation correspondant au poste horo-saisonnier considéré, et du coût du complément d'approvisionnement au marché, calculé selon les modalités détaillées en partie 4 de cette consultation. Les modalités d'affectation de la valeur de l'ARENH aux heures y donnant droit sont discutées à la partie suivante.
- **Le coût d'approvisionnement en capacité.** L'article R. 337-19 du code de l'énergie prévoit d'affecter à la part variable du tarif le coût de la garantie de capacité. Ce coût, dont le calcul est détaillé en partie 4.4, serait uniformément réparti sur les heures « PP1 » sur lesquelles serait calculée l'obligation de capacité des fournisseurs. Chaque poste horo-saisonnier du tarif se verrait alors affecter un coût de la capacité proportionnel au nombre prévisionnel d'heures PP1 inclus dans la plage horo-saisonnaire considérée. Le coût de la capacité sera répercuté dans les tarifs dès la première année de livraison du mécanisme de capacité c'est-à-dire à partir du 1^{er} janvier 2017 selon le cadre législatif et réglementaire actuellement en vigueur.
- **Les charges d'acheminement.** La CRE prévoit de calculer un TURPE moyen optimisé pour chaque tarif/option/puissance à partir des grilles du TURPE en vigueur et de la base de

⁶ A l'exception de l'option bleu résidentiel base, pour laquelle un client se voit affecter le profil RES 1 si sa puissance souscrite est strictement inférieure à 9 kVA, le profil RES 11 dans le cas inverse.

données des clients d'EDF aux TRV à température normale, c'est-à-dire corrigée des effets climatiques⁷. Ce calcul du TURPE moyen optimisé permet de répartir ces charges entre l'abonnement du TRV pour la part fixe et la part puissance du TURPE et entre les postes horo-saisonniers. Une autre possibilité serait d'affecter normativement une unique option du TURPE à une option du TRV. Cela ne correspondrait toutefois pas aux pratiques des fournisseurs et conduirait à surestimer le coût des charges d'acheminement pour les clients.

- **Les charges de commercialisation.** La référence de coûts commerciaux retenue dans les TRV sera explicitée lors de la proposition tarifaire. Ces charges seront affectées pour partie à la part variable des tarifs et pour partie à l'abonnement.
- **La rémunération normale de l'activité de fourniture.** L'article R. 337-19 dispose que la rémunération normale de l'activité de fourniture est affectée à part variable du tarif. Cette rémunération devra permettre de couvrir les risques associés à l'activité de fourniture, dont certains pourront être quantifiés statistiquement par les modèles présentés au 4.5, et de rémunérer, le cas échéant, les capitaux investis dans cette activité.

A titre d'exemple, le calcul de la grille tarifaire d'un tarif Heures Pleines-Heures Creuses se ferait par addition des composantes présentées Figure 2 ci-dessous, pour chaque puissance souscrite (6, 9, 12, 15, 18, 24, 30 et 36 kVA).

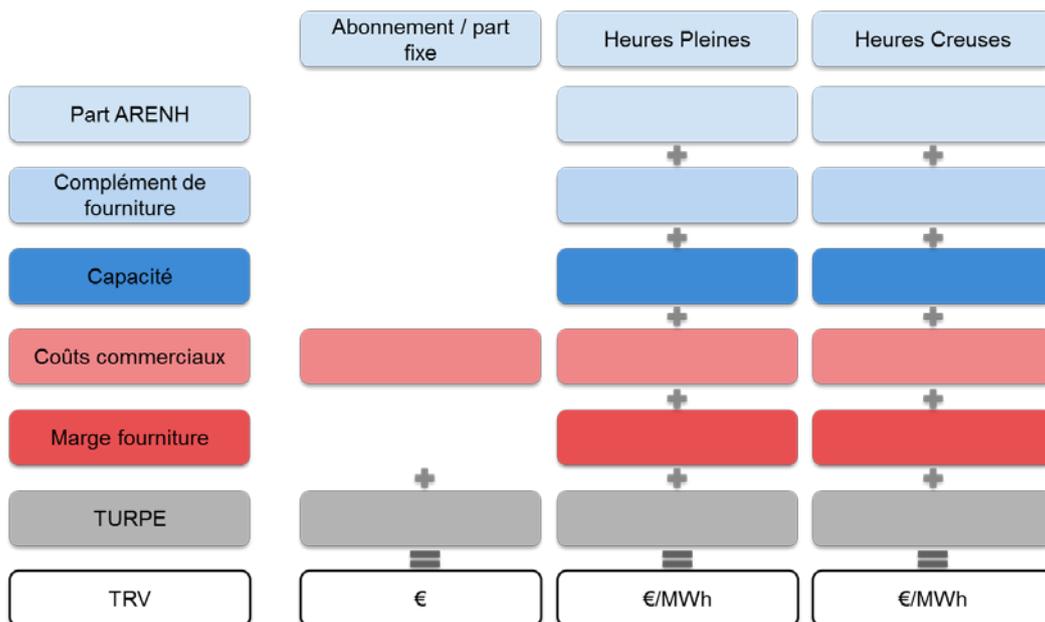


Figure 2: Principe de la construction des tarifs par empilement - exemple d'un tarif Heures Pleines-Heures Creuses

Q6. Avez-vous des remarques sur le principe de calcul des composantes de l'empilement ?

⁷ Ce calcul de la part acheminement des TRV n'a pas été modifié par le passage à une tarification par empilement. Les modalités de calcul de cette composante sont détaillées aux pages 27-32 du rapport sur les tarifs réglementés de vente d'électricité publié par la CRE en juillet 2015.

3.3. Affectation des droits ARENH

Période de référence de calcul des droits ARENH

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 relatif au calcul des droits à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique. Ces heures sont représentatives des heures de faible consommation nationale.

Depuis 2015, la période de référence est constituée :

- des heures creuses d'avril à juin et de septembre à octobre, définies comme les heures comprises entre 1 heure et 7 heures et toutes les heures des samedis, dimanches et jours fériés nationaux ;
- des heures des mois de juillet et d'août.

Lorsque le prix de l'ARENH est inférieur au prix de marché⁸, il est observé que les offres de marché, comme les TRV, sont fondées sur un approvisionnement à l'ARENH et un complément d'approvisionnement au marché.

Le bénéfice apporté par l'ARENH peut être affecté soit de manière homogène sur l'ensemble de l'année, soit aux seules heures donnant droit à l'ARENH, ce qui augmente la différenciation de coût d'approvisionnement entre les heures donnant droit à l'ARENH et les autres heures.

Lorsque le prix de l'ARENH est supérieur au prix de marché, comme c'est le cas depuis 2015, les fournisseurs alternatifs n'ont plus d'intérêt économique à souscrire des volumes d'ARENH. Dans ce cas, leurs offres de fourniture sont *a priori* fondées sur une structure représentative uniquement des signaux de prix du marché.

Les TRV ne reflètent pas, quant à eux, cette possibilité d'optimisation du coût d'approvisionnement car le code de l'énergie dispose qu'ils sont établis « *par addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, et du coût du complément d'approvisionnement au prix de marché* », pour la part énergie du tarif, quand bien même le prix de marché serait inférieur au prix de l'ARENH.

Si les surcoûts liés à la prise en compte d'un approvisionnement à l'ARENH, lorsque les prix de marché sont inférieurs au prix de l'ARENH, sont intégralement portés par les heures donnant droit à l'ARENH, la différenciation horo-saisonnière des tarifs se voit alors considérablement réduite voire inversée. Le mécanisme d'allocation des droits ARENH, conçu à une période où les prix de marché étaient sensiblement supérieurs à l'ARENH, a alors l'effet inverse de celui escompté, puisqu'il augmente le coût des heures de faible consommation nationale, ce qui serait répercuté aux clients dans les grilles tarifaires.

Les volumes ARENH peuvent être affectés selon trois méthodes distinctes, plus ou moins pertinentes selon les valeurs relatives des prix de marché et de l'ARENH :

⁸ On entend par cette formulation, reprise dans la suite du document, inférieur au coût d'approvisionnement sur les marchés d'un produit équivalent à l'ARENH, c'est-à-dire un produit calendaire base, et le cas échéant, de la capacité associée.

- L'affectation « économique » des volumes, qui fait porter l'intégralité du bénéfice (ou du surcoût) de l'ARENH sur les heures donnant droit à l'ARENH. Dans le cas des tarifs réglementés, dont les clients sont profilés, cette affectation revient à **calculer le coût d'approvisionnement par sous-profil⁹ de consommation** selon les principes présentés en partie 3.1. Le coût d'approvisionnement en énergie du sous-profil est alors une moyenne du coût d'approvisionnement lors des heures donnant droit à l'ARENH et des autres heures du sous-profil.
- L'affectation uniforme sur l'année des volumes ARENH, conformément à la nature du produit livré, similaire à un produit calendaire base. Cette méthode correspond à un **calcul du coût d'approvisionnement par profil de consommation**, c'est-à-dire sur une courbe de charge annuelle calculée à partir des sous-profils de consommation. La structure est donnée par les coûts horaires d'approvisionnement.
- L'utilisation des volumes ARENH pour le seul calcul du **niveau** des TRV, la structure étant fondée sur un approvisionnement purement marché.

Calcul par sous-profil de consommation - Affectation économique des volumes ARENH

Cette approche consiste à calculer le coût d'approvisionnement ARENH et marché par sous-profil de consommation, comme décrit au paragraphe 3.1. Le produit ARENH étant un produit plat, similaire à un produit calendaire base, les volumes ARENH sont fournis uniformément tout au long de l'année. Les volumes d'ARENH fournis aux heures n'appartenant pas au sous-profil sont valorisés au prix de marché.

Les Figure 3 et 4 illustrent ce principe dans le cas d'un tarif à deux plages horo-saisonniers, ici heures pleines et heures creuses, auxquelles correspondent deux sous-profils.

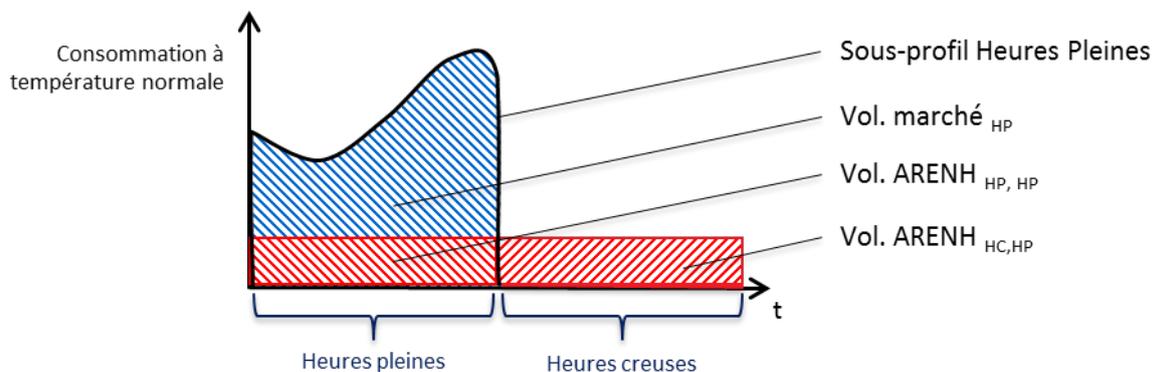


Figure 3: Affectation des volumes ARENH d'un sous-profil "heures pleines"

⁹ Un profil est la représentation statistique de la forme de consommation ou de production d'une catégorie d'utilisateurs du réseau au cours du temps. Ces profils sont normés. Le sous-profil « Heures Pleines » donne la forme de la consommation sur les heures pleines des clients ayant souscrit un tarif HP/HC.

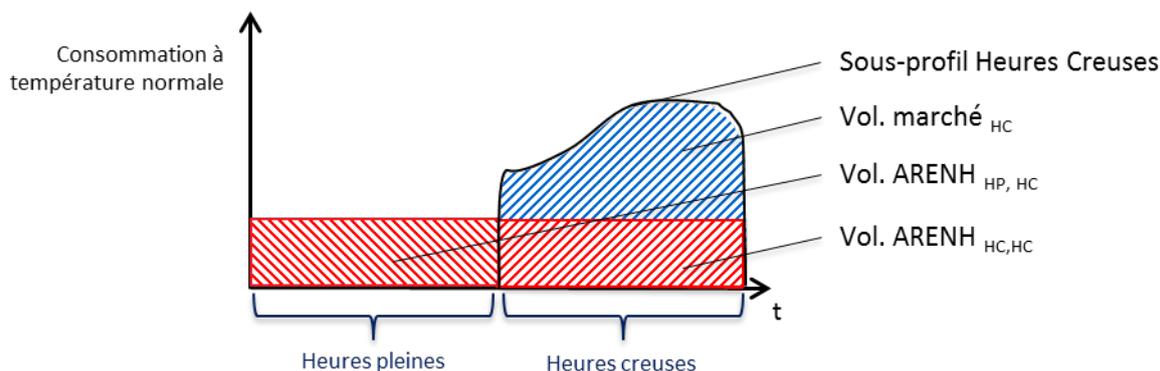


Figure 4: Affectation des volumes ARENH d'un sous-profil "heures creuses"

- $Vol. ARENH_{HC,HC}$ est la quantité d'ARENH à laquelle donne droit le sous-profil heures creuses lors des heures creuses.
- $Vol. ARENH_{HP,HC}$ est la quantité d'ARENH à laquelle donne droit le sous-profil heures creuses lors des heures pleines.
- $Vol. marché_{HC}$ est le complément d'approvisionnement au marché du sous-profil heures creuses.

Le droit ARENH du sous-profil heures creuses est la quantité $\frac{Vol.ARENH_{HC,HC} + Vol.ARENH_{HP,HC}}{Vol.marché_{HC} + Vol.ARENH_{HC,HC}}$.

Dans le cas du profil résidentiel en 2016, le droit ARENH des heures creuses s'élève à 79,8 %, celui des heures pleines à 49,7 %.

Le coût en énergie du sous-profil est donné par la formule suivante :

$$\begin{aligned}
 Prix_{sourcing\ profil\ HC} &= Vol.ARENH_{HC,HC} * Prix_{ARENH} + Vol.Marché_{HC} * Prix_{marché} \\
 &- Vol.ARENH_{HP,HC} * (Prix_{marché} - Prix_{ARENH})
 \end{aligned}$$

La troisième composante de la somme traduit le fait qu'un MWh consommé durant une heure donnant droit à l'ARENH accorde des droits ARENH supplémentaires le reste de l'année, dont il faut retrancher la valeur au prix des heures creuses.

Dans le cas où le prix de l'ARENH est inférieur au prix de marché, la valorisation du $Vol.ARENH_{HP,HC}$ au prix de marché permet de diminuer les coûts des heures ARENH, et ainsi du sous-profil heures creuses.

Cette méthode d'affectation des volumes ARENH permet de représenter le coût réel de la consommation d'un MWh en heures creuses ou en heures pleines pour le fournisseur, qui s'approvisionne effectivement à l'ARENH puisqu'il y trouve un intérêt économique. Elle assure ainsi la contestabilité des TRV pour l'ensemble des clients.

A l'inverse, si le prix de l'ARENH est supérieur au prix de marché, cette méthode renchérit le coût des heures donnant droit à l'ARENH. Dans le cas du tarif Heures Pleines-Heures Creuses présenté ci-dessus, le coût du profil heures creuses augmente du fait d'un droit ARENH supérieur, par rapport au prix des heures pleines. En cas de prix de l'ARENH significativement supérieur aux prix de marché, la

différenciation horo-saisonnière d'un tarif Heures Pleines-Heures Creuses serait considérablement diminuée, voire inversée.

Au surplus, en reflétant dans la structure des tarifs les modalités d'allocation du produit ARENH alors même que les fournisseurs ne s'y approvisionnent plus, cette méthode n'assure plus, pour une partie des clients, la contestabilité des TRV.

En conséquence, cette méthode ne semble pas adaptée au calcul des TRV dans le cas où le prix de l'ARENH est supérieur au prix de marché.

Calcul par profil de consommation - Affectation uniforme sur l'année des volumes ARENH

Cette méthode consiste à construire une courbe de consommation annuelle à partir des sous-profils d'un tarif et à affecter les droits ARENH uniformément sur l'année, conformément à la nature physique du produit livré, c'est-à-dire un produit plat similaire à un produit calendaire base. Les volumes complémentaires sont ensuite approvisionnés au marché.

Afin de construire cette courbe de consommation annuelle, la pondération entre les différents sous-profils d'un tarif peut être réalisée à partir des énergies par sous-profil d'ERDF issues de la Recotemp ou de la base de données des consommations des clients au TRV à température normale. Dans le cas de l'affectation « économique » décrite ci-dessus, le coût d'approvisionnement est calculé par sous-profil, ces coefficients ne sont alors pas nécessaires.

Un droit ARENH est calculé à partir de la courbe de consommation annuelle, sans affectation aux seules heures donnant droit à l'ARENH, comme présenté Figure 5 pour un tarif Heures Pleines-Heures Creuses. La différenciation entre les postes horo-saisonniers dépend alors du volume complémentaire à approvisionner au marché par plage horo-saisonnière et des prix de marché.

La différenciation horo-saisonnière d'une telle méthode est plutôt faible, elle décroît lorsque les prix de marché baissent et/ou deviennent inférieurs au prix de l'ARENH.

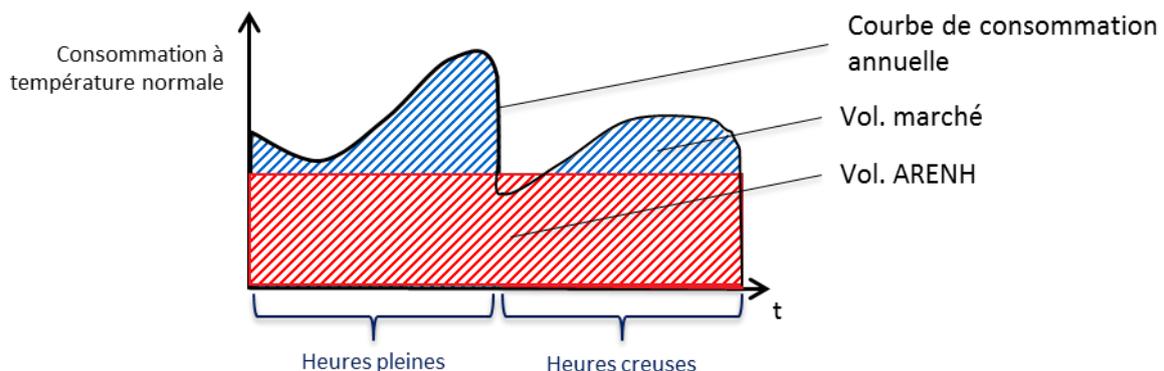


Figure 5 : Affectation « physique » des volumes ARENH pour un client au tarif « Heures Pleines-Heures Creuses »

Utilisation des volumes ARENH pour le calcul du niveau des tarifs – structure fondée sur les prix de marché

Afin de corriger les effets de structure non désirables issus de l’approvisionnement à l’ARENH pour le calcul des TRV dans les cas où il est économiquement plus pertinent de s’approvisionner au marché, il est possible de construire la structure des TRV uniquement sur les prix de marché, le tarif étant ensuite recalé homothétiquement au niveau moyen de l’empilement, qui est identique à celui des deux méthodes présentées ci-dessus car fondé sur un approvisionnement à l’ARENH et au marché. Le niveau moyen d’une option tarifaire est calculé à partir de la base de données des clients au TRV à température normale.

Cette méthode est adaptée au cas où les prix de marché sont inférieurs à l’ARENH car la structure des TRV reproduit les conditions d’approvisionnement des fournisseurs alternatifs, le niveau des TRV correspondant quant à lui, conformément au code de l’énergie, à un approvisionnement théorique à l’ARENH et au marché.

Différenciation horo-saisonnière selon la méthode d’affectation des droits ARENH et selon les prix relatifs de l’ARENH et du marché

Méthode d’affectation des droits ARENH	ARENH<Marché	ARENH>Marché
Empilement par sous-profil – valorisation « économique » des droits ARENH	++	--
Empilement par profil – affectation uniforme sur l’année des droits ARENH	-	-
Structure « marché » et niveau de l’empilement	+	+

Tableau 1 : Différenciation horo-saisonnière de la part énergie selon différentes méthodes d’affectation des droits ARENH

Lorsque les prix de marché sont supérieurs à l’ARENH, la méthode d’affectation des droits ARENH « économique », où le coût d’approvisionnement est calculé par sous-profil de consommation, reflète les coûts d’approvisionnement réels du fournisseur. Elle est alors à privilégier.

Dans le cas où les prix de marché sont inférieurs à l’ARENH, il est préférable de construire la structure tarifaire selon un approvisionnement uniquement au marché, qui représente les conditions réelles d’approvisionnement des fournisseurs alternatifs. Le niveau des TRV reste quant à lui toutefois déterminé par le prix de l’ARENH, à hauteur des droits ARENH, et par les prix de marché.

Parmi les différentes méthodes d’établissement de la structure envisagées ici, ce sont également celles qui permettent d’envoyer les signaux tarifaires les plus différenciés dans chacune des deux hypothèses de prix de marché considérées.

Q7. Quelle méthode d’affectation en structure des droits ARENH a votre préférence selon que l’ARENH soit supérieur ou inférieur au prix de marché ? Etes-vous en accord avec les propositions de la CRE ?

Cas particulier : Atteinte du plafond des demandes d'ARENH dans le cas où les prix de marché repasseraient au-dessus de l'ARENH

L'article R. 337-19 du code de l'énergie dispose que «*Le coût de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique est déterminé en fonction du prix de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique appliqué au prorata de la quantité de produit théorique calculée en application de l'article R. 336-14, compte tenu, le cas échéant, de l'atteinte du volume global maximal d'électricité nucléaire historique fixé par l'article L. 336-2* ».

En cas d'atteinte du plafond des volumes cédés à l'ARENH, le rationnement des volumes ARENH serait reproduit dans le calcul des TRV, en application de l'article R. 337-19, ce qui permettrait de préserver la contestabilité des tarifs. Le droit ARENH d'un sous-profil serait alors :

$$\text{Droit ARENH} = \text{Droit ARENH hors atteinte plafond} * \frac{\text{Volumes ARENH demandés}}{\text{Plafond volumes ARENH}}$$

Les « Volumes ARENH demandés » étant la somme des volumes ARENH demandés par l'ensemble des fournisseurs alternatifs pour la fourniture des consommateurs finals (i.e. hors fourniture des pertes pour les gestionnaires de réseaux).

La pénalité contractuelle en cas de demande excessive d'un fournisseur (« CP2 ») permet d'éviter des phénomènes de sursouscription des fournisseurs lorsque le plafond est atteint.

Q8. Etes-vous en accord avec ces modalités de calcul du droit ARENH en cas d'atteinte du plafond ?

4. Description du modèle de pricing de l'approvisionnement ARENH et marché

4.1. Modalités de calcul des composantes de l'empilement

La méthodologie retenue pour le calcul de la part énergie (« pricing ») consiste en une approche en deux temps.

Les coûts horaires d'approvisionnement sont en premier lieu calculés pour chaque sous-profil de consommation à température normale, par l'addition d'un approvisionnement ARENH et d'un complément marché sur une base purement déterministe, sans prendre en compte les aléas. Cette première étape ne concerne toutefois pas les profils à effacement Tempo et EJP, dont la construction de la courbe de charge découle du tirage de jours spéciaux, déterminés selon des critères qui ne peuvent pas être définis *ex ante*. Le pricing de ces profils sera détaillé au 4.6.

La composante déterministe ne saurait néanmoins constituer à elle seule le coût du mégawattheure approvisionné. Les fournisseurs sont en effet exposés à des risques exogènes qui peuvent générer d'une année à l'autre des variations significatives des coûts d'approvisionnement. Dans le cadre des offres commerciales des fournisseurs, ces surcoûts éventuels causés par la réalisation d'aléas doivent être couverts. Le niveau de couverture associé à la politique de gestion des risques de chaque fournisseur leur est propre. Pour intégrer la couverture des risques, l'outil de pricing calcule, dans un second temps, une marge pour chaque aléa auxquels les fournisseurs sont confrontés, appelée

« mark-up ». La somme de ces mark-ups définit la composante stochastique du coût d'approvisionnement, qui s'additionne à la composante déterministe évoquée précédemment pour fournir la part énergie totale.

Ces marges pour aléas sont dimensionnées de manière à couvrir un certain quantile¹⁰ de scénarios, ce qui représente un pourcentage de risques couverts. Ainsi, le choix d'un quantile de 80% signifie que dans 80% des scénarios simulés, la marge pour aléas est supérieure au surcoût d'approvisionnement. Ces mark-ups permettent de couvrir les risques associés à l'activité de fourniture et constituent une rémunération de cette activité.

Outre son approche réaliste, proche des méthodes utilisées par les fournisseurs pour construire leurs offres tarifaires, la méthodologie de l'outil de pricing présente plusieurs avantages :

- la composante déterministe fournit un prix horaire de l'énergie, utile pour élaborer une structure tarifaire ;
- les coûts générés par les risques sont individualisés et explicités, rendant les résultats de l'outil traçables et auditable. De plus, la prise en compte ultérieure de nouveaux risques est facilitée et ne modifie pas la logique du calcul ;
- la méthodologie retenue pour le calcul de la part énergie se transpose aisément à celui de la part capacité, obtenue elle aussi comme la somme d'une composante déterministe et d'une composante stochastique intégrant la gestion des aléas.

4.2. Construction de la composante ARENH

Conformément aux dispositions de l'article L. 337-6 du code de l'énergie, une partie de la courbe de charge prévisionnelle est approvisionnée par l'achat d'un bloc d'ARENH, pour un volume déterminé à partir de la consommation du client selon les règles définies dans les articles R. 336 du code de l'énergie et l'arrêté du 17 mai 2011 mentionné plus haut. Ce volume est valorisé au prix de l'ARENH défini par les pouvoirs publics. L'arrêté prévoit qu'à compter de 2016, le produit ARENH souscrit est un ruban pour toutes les catégories de consommateurs.

La méthodologie de calcul du produit ARENH souscrit reproduit de façon conforme celle décrite dans les textes réglementaires. Il convient de noter que le pricing évalue la courbe de charge prévisionnelle en début d'année. Il n'est donc pas fait recours ici au guichet ARENH de juillet, ce qui ne préjuge pas de la précision du pricing, puisque la vocation du guichet de juillet réside principalement dans l'adaptation de la quantité d'ARENH souscrite d'un fournisseur à l'évolution de son portefeuille de clients sur l'année, ce qui est sans objet dans le cadre de la tarification d'une courbe de charge générique représentant un type de consommateur.

La puissance d'ARENH souscrite Q est calculée comme la moyenne de la courbe de charge prévisionnelle hors aléa CDC sur les heures donnant droit à l'ARENH définies en 0, multipliée par le coefficient de bouclage, qui reflète la part de la production nucléaire dans le bouquet énergétique

¹⁰ Choisir un quantile de 80% signifie que dans 80% des scénarios simulés, la marge pour aléas couvre la variation du coût d'approvisionnement.

français. Dans les formules suivantes, H_{ARENH} désigne l'ensemble des heures d'une année donnant droit à l'ARENH et $N_{heures\ ARENH}$ leur nombre.

$$Q = c_{bouclage} \times \frac{1}{N_{heures\ ARENH}} \times \sum_{h \in H_{ARENH}} CDC(h)$$

La quantité souscrite Q donne droit, dans le cas d'un produit plat, à une quantité constante de produit ARENH livré sur l'année :

$$\forall h, \quad ARENH(h) = Q$$

Conformément aux modalités prévues en 0, ce volume ARENH est calculé pour un profil de consommation (affectation uniforme sur l'année des volumes ARENH) ou pour un sous profil de consommation (affectation économique). Dans ce dernier cas, la quantité

$$V = \sum_{h \notin H_{ARENH}} ARENH(h)$$

est valorisée au prix de marché et le bénéfice algébrique de la revente de cette quantité est affecté au coût d'approvisionnement du sous-profil considéré.

4.3. Construction de la composante du complément marché

4.3.1. Principe

La part de la courbe de charge non couverte par l'ARENH est approvisionnée au marché de gros. Dans le cas de la composante déterministe de la part énergie, l'approvisionnement se faisant hors de tout aléa sur la base de la consommation prévisionnelle, celui-ci peut être indexé sur les prix de marché à terme. La référence de prix permettant la valorisation du complément marché retenue dans l'outil de pricing est donnée par la « Hourly Price Forward Curve » (ci-après, PFC). La PFC est une représentation horaire des produits de marché mensuels, trimestriels et calendaires.

Chaque heure, le fournisseur complète la courbe de charge de son portefeuille ou le sous-profil considéré en partie approvisionnée à l'ARENH par le sourcing au coût de la PFC du reliquat de la courbe de charge approvisionnée par l'ARENH, auquel il convient d'ajouter les frais d'accès au marché des produits à terme, qui peuvent être des frais de courtiers ou les frais de la plate-forme d'échanges EEX¹¹.

Dans le cas du calcul du coût d'approvisionnement par sous-profil, le bénéfice algébrique de la revente de la quantité V est affecté au coût d'approvisionnement de ce sous-profil.

4.3.2. La « Hourly Price Forward Curve » reflète les prix des produits de marché

La PFC évalue les prix de marché avec une résolution plus fine que celle révélée par le marché à terme, qui ne donne des informations que sur des blocs temporels plus larges. La construction de la

¹¹ European Energy Exchange AG, bourse d'échange pour les produits à terme.

PFC est fondée sur la combinaison d'une approche statistique qui examine la dynamique des prix spots dans le passé et de la prise en compte du niveau des prix de marché à terme observés à la date de calcul de la PFC. En ce sens, la PFC reflète une vision, à une date donnée, des prix de marché à une date future, à la maille horaire, calculée à partir des données actuelles et extrapolée à partir des informations passées. Elle ne doit par conséquent pas être comprise comme une prévision des prix spot à une date future, mais bien comme un produit à terme, simplement observé avec une granularité beaucoup plus fine que celle disponible sur le marché.

La méthodologie de calcul de la PFC consiste en deux étapes successives :

- le calcul du profil horaire de la PFC normalisée, établi à partir des chroniques passées du prix spot ;
- le calage de la PFC normalisée sur les prix observés des produits à termes « Base » et « Peak »¹² mensuels, trimestriels et calendaires.

Ces étapes et les questions correspondantes sont détaillées en annexe (7.1 et 7.2) et s'adressent plus spécifiquement aux acteurs intervenant sur les marchés de gros de l'électricité.

4.3.3. Durée de lissage de l'approvisionnement

L'approvisionnement des fournisseurs pour les clients de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA est réalisé de façon progressive, pour limiter l'exposition à la volatilité des prix de marché et compte tenu du niveau de liquidité des marchés.

La durée de l'approvisionnement considéré doit représenter les conditions moyennes d'approvisionnement des fournisseurs sur les marchés et être reproductible par les fournisseurs.

Afin de calculer le coût d'approvisionnement des fournisseurs au marché, la CRE propose de représenter un approvisionnement progressif sur une période de **deux années** précédant ses propositions tarifaires, ce qui représenterait une moyenne des stratégies d'approvisionnement, variables d'un fournisseur à un autre.

Q9. Cette durée d'approvisionnement de deux années vous semble-t-elle représentative des conditions d'approvisionnement usuelles pour les clients de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA ? Permet-elle de limiter les perturbations du marché et l'exposition des consommateurs à ses fluctuations ?

4.3.4. Modalités de lissage de l'approvisionnement

Afin de refléter le lissage de l'approvisionnement, la CRE propose deux méthodes, qui permettent de tenir compte de l'apparition progressive des cotations des produits trimestriels et mensuels:

¹² Le produit « Peak » correspond à un bloc portant sur les heures 9 à 20.

1. L’approvisionnement de 100% des volumes du profil considéré à la moyenne arithmétique des cotations sur deux années des produits calendaires base et pointe, l’approvisionnement étant ensuite ajusté à la forme du profil par des achats et des ventes au prix d’une PFC qui serait calée sur les derniers mois de cotations précédant la proposition tarifaire de la CRE.
2. L’approvisionnement d’une partie de la courbe de charge chaque jour où les cotations sont disponibles, durant deux années, au prix d’une PFC calée sur les cotations du jour considéré. Pour chaque jour où les cotations sont disponibles¹³ lors de ces deux années, une PFC est générée selon la méthodologie présentée au 4.3.2 et la quantité $\frac{CDC(h) - ARENH(h)}{\text{nb jours de cotation durant 2 années}}$ est approvisionnée au prix de cette PFC. Au début de la période d’approvisionnement, seuls les produits calendaires sont disponibles, la PFC n’est alors calée que sur le niveau de ces produits, la forme du profil horaire de la PFC étant déterminée à partir des chroniques passées du prix spot. Lorsque qu’on se rapproche de la période de livraison, les produits mensuels et trimestriels participent au calage de la PFC. Cette méthode permet de recalibrer le profil horaire de la PFC à l’issue de la première année d’approvisionnement, afin de tenir compte des nouvelles chroniques de prix spot .

Q10. Les méthodes proposées par la CRE vous semblent elles adéquates pour représenter le lissage de l’approvisionnement pour le calcul des tarifs réglementés ?

4.3.5. Prix de marché de référence

Il peut sembler naturel d’utiliser les cotations des produits futures (produits à terme) d’EEX, qui sont des données publiques. Ces cotations représentent le prix des échanges réalisés à la clôture sur EEX ou, lorsque le marché n’est pas assez liquide, le prix « mid » entre les ordres de demande et d’offre (P_{ask} et P_{bid})¹⁴. Si le nombre d’ordres n’est pas suffisant, le prix est déterminé à partir de sources extérieures ou « à dire d’expert ». Cependant, les volumes échangés sur cette bourse ne représentent qu’une part minoritaire¹⁵ des produits à terme échangés, la majorité prenant place sur les marchés de gré à gré organisés, c’est-à-dire les plateformes de courtage.

En raison de cette liquidité limitée, il pourrait être envisagé d’utiliser d’autres indices tels que Heren ou Platts, qui pourraient mieux représenter les prix de marché observés par un fournisseur.

Dans le cas où des fournisseurs chercheraient à reproduire strictement les modalités d’approvisionnement utilisées par la CRE pour le calcul des TRV, le prix de marché de référence utilisé par la CRE pourrait orienter le choix des fournisseurs d’utiliser les bourses ou le marché intermédiaire pour leurs échanges.

La CRE pourrait également envisager le calcul d’un indice à partir de l’ensemble des données d’échanges et d’ordres dont elle dispose sur les marchés intermédiaires et sur les bourses, mais cette

¹³ Correspond aux jours ouvrés au premier ordre.

¹⁴ EEX, Settlement Pricing Procedure

¹⁵ Commission de régulation de l’énergie, *Le fonctionnement des marchés de gros de l’électricité, du CO2 et du gaz naturel, rapport 2014-2015*, novembre 2015, p.56

référence ne serait connue qu'*a posteriori* par les fournisseurs, ce qui pourrait nuire à la répliquabilité de la stratégie d'approvisionnement.

Q11. Quel prix de marché de référence devrait être utilisé par la CRE pour calculer le coût du complément d'approvisionnement ?

4.4. Construction de la composante capacité

4.4.1. Principe

Le code de l'énergie prévoit qu'outre le coût d'approvisionnement en énergie, les tarifs réglementés intègrent le coût de la garantie de capacité.

A partir de l'année 2017, chaque fournisseur sera redevable, pour son portefeuille de clients, d'une obligation de capacité. Il devra à ce titre se procurer un volume de garanties de capacité lui permettant de couvrir son obligation, sous peine de devoir payer un règlement financier pour ses écarts. Pour prendre en compte le coût d'approvisionnement d'une courbe de charge en capacité, le pricer se place, de façon similaire à ce qu'il fait pour l'énergie, dans le cas d'un fournisseur alternatif ne disposant pas de capacités certifiées propres, devant se procurer la totalité de ses garanties sur le marché de capacité, pour un montant lui permettant de satisfaire au plus juste son obligation.

Pour le calcul de l'obligation du fournisseur, l'outil suit pas à pas la méthodologie prévue par les textes réglementaires notamment les dispositions des articles R. 335-1 du code de l'énergie et celles de l'arrêté du 22 janvier 2015 « Règles du marché de capacité ». Dans un premier temps, l'outil détermine l'obligation de capacité afférente à la courbe de charge étudiée. Dans un second temps, un volume de garanties de capacité équivalent est acheté et valorisé à un prix de référence marché.

4.4.2. Calcul de l'obligation de capacité

La courbe de charge servant de base au calcul de l'obligation est la courbe de charge prévisionnelle, hors de tout aléa et à température normale, notée précédemment *CDC*.

Par ailleurs, le calcul de l'obligation de capacité implique la connaissance de la période des jours de pointe PP1. Celle-ci désigne une période de 10 à 15 jours, signalés par RTE en J-1 sur la base d'un critère de plus forte consommation, parmi les jours éligibles PP1. Ceux-ci sont définis, selon l'arrêté du 22 janvier 2015, comme les jours ouvrés des mois de janvier à mars et de novembre à décembre à l'exclusion des vacances de Noël telles que définies dans l'arrêté relatif au calendrier scolaire en vigueur. Au sein des jours PP1 retenus, les plages horaires [07h00 ; 15h00[et [18h00 ; 20h00[sont considérées comme les heures PP1 servant au calcul de la puissance de référence.

La connaissance *ex post* des jours PP1 d'une année est incompatible avec la formulation d'un coût d'approvisionnement déterministe de la capacité. Pour surmonter cette difficulté, le pricer recourt à une période PP1 normative fixée *ex ante*, qui reproduit de façon statistique la probabilité

d'occurrence des différents jours PP1. La période PP1 statistique englobe les plages horaires PP1 de l'ensemble des jours éligibles PP1, auxquels sont affectés des coefficients de pondération mensuels $\{c_m\}$ qui représentent la proportion de jours PP1 qui tombent statistiquement sur chaque mois. Cette période PP1 statistique permet ainsi de calculer un coût prévisionnel déterministe de la capacité qui reproduit en moyenne la réalisation des aléas d'année en année. Elle est connue *ex ante* et dépend uniquement du calendrier futur.

Conformément à la méthodologie établie dans les textes réglementaires, le calcul de l'obligation commence par celui de la puissance de référence. A cet effet, l'outil procède au recalage de la courbe de charge prévisionnelle à température extrême de référence, pour donner $CDC_{T_{ext}}$. La puissance de référence est alors calculée comme la moyenne pondérée sur la période PP1 statistique de la courbe de charge recalée à température extrême de référence, à la maille demi-horaire :

$$P_{réf} = \frac{\sum_{dh \in PP1} CDC_{T_{ext}}(dh) \times c_m(dh)}{\sum_{dh \in PP1} c_m(dh)}$$

L'obligation de capacité obligation $_{\kappa}$ est déduite de la puissance de référence en la multipliant par le coefficient de sécurité $c_{sécurité}$, qui intègre, notamment, la contribution des interconnexions à la réduction du risque de défaillance :

$$\text{obligation}_{\kappa} = P_{réf} \times c_{sécurité}$$

4.4.3. Coût de l'obligation de capacité

Une fois connue l'obligation déterministe statistique associée à la courbe de charge, l'outil calcule le coût d'approvisionnement en garanties de capacité pour acquérir un volume de garanties de capacité permettant de satisfaire cette obligation. Pour cela, il valorise le volume d'obligation non couvert par les garanties de capacité associées à l'ARENH, au prix de référence marché de la capacité. La CRE propose d'utiliser un prix de la capacité cohérent avec les principes de sa délibération du 6 mai 2015¹⁶ et avec le calendrier de ses propositions tarifaires. Ainsi, dans le cas où une plate-forme d'échanges organisés est effectivement mise en place, le prix de la capacité retenu dans le calcul des TRV serait la moyenne arithmétique du prix de la capacité issu des différentes enchères organisées par les bourses ayant eu lieu avant la proposition tarifaire de la CRE¹⁷.

L'étape préliminaire consiste à calculer le volume de garanties de capacité associé à l'ARENH souscrit au titre de la courbe de charge précisée. Conformément à la délibération de la CRE du 6 mai 2015, celui-ci est défini comme la moyenne pondérée sur la période PP1 statistique du produit ARENH souscrit :

$$\kappa_{ARENH} = \frac{1}{\sum_{h \in PP1} c_m(h)} \times \sum_{h \in PP1} ARENH(h) \times c_m(h)$$

¹⁶ Commission de régulation de l'énergie, *Délibération du 6 mai 2015 portant décision sur la règle de calcul du prix de référence marché prévu par les règles du mécanisme de capacité*

¹⁷ En absence d'enchères, la délibération de la CRE du 6 mai prévoit que le prix de référence soit la moyenne pondérée des volumes des prix des échanges de gré à gré.

La part capacité $Appro_{\text{capacité}}$ de la composante déterministe du coût d’approvisionnement de la courbe de charge sur l’année est alors donnée par la valorisation du volume d’obligation résiduel hors ARENH au prix de référence marché de la capacité $p_{\text{marché}}$, auxquels s’ajoutent les éventuels frais d’accès au marché de capacité :

$$Appro_{\text{capacité}} = (\text{obligation}_k - \kappa_{\text{ARENH}}) \times (p_{\text{marché}} + \text{frais})$$

Enfin, la composante capacité dans l’empilement définissant le coût unitaire d’approvisionnement de la courbe de charge est obtenue en divisant par la consommation totale de la courbe de charge prévisionnelle à température normale :

$$c_{\text{capacité}} = \frac{Appro_{\text{capacité}}}{\sum_h CDC(h)}$$

Q12. Avez-vous des remarques sur les modalités de calcul de la composante capacité du tarif ?

4.5. La composante stochastique valorise la couverture des aléas

4.5.1. Méthodologie d’intégration de la gestion du risque

L’intégration de la gestion des risques est faite selon une approche probabiliste. Les réalisations des différents aléas sont modélisées par des scénarios de Monte-Carlo. Les coûts associés sont rassemblés dans ce que l’on appelle ici la composante stochastique de la part énergie du tarif, qui vient s’ajouter à la part déterministe.

Le chiffrage des coûts associés aux risques nécessite le choix d’une politique de gestion des risques, c’est-à-dire d’un niveau de risque minimum que l’on souhaite couvrir dans le tarif. Ce niveau dépend de l’aversion au risque du fournisseur, qui doit arbitrer entre l’assurance vis-à-vis de la réalisation d’aléas et la compétitivité de ses offres. Le choix de cette politique de risque détermine la méthodologie de modélisation des risques dans le pricer. La CRE retient une prise en compte des risques par quantiles.

Le surcoût lié à la couverture de chaque risque est intégré séparément à la part énergie en mark-up. Cela permet d’identifier la contribution de chaque aléa au coût d’approvisionnement total, et éventuellement d’appliquer des politiques de gestion du risque différentes pour chacun d’eux.

4.5.2. Politique de gestion du risque

La stratégie de gestion des risques retenue dans le pricer est fondée sur l’analyse des « values at risk » (VaR), c’est-à-dire la considération des surcoûts qu’un fournisseur est statistiquement amené à supporter pour une probabilité donnée. Dans la pratique, cela revient à une gestion des risques par quantiles : la politique de risque du fournisseur pour un aléa donné est fixée par le choix d’un quantile de la distribution des surcoûts pour lequel on souhaite se couvrir. L’algorithme du pricer définit alors le mark-up associé en extrayant de l’ensemble des scénarios de Monte-Carlo le quantile correspondant, c’est-à-dire la valeur du surcoût telle qu’une proportion de scénarios de Monte-Carlo égale à ce quantile renvoie des surcoûts inférieurs.

La politique de gestion des risques revient à fixer un mark-up permettant de recouvrer les coûts associés à la réalisation d'un aléa donné dans un certain pourcentage fixé des cas, dont le niveau dépend de l'aversion au risque du fournisseur. Dans les cas restants, le fournisseur doit assumer une perte. Cette méthodologie ne donne cependant aucune information sur le niveau des pertes potentiellement subies dans les cas non couverts.

La séparation des différents risques permet tout d'abord d'identifier de façon explicite les marks-up associés et leur poids dans le coût d'approvisionnement. Par ailleurs, si le principe d'analyse par quantiles sous-jacent à la politique de gestion de risque implémentée dans le pricer est identique pour tous les risques, il est néanmoins possible de définir des aversions aux risques différentes pour chaque aléa, qui se traduit par des pourcentages de quantile différents.

Ce choix offre donc à la fois une transparence maximale quant aux composantes du coût d'approvisionnement. Néanmoins, il sera nécessaire d'évaluer dans quelle mesure cette séparation des risques ne conduit pas à une surestimation des mark-ups associés, en éliminant la possibilité de foisonnement des aléas.

Q13. Si vous êtes un fournisseur d'électricité, comment gérez-vous de façon opérationnelle les risques qui pèsent sur votre approvisionnement en énergie ? Quel niveau de quantile de risque utilisez-vous pour pricer vos offres de fourniture ?

4.5.3. L'outil génère dans un premier temps une chronique de température et une chronique de prix spot

Les modèles de simulation de la température et du prix spot sont issus des modèles décrits dans le rapport sur les tarifs réglementés de vente d'électricité d'octobre 2014¹⁸.

4.5.4. Evaluation du risque lié à la thermosensibilité des consommateurs

Pour certains consommateurs, dits thermosensibles, la consommation électrique dépend de la température. Les consommateurs résidentiels de France métropolitaine sont particulièrement thermosensibles, en raison de la prépondérance du chauffage électrique. La thermosensibilité se matérialise donc en général par une sensibilité aux vagues de froid : quand la température est inférieure à la moyenne saisonnière en-deçà du seuil de chauffage fixé à 15°C, la consommation électrique augmente linéairement avec la baisse de température, selon un gradient spécifique à chaque consommateur.

Les variations de consommation dues à la température font courir aux fournisseurs un risque d'exposition au marché à court terme, puisqu'ils doivent ajuster l'approvisionnement de la courbe de charge prévisionnelle proche du temps réel pour satisfaire la consommation effective. Les écarts de consommation dus à la thermosensibilité sont valorisés au prix de marché spot : il est donc fait ici

¹⁸ Commission de régulation de l'énergie, [Les tarifs réglementés de vente d'électricité. Analyse des coûts de production et de commercialisation d'EDF. Tarification par empilement des coûts](#). Octobre 2014, pp.115-121

l'hypothèse que la température réalisée pour les heures d'une journée donnée est connue la veille, de façon à ce que les volumes d'énergie correspondants puissent être approvisionnés en J-1.

La thermosensibilité des consommateurs profilés est modélisée par les gradients de thermosensibilité $g(s, h)$. Ils corrigent la courbe de charge à température normale selon :

$$CDC_{TR}(s, j, h) = CDC(s, j, h) \times (1 + g(s, h) \times (\text{Min}(T_N(s, j, h), T_S) - \text{Min}(T_R(s, j, h), T_S)))$$

où T_R est la température réelle, T_N la température normale et T_S la température seuil de chauffage, fixée à 15°C.

L'outil calcule alors, pour chaque heure de l'année, la différence horaire de consommation :

$$\Delta CDC_{TR}(h) = CDC_{TR}(h) - CDC(h)$$

qu'il valorise au prix spot, en ajoutant les frais de la plateforme d'échanges EPEX¹⁹:

$$c_{\text{thermo}}(h) = \Delta CDC_{TR}(h) \times p_{\text{spot simulé}}(h) + |\Delta CDC_{TR}(h)| \times \text{frais EPEX}$$

Le markup retenu est alors donné par le quantile de surcoût_{thermo} sur l'ensemble des scénarios de Monte-Carlo.

4.5.5. Risques consommation hors thermosensibilité

Outre la température, d'autres éléments peuvent induire des écarts de consommation par rapport aux prévisions d'un fournisseur, ce qui constitue des risques. On peut identifier deux risques de consommation hors thermosensibilité :

- Des écarts dus à des paramètres exogènes tels que la modification du contexte économique, les modifications liées aux usages, etc. qui constituent un **risque de consommation « macro-économique »** global, et qui intègrent des risques résiduels de court terme.
- Des écarts dus au changement du nombre de sites composant le portefeuille d'un fournisseur, qui constituent un **risque « portefeuille »**.

Les écarts entre la prévision en J-1 et la consommation réelle sont pris en compte via les coûts associés à la responsabilité d'équilibre (4.7.3).

Un fournisseur s'approvisionnant progressivement sur deux années peut ajuster au fur et à mesure ses prévisions, ce qui peut lui permettre d'éviter des achats et des ventes sur les marchés. Il serait alors envisageable d'internaliser ce mark-up dans le coût d'approvisionnement lissé dans la mesure où, pour un fournisseur lissant son approvisionnement pendant les deux années précédant le jour de livraison les variations de prévisions de consommation hors thermosensibilité demeurerait d'un niveau inférieur à la quantité restant à approvisionner au marché.

¹⁹ EPEX Spot est une bourse qui gère les marchés électriques Day-Ahead pour plusieurs pays européens dont la France.

Dans le cas inverse, un fournisseur effectue des achats et des ventes sur les marchés afin d'ajuster son approvisionnement à la consommation prévisionnelle de ses clients et s'expose aux variations de prix de marché. Pour tenir compte de ce risque il faut alors modéliser des aléas de consommation $\Delta CDC_{\text{conso}}$ et calculer un mark-up au titre de l'approvisionnement en énergie, calculé d'une façon similaire au risque thermosensibilité ci-dessus, ainsi qu'un mark-up au titre de l'approvisionnement en capacité dont les modalités de calcul sont détaillées en annexe au 7.3.

La CRE ne dispose pas à ce jour de données de fournisseurs permettant d'évaluer ce risque.

Q14. Comment proposez-vous d'évaluer ce risque ? Quel serait l'ordre de grandeur du mark-up associé ?

4.5.6. Risque complément de prix ARENH

Les variations de consommation au cours de l'année induites par la réalisation d'aléas peuvent engendrer une modification du droit d'ARENH théorique calculé sur la base des consommations constatées, ce qui peut conduire le fournisseur à être redevable du complément de prix ARENH prévu par l'article R. 336-33 du code de l'énergie.

Celui-ci dispose que la CRE calcule la différence entre la quantité maximale de produit Q_{max} , égale à la quantité maximale d'ARENH qu'un fournisseur serait en droit de souscrire sur la base de ses consommations constatées, et la moyenne Q des quantités de produit ARENH cédées au titre des souscriptions de janvier et juillet du fournisseur. Si cette différence est négative, c'est-à-dire que la consommation effective globale sur les heures ARENH a été inférieure à la prévision, le fournisseur est redevable d'un complément de prix : un terme $CP1$ neutralisant les quantités excédentaires en valorisant cette différence au prix de marché, et un terme $CP2$ pénalisant les quantités excessives en valorisant cette différence, diminuée d'une marge de tolérance m de 10%, également au prix de marché.

Le prix de marché de référence pour le complément de prix ARENH a été fixé par la CRE dans sa délibération du 15 décembre 2011. Il est égal pour les termes $CP1$ et $CP2$ à la moyenne arithmétique annuelle du prix spot si le produit ARENH est plat.

Par ailleurs, conformément aux dispositions de l'article R. 336-33 du code de l'énergie, la CRE a défini dans sa décision du 6 mai 2015 les modalités selon lesquelles la valeur de la garantie de capacité est prise en compte dans le complément de prix. Les composantes $CP1$ et $CP2$ du complément de prix sont données par les formules suivantes :

$$CP1 = \text{Max}(p_{\text{réf}, CP1} \times n_h + \alpha \times p_{\text{réf}, \kappa} - p_{\text{ARENH}} \times n_h; 0) \times \text{Max}(Q - Q_{\text{max}}; 0)$$

$$CP2 = \text{Max}(p_{\text{réf}, CP2} \times n_h + \alpha \times p_{\text{réf}, \kappa} - p_{\text{ARENH}} \times n_h; 0) \times \text{Max}(Q - (Q_{\text{max}} + m); 0)$$

Avec $p_{\text{réf}, CP1}$ et $p_{\text{réf}, CP2}$ les prix de marché de référence, $p_{\text{réf}, \kappa}$ le prix de référence marché de la capacité défini par la CRE, p_{ARENH} le prix de l'ARENH, n_h le nombre d'heures de l'année, m la marge de sécurité de 10% et α un coefficient intégrant la modulation éventuelle de l'ARENH.

L'existence du complément de prix ARENH fait donc porter un risque pour le fournisseur : si les consommations effectives de ses clients sont inférieures aux prévisions utilisées lors de la souscription de l'ARENH, celui-ci devra payer un surcoût égal au complément de prix. La réalisation des aléas affectant la consommation ont donc un impact risque supplémentaire, lié au cadre réglementaire du dispositif ARENH, en plus des risques liés à l'approvisionnement de la courbe de charge décrits précédemment.

Pour un scénario de Monte-Carlo, l'outil calcule dans un premier temps la courbe de charge réalisée $CDC_{réalisée}$ intégrant tous les aléas de consommation :

$$CDC_{réalisée}(h) = CDC(h) + \Delta CDC_{thermo}(h) + \Delta CDC_{conso}(h)$$

La quantité maximale de produit ARENH Q_{max} est calculée à partir de $CDC_{réalisée}$ selon une formule similaire à celle qui définit la puissance d'ARENH souscrite. Parallèlement, l'outil calcule la référence de prix de marché pour l'énergie comme la moyenne de la chronique de prix spot simulée pour le scénario Monte-Carlo considéré.

Le surcoût annuel associé est donné par

$$\text{surcoût}_{CPC} = CP1 + CP2$$

Le mark-up du risque complément de prix ARENH est ensuite calculé de façon analogue au mark-up lié à la thermosensibilité et ramené en €/MWh.

Q15. Etes-vous en accord avec cette modélisation du risque complément de prix ARENH?

4.5.7. Foisonnement des risques

Une question importante concerne l'identification et la quantification de risques séparés, plutôt que leur foisonnement au sein d'un unique mark-up intégrant tous les risques. Les avantages du traitement séparé sont multiples : plus grande transparence puisque l'impact de chaque risque sur le coût de fourniture est explicitement identifié, possibilité de choisir des aversions au risque différentes. Cette approche conduit en revanche à naturellement surestimer le surcoût global de la gestion des risques, puisque ceux-ci ne foisonnent pas.

En effet, une propriété importante de l'approche par quantiles est qu'elle n'est pas linéaire : la somme de deux mark-ups de risques séparés est supérieure au mark-up global intégrant les deux risques. Ce phénomène est dû au fait que les scénarios correspondant aux surcoûts les plus chers ne sont pas les mêmes d'un risque à l'autre, tant en raison de la décorrélation de certains aléas que de la différence d'impact de ces aléas sur le coût d'approvisionnement.

Un exemple significatif est donné par le complément de prix ARENH : les situations où un fournisseur encourt un surcoût en raison du complément de prix sont celles où la consommation a été inférieure aux prévisions pendant les heures ARENH, alors que dans le cas du risque consommation, une telle

configuration ferait baisser le surcoût associé. On en déduit qu'il y a un intérêt à faire foisonner les risques afin de réduire le surcoût associé à la gestion des risques.

La CRE considère que la gestion séparée des risques conduit à surestimer les surcoûts réellement assumés dus aux aléas. En conséquence, le niveau des quantiles de risques choisi devra être adapté à l'absence de foisonnement de ces risques.

Q16. Etes-vous en accord avec le raisonnement de la CRE concernant le foisonnement des risques?

4.6. Cas des profils à effacement

La construction de la courbe de charge des profils EJP et Tempo nécessite de déterminer *ex ante* les jours de pointe EJP et les jours Tempo bleu, blanc et rouge.

La méthodologie de pricing de ces options tarifaires diffère de la méthodologie décrite au 4.1 puisque le tirage des jours des options à effacement empêche de calculer une composante déterministe, qui serait le coût d'approvisionnement d'un profil de consommation à température normale à l'ARENH et à la PFC. En effet, il est nécessaire de choisir les jours à effacement, selon un critère à définir, afin de pouvoir construire la courbe de charge des clients considérés.

Ces jours sont déterminés par EDF pour EJP et par RTE pour Tempo, et sont annoncés aux clients au plus tard la veille. Il ne s'agit pas ici de reproduire les modèles utilisés par EDF et RTE, qui utilisent les informations les plus proches du temps réel afin de déterminer en J-1 la nature du jour suivant. Il s'agit d'utiliser un critère de sélection des jours de pointe mobile qui permette de calculer la valeur de l'approvisionnement durant ces jours telle qu'un fournisseur peut l'estimer *ex ante* lors de son approvisionnement sur les marchés avant l'année de livraison.

Cas des jours EJP

EDF ayant intérêt à maximiser la valeur économique du tirage des jours EJP, la CRE propose de tirer les 22 jours EJP de façon *ex post*, en sélectionnant les 22 jours de l'année où la moyenne journalière du prix spot est la plus élevée.

La construction des courbes de charge des sous-profils des profils RES4, PRO4, ENT2 et ENT4 est constituée des étapes suivantes :

- simulation d'une chronique de température ;
- simulation d'une chronique de prix spot ;
- sélection des jours EJP ;
- ajustement de la courbe de charge des sous-profils EJP selon les règles RE-MA²⁰ ;
- calcul de l'ARENH, du complément de marché et de la capacité ;
- calcul des risques.

²⁰ RTE, Règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre

La température et le prix spot sont simulés selon les modalités du rapport sur les tarifs réglementés de vente d'électricité d'octobre 2014²¹.

Q17. Si vous êtes un fournisseur, quelle méthode utiliseriez-vous pour évaluer le prix d'approvisionnement des tarifs EJP ? Le tirage *ex post* des jours EJP sur un critère de prix spot représente-t-il un critère de sélection des jours de pointe mobile qui permette de calculer une valeur d'approvisionnement pertinente ?

Cas des jours Tempo

Le tirage des jours Tempo par RTE est fondé sur un critère de consommation nationale nette, c'est-à-dire la consommation hors effacements prévus, à laquelle est soustraite la production nationale éolienne et photovoltaïque. Le déclenchement des jours Tempo cherche à maximiser l'espérance de la somme des consommations nettes lors de 22 jours rouges et de 43 jours blancs.

Q18. Comment modéliseriez-vous le tirage des jours Tempo ? Utiliseriez-vous un critère approximant le tirage de ces jours par RTE ?

Prise en compte du coût de la capacité par les tarifs à effacement

Des travaux sont en cours dans les groupes de travail animés par la CRE afin de faire converger le signal PP1 (10 à 15 jours) et le signal Tempo (22 jours rouges). Le choix d'un jour PP1 en J-1 entrainerait alors nécessairement le tirage d'un jour de pointe Tempo. Toute la valeur de la capacité serait alors incluse dans les jours rouges Tempo.

D'une façon similaire, il pourrait être envisagé de considérer que le choix d'un jour PP1 entraîne le déclenchement d'un jour de pointe EJP. La valeur de la capacité serait alors intégralement portée par le poste jours de pointe du tarif EJP. Cette méthode diffère de celle présentée au 4.4.2, où la valeur de la capacité est répartie sur une période PP1 normative fixée *ex ante*, qui reproduit de façon statistique la probabilité d'occurrence des différents jours PP1.

Q19. Affecter l'intégralité du coût de la capacité aux plages horaires de pointe mobile des tarifs à effacement vous convient-il, ou préféreriez-vous la méthode décrite au 4.4.2 ?

4.7. Frais liés à l'activité de fourniture

4.7.1. 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 et des frais associés à l'établissement d'une garantie, appelée en cas de défaut de paiement.

²¹ Commission de régulation de l'énergie, [Les tarifs réglementés de vente d'électricité. Analyse des coûts de production et de commercialisation d'EDF. Tarification par empilement des coûts](#). Octobre 2014, pp.115-121

Ces frais sont variables d'un fournisseur à l'autre car ils dépendent, notamment, des volumes d'ARENH et de la méthode de constitution de la garantie (bancaire, maison mère ou encore consignation).

Bien que d'un montant très faible, ces frais pourraient être pris en compte au titre des coûts commerciaux de l'activité de fourniture.

4.7.2. Frais d'accès au marché

Ces frais comprennent les frais d'échange (« trading fees ») et les frais de la chambre de compensation (« clearing fees »), qui s'expriment par MWh échangés sur le marché.

Le complément d'approvisionnement peut s'effectuer à partir d'achats et de reventes 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 propose de retenir les frais d'accès au marché des bourses, qui sont des données publiques.

Frais	en c€/MWh échangé
Day-ahead trading fees ²²	7
Day-ahead clearing fees ²³	1,5
Day-ahead fees	8,5
Futures trading fees ²⁴	0,75
Futures clearing fees	0,5
Futures total fees	1,25

Tableau 2 : Frais d'accès aux bourses retenus par la CRE

Les frais des produits à terme sont inclus dans la composante déterministe de l'approvisionnement à hauteur des volumes approvisionnés à la PFC comme décrit en partie 4.3. Les frais liés aux échanges sur le spot (day-ahead) sont inclus dans le calcul de la composante stochastique de l'approvisionnement décrit en partie 4.5.

4.7.3. 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. Elle propose de retenir une valeur de 0,30 €/MWh.

²² EPEX spot price list

²³ ECC price list

²⁴ EEX price list

4.7.4. 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 €/MWh²⁵.

4.7.5. Contribution sociale de solidarité des sociétés

La contribution sociale de solidarité des sociétés (C3S), qui finance le régime de protection sociale des travailleurs indépendants (artisans, commerçants, exploitants agricoles, etc.), doit être supprimée en 2017²⁶.

En 2016, toute personne morale de droit privé ou public ayant une activité dans le secteur concurrentiel, y compris dans les départements d'outre-mer, est soumise à la C3S.

L'assiette de la C3S est constituée par le chiffre d'affaires entrant dans le champ d'application des taxes sur le chiffre d'affaires (addition des sommes imposables à la TVA, déclarées dans la TVA-CA3), auquel est appliqué un abattement de 19 millions d'€. Le taux des contributions est de 0,16 % du chiffre d'affaires, 0,13 % pour la C3S, et 0,03 % pour la contribution additionnelle.

L'assiette de la C3S dans le cas d'un fournisseur s'approvisionnant à l'ARENH et au marché, serait le chiffre d'affaires hors taxe, diminué des charges d'acheminement, des coûts d'approvisionnement à l'ARENH et au marché, et de la part « achat » des charges de commercialisation. Cette assiette représente de l'ordre de 10 €/MWh livré, soit une taxe d'un montant d'environ 0,016 €/MWh²⁷.

Q20. Les modalités de prise en compte de ces frais et les niveaux retenus vous conviennent ils ?

²⁵ Délibération de la CRE du 13 décembre 2012 portant approbation de la révision du prix proportionnel au soutirage physique des responsables d'équilibre

²⁶ <https://www.service-public.fr/professionnels-entreprises/vosdroits/F22726>

²⁷ 10 €/MWh * 0,16% = 0,016 €/MWh

5. Le lissage des évolutions en structure

L'article R. 337-20-1 du code de l'énergie dispose que « [...] la Commission de régulation de l'énergie veille à ce que la structure des tarifs, en particulier la répartition des coûts entre la part fixe et la part proportionnelle à l'électricité consommée, ainsi que la différenciation des tarifs entre les périodes tarifaires, envoie des signaux suffisamment stables aux consommateurs. A cette fin, la Commission de régulation de l'énergie peut lisser les évolutions tarifaires en structure sur des périodes pluriannuelles. »

La CRE a ainsi la possibilité de lisser les évolutions en structure dans le but d'envoyer des signaux suffisamment stables aux consommateurs. Ce lissage peut concerner :

1. Transitoirement, l'évolution de la structure actuelle des tarifs vers une structure par empilement, qui se traduira par des évolutions de facture importantes pour certains consommateurs. Cette évolution pourrait être effectuée avec l'objectif d'atteindre la grille cible au plus tard en trois années.

Q21. A quel rythme les grilles tarifaires historiques devraient-elles évoluer vers la structure par empilement ? La grille cible doit-elle inclure dès à présent une hypothèse de prix de la capacité en structure (en niveau, la capacité ne sera prise en considération qu'à partir de la première année de livraison au sens du dispositif) afin d'éviter de diminuer la différenciation horo-saisonnière des tarifs les premières années avant de l'augmenter de nouveau les années suivantes ?

2. Par la suite, l'évolution de la structure par empilement d'une année sur l'autre, du fait de l'évolution des prix de marché et du prix de l'ARENH, du prix de la capacité et de la structure du TURPE.

Il peut être envisagé de répercuter intégralement les évolutions en structure issues de l'empilement. Dans ce cas, les consommateurs pourraient manquer de visibilité quant à la structure des tarifs, dont la différenciation temporelle pourra fluctuer d'une année à l'autre dans un sens ou dans un autre. Dans la mesure où la structure tarifaire a vocation à orienter les consommations, et d'éventuels investissements de long terme (installations de chauffage ou d'eau chaude sanitaire par exemple), il peut sembler souhaitable que les évolutions en structure soient lissées dans le temps et que la structure tarifaire cible ne soit revue qu'à intervalles réguliers, tous les 5 ans par exemple.

Q22. Les évolutions de la structure par empilement doivent-elles, en régime permanent, être immédiatement et intégralement répercutées dans les grilles ? Si non, ces évolutions doivent-elle être lissées, revues à intervalles réguliers ?

6. Les tarifs atypiques

Tarifs verts amenés à perdurer pour les clients raccordés en HTA de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA.

Les clients de puissance inférieure ou égale à 36 kVA raccordés en haute tension conservent la possibilité de souscrire un tarif réglementé « vert ». Ces clients représentent environ 7 000 sites en décembre 2015.

L'article R. 337-18 du code de l'énergie dispose que « *Le « tarif vert » est proposé aux consommateurs finals pour tout site raccordé en haute tension (tension de raccordement supérieure à 1 kilovolt), situé dans une zone non interconnectée au réseau métropolitain continental, ou situé en métropole continentale et dont la puissance maximale souscrite est inférieure ou égale à 36 kilovoltampères ou 33 kilowatts si les puissances souscrites sont exprimées en kilowatt.* »

La CRE proposera des tarifs verts calculés par empilement pour ces consommateurs. De façon similaire aux tarifs bleus, les évolutions en structure pourront être lissées.

Du fait du nombre restreint de clients éligibles à ce tarif vert et du faible niveau de consommation de ces clients (par rapport à l'ensemble des clients historiquement au tarif vert), un tarif avec 4 options tarifaires et 2 à 4 versions par option paraît d'une complexité disproportionnée. La CRE envisage de ne laisser qu'une option et une version éligible à la souscription, par exemple un tarif A5 base, les autres options et tarifs étant mis en extinction ou supprimés selon les dispositions prévues à l'article R. 337-20 du code de l'énergie.

Clients au tarif jaune raccordés en basse tension de puissance inférieure ou égale à 36 kVA

L'article R. 337-18 du code de l'énergie dispose que « *Les consommateurs finals situés en France métropolitaine continentale, raccordés en basse tension, dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kilovoltampères, qui bénéficient au 31 décembre 2015 d'un « tarif Jaune » et dont le dispositif de comptage permet les dépassements de puissance, peuvent conserver le « tarif Jaune » tant qu'ils ne demandent pas à changer d'option, de version ou de puissance souscrites.* »

Ces clients, qui représentent 7 689 sites en base et 125 EJP en décembre 2015, bénéficient du tarif jaune tant qu'ils ne demandent pas à en changer.

Il ne semble pas proportionné de conserver un nombre élevé de versions et d'options pour des sites peu nombreux et ayant des consommations faibles. Ces tarifs, qui sont de fait mis en extinction puisqu'ils ne peuvent être souscrits depuis plusieurs années, pourraient voir leur nombre de versions réduit.

En cas de suppression de leur option ou version tarifaire, les clients devront souscrire une offre de marché, un TRV bleu, ou se verront appliquer le tarif jaune prévu automatiquement par l'arrêté de suppression.

Clients au tarif vert raccordés en basse tension de puissance inférieure ou égale à 36 kVA (Bornes postes)

L'article R. 337-18 du code de l'énergie dispose que « *Les consommateurs finals situés en France métropolitaine continentale, raccordés en basse tension, dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kilovoltampères ou 33 kilowatts si les puissances souscrites sont exprimées en kilowatt, qui bénéficient au 31 décembre 2015 d'un « tarif Vert », peuvent conserver le « tarif Vert » tant qu'ils ne demandent pas à changer d'option, de version ou de puissance souscrites.* »

Ces clients, qui représentent environ 1 500 sites en décembre 2015, bénéficient du tarif vert tant qu'ils ne demandent pas à en changer.

Il ne semble pas proportionné de conserver un nombre élevé de versions et d'option pour des sites peu nombreux et ayant des consommations faibles. Ces tarifs, qui sont de fait mis en extinction, pourraient voir leur nombre d'options ou de versions être réduit.

En cas de suppression de leur option ou version tarifaire, les clients devront souscrire une offre de marché, un TRV bleu, ou se verront appliquer le tarif vert prévu automatiquement par l'arrêté de suppression.

<p>Q23. La rationalisation du nombre d'options et de versions des TRV jaunes et verts proposée vous convient-elle ?</p>
--

7. Annexes

7.1. Le profil horaire de la PFC est extrapolé à partir des chroniques passées du spot

Le postulat sur lequel se fonde la méthodologie est que les prix futurs possèdent une dynamique similaire à ceux de la chronique de calibration. Cela implique en particulier de choisir consciencieusement le nombre d'années d'historique à prendre en compte et la pondération de ces années, les données les plus récentes étant vraisemblablement plus représentatives de la dynamique future du prix. La CRE propose de calibrer ce profil horaire de la PFC sur cinq années d'historique.

Avant de procéder au calcul du profil horaire de la PFC, il convient d'éliminer les pics de prix de l'historique. Ces pics de prix sont le fait d'aléas rares et ponctuels, qui ne sont pas représentatifs de la dynamique de processus régressif gaussien du prix spot. Du fait de leur très forte amplitude, les pics de prix peuvent par conséquent significativement fausser le calcul des paramètres de la régression, sans révéler d'information pertinente quant à la forme horaire générale des prix. Un algorithme itératif d'identification et de filtrage des pics de prix permet d'obtenir une chronique de spot horaire lissé.

Q24. Combien d'années d'historique du prix spot doivent servir au calcul de la forme de la PFC normalisée ?

Q25. Partagez-vous l'intérêt de procéder à une pondération des années d'historiques ? En ce cas, quel poids accordez-vous aux différentes années ?

La méthodologie de calcul de la forme horaire normalisée de la PFC consiste à paramétrer la forme de l'historique normalisé du prix spot selon des variables explicatives qui sont supposées englober la dynamique du prix spot. On procède alors à la régression de la chronique historique sur ces variables explicatives, avant d'en déduire la forme de la PFC en appliquant les coefficients de régression aux variables associées à la PFC que l'on souhaite calculer.

Les variables explicatives retenues sont :

- les mois de l'année (saisonnalité infra-annuelle, 12 variables binaires $\{M_i\}$) ;
- les jours de la semaine (saisonnalité infra-hebdomadaire, 7 variables binaires $\{D_j\}$) ;
- l'écart à la température normale (sensibilité à la température, 1 variable ΔT).

L'outil opère alors la régression linéaire de la chronique du prix spot moyen journalier $s(d)$ sur ces variables explicatives :

$$s(d) = \sum_{i=1}^{12} c_{\text{reg}}(M_i)M_i(d) + \sum_{j=1}^7 c_{\text{reg}}(D_j)D_j(d) + c_{\text{reg}}(\Delta T)\Delta T(d) + \varepsilon_d$$

avec ε_d l'écart entre le prix spot réel et le prix spot reconstitué.

La connaissance des coefficients de régression $\{c_{\text{reg}}\}$ du prix moyen journalier permet de déterminer le profil horaire normalisé. Celui-ci est défini comme le poids d'une heure donnée de la journée par rapport à la moyenne journalière. Le calcul du profil horaire est complexifié par le fait que le profil journalier du prix spot varie significativement selon la saison ainsi que le jour de la semaine : les

coefficients infra-journaliers ont eux-mêmes une dépendance infra-annuelle et infra-hebdomadaire. On lève cette difficulté en calculant les coefficients de profil horaire sur des regroupements {jour, mois} pour chaque heure, définissant ainsi un coefficient $c(h, j, m)$ de profil horaire pour chaque heure de la journée, jour de la semaine et mois de l'année, soit 2016 coefficients. Ceux-ci sont calculés comme la moyenne, pondérée du poids des différentes années de l'historique, sur le regroupement {jour, mois} associé du prix spot pour l'heure de la journée donnée.

La PFC journalière est alors calculée comme le produit scalaire des variables explicatives par les coefficients de régression:

$$PFC(d) = \sum_{i=1}^{12} c_{\text{reg}}(M_i)M_i(d) + \sum_{j=1}^7 c_{\text{reg}}(D_j)D_j(d) + c_{\text{reg}}(\Delta T)\Delta T(d)$$

La PFC horaire sur le calendrier futur considéré est simplement le produit du profil journalier et des coefficients horaires :

$$PFC(d, h) = PFC(d) \times c(h, j(d), m(d))$$

Q26. La PFC doit-elle tenir compte de la corrélation avec la température comme proposé par la CRE?

7.2. Le niveau de la PFC est ajusté sur la valeur des prix à terme

La seconde étape du calcul de la PFC consiste à caler, c'est-à-dire mettre à niveau, la PFC horaire normalisée sur le niveau des prix à terme observés à la date de calcul de la PFC, pour l'échéance souhaitée. Il s'agit ici de multiplier la courbe de prix à terme révélée par le marché, qui est la fonction en escalier donnée par la valeur des prix à terme associés sur le calendrier de prévision, à la courbe horaire normalisée qui va lui donner sa résolution à la maille horaire.

Indépendamment de questions potentielles de liquidité des divers produits, la PFC est calée sur le nombre maximal de produits à terme disponibles, afin d'en accroître autant que possible la granularité. L'absence de possibilités d'arbitrage entre les différents produits à terme est supposé.

Q27. Les modalités de calage de la PFC sur les produits à terme vous conviennent elles ?

7.3. Calcul du risque capacité

La réalisation d'aléas susceptibles d'affecter la consommation électrique a également un impact sur le montant de l'obligation de capacité d'un fournisseur, et donc sur le coût de sourcing de la capacité. Il convient de noter à ce stade que seuls sont concernés ici les aléas de consommation hors thermosensibilité qui auront pu être modélisés, puisque le recalage de la courbe de charge à température extrême de référence insensibilise le niveau de l'obligation de capacité aux aléas climatiques sur l'année de livraison.

Dans la méthodologie du pricer, le fournisseur s'approvisionne en garanties de capacité sur le marché de capacité avant le début de l'année de livraison, sur la base de la consommation

prévisionnelle de son portefeuille de clients. Il doit ultérieurement rééquilibrer sa position, une fois connue la consommation constatée de ses clients sur les heures PP1 de l'année. L'outil fait l'hypothèse que le fournisseur procède à ce rééquilibrage sur le marché une fois son obligation effective notifiée par RTE, lors par exemple de la séance d'enchères dédiées organisée à l'issue des notifications. Cependant, le prix de référence auquel sont valorisées les garanties de capacité n'est pas connu *ex ante*, le prix utilisé est donc le même que celui utilisé pour le calcul de la composante déterministe du prix de la capacité au 4.4.3.

Pour chaque scénario de Monte-Carlo, l'outil simule un aléa de consommation $\Delta CDC_{\text{conso}}$ décrit ci-dessus. L'outil procède par la suite au recalage de la courbe de charge effective $CDC_{\text{effective}}(h) = CDC(h) + \Delta CDC_{\text{conso}}(h)$ à température extrême de référence. La courbe de charge résultante est notée $CDC_{T_{\text{ext}} \text{ effective}}$

L'outil calcule, pour chaque scénario de Monte-Carlo, l'obligation de capacité effective $\text{obligation}_{\kappa, \text{ effective}}$ à partir de $CDC_{T_{\text{ext}} \text{ effective}}$ de la même façon qu'est calculée $\text{obligation}_{\kappa}$.

L'écart entre l'obligation de capacité effective et l'obligation théorique est valorisé, à l'achat comme à la revente, au prix de la capacité déterminé au 4.4.3.

Le surcoût annuel associé s'écrit alors :

$$\text{surcoût}_{\text{capacité}} = (\text{obligation}_{\kappa, \text{ effective}} - \text{obligation}_{\kappa}) \times p_{\text{réf } \kappa}$$

<p>Q28. Etes-vous en accord avec cette modélisation du risque capacité ?</p>
