

Autorité
de la concurrence



Avis n° 19-A-07 du 25 mars 2019
relatif à la fixation des tarifs réglementés de vente d'électricité

L'Autorité de la concurrence (commission permanente),

Vu la lettre, enregistrée le 1^{er} mars 2019, par laquelle le ministre de l'économie et des finances a informé, en application de l'article L. 462-2-1 du code de commerce, l'Autorité de la concurrence de son intention de prendre, sous deux mois, un arrêté portant fixation des tarifs réglementés de vente d'électricité ;

Vu la décision de saisine d'office n° 19-SO-04 du 8 mars 2019 par laquelle l'Autorité s'est saisie pour avis de cette demande ;

Vu le livre IV du code de commerce ;

Vu le code de l'énergie, notamment ses articles L. 336-1 à L. 336-10, L. 337-1 et L. 337-3 à L. 337-16 ;

Vu le décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique ;

Vu le décret n° 2014-1250 du 28 octobre 2014 modifiant le décret n° 2009-975 du 12 août 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente d'électricité ;

Vu le décret n° 2015-1823 du 30 décembre 2015 relatif à la codification de la partie réglementaire du code de l'énergie ;

Vu la délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) n° 2019-028 du 7 février 2019 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité ;

Vu les autres pièces du dossier ;

Le rapporteur général adjoint et la commissaire du Gouvernement entendus lors de la séance du 14 mars 2019 ;

Les représentants de la Commission de régulation de l'énergie entendus sur le fondement de l'article L. 463-7 du code de commerce ;

Est d'avis de répondre à la demande présentée dans le sens des observations qui suivent :

Résumé¹

Informée le 27 février 2019 par le ministre de l'économie de l'intention du Gouvernement de modifier le niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité, l'Autorité de la concurrence s'est saisie d'office pour examiner la proposition tarifaire présentée par la CRE dans sa délibération n° 2019-005 du 7 février 2019.

Au terme de son analyse, l'Autorité formule plusieurs objections d'ordre méthodologique et juridique à la méthode de prise en compte du rationnement de l'ARENH dans l'élaboration des TRV que le Gouvernement envisage de suivre.

Elle considère, à titre principal, que l'application de cette méthode traduirait un changement de nature des TRV de l'électricité en France qui consisterait à les transformer en un « prix plafond » du marché de détail, c'est-à-dire un prix représentatif des coûts des fournisseurs les moins efficaces, ce changement de nature n'ayant pas, à la connaissance de l'Autorité, fait à ce jour l'objet d'un débat public transparent et éclairé. À cet égard, il revient au Gouvernement de clarifier le rôle des TRV, dont le Conseil d'État a admis le maintien en mai 2018.

Plus précisément, elle émet un avis défavorable sur la proposition d'augmentation des tarifs, au motif que 40 % de la hausse de prix proposée (3,3 €/MWh sur 8,3 €/MWh) ne correspondent pas à une augmentation des coûts de fourniture d'EDF mais au rationnement de l'accès d'EDF à l'électricité d'origine nucléaire pour servir ses clients aux tarifs réglementés.

Cette hausse complémentaire de 3,3 €/MWh conduirait à faire payer aux consommateurs, plutôt qu'aux fournisseurs d'électricité, les effets du plafonnement de l'accès régulé à l'électricité nucléaire, qui est une limitation de la régulation du marché de gros voulue par le Parlement. Le surcoût serait, selon une estimation de l'administration, d'environ 600 millions d'euros TTC pour les clients d'EDF.

Elle conduirait à une sur-rémunération d'EDF qui apparaît en contradiction avec la décision de la CRE de limiter cette marge à 3 %. Ainsi, la marge réelle passerait de 3,8 €/MWh à 7,1 €/MWh pour les tarifs bleus vendus aux ménages, soit une hausse de 87 %, et 3,2 €/MWh à 6,5 €/MWh pour les tarifs bleus pour les petits professionnels, soit une hausse de 103 %.

La hausse des tarifs du fait du rationnement de l'électricité nucléaire pour les clients d'EDF apparaît ainsi comme contraire à la volonté exprimée du Parlement de proposer des tarifs réglementés qui permettent de restituer aux consommateurs le bénéfice de la compétitivité du parc nucléaire historique.

¹ Ce résumé a un caractère strictement informatif. Seuls font foi les motifs de l'avis numérotés ci-après.

SOMMAIRE

I. Constatations	4
A. LA PROCÉDURE.....	4
B. SUR LA DÉLIBÉRATION DE LA CRE.....	5
1. LES PROPOSITIONS D'AUGMENTATION.....	5
2. LES MOTIVATIONS.....	6
II. Analyse concurrentielle	7
A. LES QUESTIONS MÉTHODOLOGIQUES	7
1. LA QUESTION DE LA CONTESTABILITÉ DES TRV	7
2. LE CHOIX DE S'ÉCARTER DES COÛTS DE FOURNITURE D'EDF	9
3. L'ÉLÉMENT NOUVEAU APPORTÉ PAR L'ARTICLE R. 337-19	11
a) Retour sur la réforme de 2014	11
b) Sur la modification apportée en 2015.....	13
4. LE PROBLÈME NOUVEAU POSÉ PAR LE « RATIONNEMENT DE L'ARENH »	14
B. L'AUGMENTATION PROPOSÉE AU TITRE DU RATIONNEMENT DE L'ARENH	14
1. LE CALCUL APPLIQUÉ POUR RATIONNER L'ARENH.....	14
2. LA COMPATIBILITÉ AVEC LES ARTICLES L. 337-5 ET L. 337-6 DU CODE DE L'ÉNERGIE.....	15
3. LA LECTURE DE L'ARTICLE R. 337-19	17
4. LES CONSÉQUENCES POUR LES CONSOMMATEURS	18
a) La rémunération d'EDF sur les TRV serait artificiellement augmentée.....	18
b) Le taux d'écrêtement reste incertain.....	19
c) L'estimation du coût de l'approvisionnement complémentaire n'est pas certaine	20
d) L'écrêtement des TRV crée des risques de distorsion de concurrence entre opérateurs sur le marché des particuliers	21
e) La prévision de rattrapage tarifaire devrait être revue.....	21
C. CONCLUSION.....	22
1. UNE RÉFLEXION NÉCESSAIRE À MENER SUR L'ADAPTATION DU CADRE DE RÉGULATION DU MARCHÉ FRANÇAIS DE L'ÉLECTRICITÉ.....	22
2. IL NE SEMBLE PAS NÉCESSAIRE DE TRANSFORMER LES TRV EN « PRIX PLAFOND »	22
3. RECOMMANDATIONS.....	23
a) Le sens des objections de l'Autorité	23
b) Les constats et les recommandations.....	24

I. Constatations

A. LA PROCÉDURE

1. Par décision du 8 mars 2019 enregistrée sous le numéro 19-SO-04, l'Autorité de la concurrence (ci-après « **l'Autorité** ») s'est saisie d'office, pour avis, sur le fondement de la lettre du ministre l'économie l'informant de l'intention du Gouvernement de modifier par arrêté les tarifs réglementés de vente d'électricité (ci-après « les **TRV** »).
2. La procédure était précisée dans les termes suivants : « *En application du 4ème alinéa de l'article L. 462-2-1 du code de commerce, j'ai l'honneur de vous informer que, conformément aux articles L. 337-4 et L. 337-10 du code de l'énergie et à la suite des délibérations de la Commission de régulation de l'énergie du 7 février 2019 portant propositions des tarifs réglementés de vente d'électricité et des tarifs de cession de l'électricité aux entreprises locales de distribution, le Gouvernement va procéder à la révision de ces tarifs* ».
3. Le Gouvernement n'a pas joint de projet d'arrêté à son courrier mais, en l'espèce, une telle transmission n'est pas indispensable pour que l'Autorité puisse rendre un avis, compte tenu des règles de fixation des TRV prévues par la loi.
4. En effet, le premier alinéa de l'article L. 337-4 du code de l'énergie, visé par la lettre ministérielle, prévoit que « *La Commission de régulation de l'énergie transmet aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de tarifs réglementés de vente d'électricité. La décision est réputée acquise en l'absence d'opposition de l'un des ministres dans un délai de trois mois suivant la réception de ces propositions. Les tarifs sont publiés au Journal officiel* ».
5. Lors de la séance, la commissaire du Gouvernement a confirmé que le Gouvernement, sans avoir à ce stade arbitré sa position, envisage de suivre la délibération n° 2019-028 du 7 février 2019 de la Commission de régulation de l'énergie (ci-après la « **CRE** »), dans le délai de trois mois fixé par la loi. L'Autorité est donc, de fait, saisie pour rendre un avis sur la proposition tarifaire de la CRE.
6. Dans son avis du 19 janvier 2019 relatif à une réforme du dispositif de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ci-après « **l'ARENH** »), l'Autorité avait elle-même envisagé cette possibilité et avait indiqué qu'elle souhaitait, le cas échéant, « *être saisie, sur le fondement de l'article L. 462-2-1 du code de commerce, de tout arrêté ministériel qui adapterait la méthode de calcul d'une ou de plusieurs composantes du coût des tarifs réglementés* »², ce qui correspond exactement à la procédure suivie par le Gouvernement en ce qui concerne la méthode proposée par la CRE dans sa délibération du 7 février dernier (ci-après « **la délibération** »).

² Avis n° [19-A-01](#) du 21 janvier 2019 concernant un projet de décret relatif au dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), point 167 et conclusion.

B. SUR LA DÉLIBÉRATION DE LA CRE

1. LES PROPOSITIONS D'AUGMENTATION

7. Dans sa délibération, la CRE rappelle que la fixation des TRV par empilement des coûts se fait à partir des composantes prévues par l'article L. 337-6 du code de l'énergie, soit :
 - le coût d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique ;
 - le coût du complément d'approvisionnement au prix du marché ;
 - le coût de la garantie de capacité ;
 - les coûts d'acheminement ;
 - les coûts de commercialisation ;
 - la rémunération normale de l'activité de fourniture.
8. Les TRV regroupent dix sous-catégories de tarifs réglementés : cinq pour les clients résidentiels (RES 1, 2, 3, 4 et 11) et cinq pour les petits professionnels (PRO 1, 2, 3, 4, et 5) correspondant à des options, dont les deux principales, « Tarif bleu base » et « Tarif bleu heures pleines/heures creuses » représentent plus de 90 % de la consommation électrique aux tarifs réglementés. Pour des raisons de clarté, les augmentations de prix détaillées en page 17 de la délibération sont présentées de manière synthétique en distinguant seulement la catégorie des tarifs résidentiels et celle des tarifs professionnels.
9. Ainsi, dans le graphique intitulé « *Synthèse du mouvement* » présenté sous forme d'histogramme en page 16 de la délibération, il apparaît que le prix moyen de fourniture pour les résidentiels passe de 109,1 €/MWh à 117,5 €/MWh, soit une hausse moyenne de 8,4 €/MWh, et que le prix moyen pour les petits professionnels passe de 107,7 €/MWh à 116 €/MWh, soit une hausse moyenne de 8,3 €/MWh.
10. Les composants de cette hausse sont concentrés sur les coûts de l'énergie et de la capacité, qui ne représentent qu'environ 40 % de ce prix moyen total. En effet, les autres composantes sont inchangées : les coûts d'acheminement, les coûts de commercialisation et la rémunération normale de l'activité de fourniture, n'ont pas augmenté.
11. En revanche, le coût de l'énergie passe de 42,9 €/MWh à 49,4 €/MWh pour les clients résidentiels et de 43,9 €/MWh à 50,5 €/MWh pour les petits professionnels, soit une hausse moyenne de + 15 %.
12. De même, le coût de la capacité passe de 1,4 €/MWh à 3,2 €/MWh pour les clients résidentiels et 1,3 €/MWh à 3 €/MWh pour les petits professionnels, soit une hausse moyenne de + 130 %.
13. Finalement, pour la partie fourniture proprement dite (énergie + capacité), le prix moyen passe de 44,3 €/MWh à 52,6 €/MWh pour les résidentiels, soit une hausse de + 18,7 %, et de 45,2 €/MWh à 53,5 €/MWh pour les petits professionnels, soit une hausse de + 18,3 %.
14. La particularité de cette proposition de hausse est donc de répercuter une très forte volatilité de la composante fourniture qui, à elle seule, explique l'importance de la hausse globale, et ce en dépit de l'inertie des autres composantes.

2. LES MOTIVATIONS

15. L'article L. 337-4 du code de l'énergie prévoit que la CRE transmet aux ministres « *ses propositions motivées de tarifs réglementés de vente d'électricité* ». Les explications fournies à l'appui de la proposition tarifaire doivent donc être également examinées.
16. Dans le document de préparation du 31 janvier 2019 mis en consultation pour l'audition des opérateurs et des associations de consommateurs, la CRE avait estimé à 8,4 €/MWh en moyenne la hausse des TRV en distinguant deux composantes :
 - « *le surcoût moyen pour le consommateur au TRV lié au complément d'approvisionnement en énergie sur le marché est de 6,6 €/MWh* » (page 4) ;
 - « *le surcoût moyen pour le consommateur au TRV lié au complément d'approvisionnement de capacité sur le marché est de 1,8 €/MWh* » (page 5).
17. Cette partition en deux éléments pouvait laisser entendre que la troisième composante, à savoir le coût de l'ARENH, n'était pas concernée, seuls les coûts mentionnés étant touchés par la volatilité des prix sur les marchés de gros.
18. Dans sa délibération du 7 février, la CRE a modifié sa présentation et a indiqué que la hausse moyenne de prix était de 8,3 €/MWh en distinguant trois composantes :
 - « *le surcoût pour le consommateur lié au rationnement de l'ARENH est de 3,3 €/MWh HT en moyenne pour les consommateurs au portefeuille d'EDF* » ;
 - « *la hausse pour le consommateur due à l'augmentation des prix de marché – hors effet du rationnement de l'ARENH – est de 3,6 €/MWh* » ;
 - « *la hausse pour le consommateur due à la remontée des prix de marché de capacité – hors effet du rationnement de l'ARENH – est de 1,4 €/MWh* ».
19. Cette tripartition (rationnement de l'ARENH, complément de fourniture, capacité) se rapproche de la tripartition prévue par le code de l'énergie tout en introduisant une composante nouvelle, « *le rationnement de l'ARENH* », qui n'est pas à proprement parler un coût mais une mesure de régulation.
20. Le surcoût lié au rationnement de l'ARENH, estimé à 3,3 €/MWh, est mentionné dans la partie 4.1.2 consacrée au « *Coût de l'ARENH* » comme la conséquence de la réduction des droits à l'ARENH de chaque catégorie de clients. Mais le détail du calcul apparaît dans la partie 4.1.3 consacrée au « *Coût du complément d'approvisionnement* » et prend la forme d'une composante spécifique, non prévue par les textes, « *le complément d'approvisionnement en énergie consécutif à l'écrêtement de l'ARENH* ».
21. Cette présentation plus détaillée fait donc clairement apparaître qu'une part importante de l'augmentation de prix proposée, 3,3€/MWh sur 8,3 €/MWh, soit 40 %, n'est pas liée à une hausse des coûts propres d'EDF (le coût de l'ARENH), ni à une hausse des prix de gros qu'EDF subit lorsqu'il s'approvisionne sur le marché (le coût du complément), mais provient d'un choix méthodologique du régulateur consistant (i) à réduire la part du nucléaire au prix de l'ARENH intégrée aux TRV, opération désignée par les termes « *rationnement de l'ARENH* », (ii) à considérer que l'énergie en base correspondante est réputée être achetée sur le marché au titre du complément d'approvisionnement et (iii) à fixer pour cette part une méthode de détermination du prix d'achat sur le marché différente de celle utilisée pour le complément de fourniture ordinaire.

II. Analyse concurrentielle

22. De nombreuses observations sur les options méthodologiques retenues ont déjà été présentées dans l'avis n° [19-A-01](#) du 21 janvier 2019 relatif à un projet de décret sur une réforme de l'ARENH. En effet, la modification du dispositif de l'ARENH envisagée par le Gouvernement dans ce projet, qui a reçu un avis défavorable de l'Autorité, est celle qui est utilisée dans la délibération de la CRE ici examinée. Pour alléger la rédaction, des renvois à ce précédent avis seront donc faits au besoin.
23. En outre, l'Autorité rappelle, comme elle l'a déjà fait dans son avis n° 19-A-01, qu'elle n'entend pas se substituer au juge de la légalité pour apprécier la conformité de la méthode proposée par la CRE aux dispositions du code de l'énergie et renvoie sur ce point aux doutes qu'elle a déjà exprimés aux paragraphes 142 à 186 de l'avis susvisé.
24. L'Autorité reconnaît que la mention de l'atteinte du plafond de l'ARENH au deuxième alinéa de l'article R. 337-19 du code de l'énergie est une source de difficulté pour la CRE, qui doit la prendre en compte alors qu'aucune méthode pour ce faire n'a été fixée par un texte réglementaire de niveau suffisant. Elle traitera donc cette question séparément.
25. Elle tient enfin à saluer la contribution essentielle de la CRE à la bonne instruction de cette saisine dans des délais très brefs, notamment grâce à la qualité de ses réponses et à la précision des informations techniques qu'elle a apportées lors de la séance. Cette coopération a été particulièrement appréciée par le Collège.

A. LES QUESTIONS MÉTHODOLOGIQUES

1. LA QUESTION DE LA CONTESTABILITÉ DES TRV

26. Du point de vue de l'analyse concurrentielle, la divergence d'analyse entre la CRE et l'Autorité porte principalement sur la notion de contestabilité des tarifs. L'Autorité relève que le terme de « contestabilité » n'apparaît pas dans le code de l'énergie et n'est exposé, en tant qu'objectif autonome, dans aucun texte législatif ou réglementaire qui en donnerait une définition précise en ce qui concerne les TRV de l'électricité.
27. La CRE s'appuie, pour sa part, sur une conception de la contestabilité qui serait propre au secteur de l'électricité, et serait seule à même d'atteindre les objectifs assignés à la régulation de ces marchés. Selon cette conception *ad hoc*, les TRV ne seraient « contestables » que si leur niveau permet à tout fournisseur de les contester effectivement, compte tenu des conditions concrètes de son activité, même s'il est moins efficace que l'opérateur historique régulé. La CRE a précisé, lors de la séance, que ce qu'elle nomme « contestabilité » pourrait se rapprocher de la notion de « neutralité » concurrentielle des tarifs sur le marché. L'objectif du régulateur serait, dans ce cadre, de limiter les effets indésirables des TRV sur le fonctionnement du marché de détail.
28. L'Autorité considère que la définition ainsi retenue par la CRE ne serait, dans ce cadre, pas celle d'un prix contestable mais plutôt celle d'un prix « plafond ».

29. Pour sa part, l’Autorité relève que la notion de « contestabilité », dans le sens que lui donne la jurisprudence du droit de la concurrence, est la suivante : le prix d’un bien donné est « contestable » dès lors qu’il couvre les coûts de production de ce bien. La contestabilité est donc une qualité intrinsèquement liée aux caractéristiques économiques de l’entreprise qui produit le bien en cause.
30. Ainsi, la contestabilité, au sens du droit de la concurrence, signifie seulement qu’un opérateur aussi efficace que le producteur régulé doit pouvoir pratiquer le même prix que lui sans subir de pertes, comme l’avait rappelé le Conseil d’État dans une décision de 2015 : « *Considérant que la règle d’établissement des tarifs réglementés " par empilement " est réputée garantir par elle-même la fixation de ces tarifs à un niveau qui assure leur "contestabilité" économique, c'est-à-dire la faculté pour un opérateur concurrent d'Électricité de France présent ou entrant sur le marché de la fourniture d'électricité de proposer, sur ce marché, des offres à des prix égaux ou inférieurs aux tarifs réglementés* ». ³ Dans cette phrase, l’Autorité comprend la notion de « faculté » au sens du droit de la concurrence, c’est-à-dire la possibilité offerte à un opérateur aussi efficace qu’EDF de proposer les mêmes tarifs.
31. En effet, une fois qu’il a été vérifié que le tarif est réputé contestable au sens du droit de la concurrence, il n’est pas du tout certain que ce dernier soit contesté en pratique. Il existe de nombreux exemples, sur différents marchés, d’entreprises qui pratiquent des prix qui couvrent leurs coûts de production et leur permettent de faire des bénéfices, qui sont donc « contestables », et qui ne sont pourtant pas répliqués en pratique par les concurrents lorsque ces derniers sont moins efficaces. Cette situation n’est, en elle-même, nullement constitutive d’une infraction au droit de la concurrence, même pour un opérateur dominant.
32. En effet, pour contester en pratique un tarif contestable, les opérateurs doivent posséder une compétitivité et des capacités économiques suffisantes. Certains d’entre eux pourront effectivement contester ce tarif, d’autres ne le pourront pas. Dans d’autres cas, des opérateurs ne seront en mesure de contester le tarif que de manière épisodique, en fonction des variations de leurs coûts d’approvisionnement. Mais cet état de fait ne remet pas en cause la contestabilité et donc la licéité des tarifs, qui ne dépendent pas de ces aléas mais seulement des coûts de l’opérateur régulé.
33. Cette conception est la seule qui permette d’assurer la sécurité juridique de l’opérateur dominant, en utilisant la même définition de la contestabilité d’un tarif, que l’on raisonne en termes de régulation ou en droit de la concurrence, comme l’a rappelé le Tribunal de l’Union dans sa décision Deutsche Telekom de 2008 : « *Il y a lieu d'ajouter que toute autre approche risquerait de violer le principe général de sécurité juridique. En effet, si la légalité des pratiques tarifaires d'une entreprise dominante dépendait de la situation spécifique des entreprises concurrentes, notamment par la structure des coûts de celles-ci, qui sont des données qui ne sont généralement pas connues de l'entreprise dominante, cette dernière ne serait pas à même d'apprécier la légalité de ses propres comportements* » ⁴.

³ CE, n° 386076 du 7 janvier 2015, « Association nationale des opérateurs détaillants en énergie ».

⁴ Arrêt du Tribunal de l’Union du 10 avril 2008, T-271/03, Deutsch Telekom/ Commission, point 192.

34. De plus, une contestabilité appréciée à partir des coûts des concurrents est, en pratique, très difficile à vérifier car ces derniers ont des structures et des niveaux de coûts différents, ainsi que des stratégies commerciales variées et changeantes. En essayant de fixer un tarif sur de telles bases, le risque serait grand d'avoir une contestabilité à géométrie variable en fonction de l'interlocuteur, ainsi que l'avait relevé l'Autorité dans l'avis n° [14-A-14](#) du 26 septembre 2014, rendu précisément sur la méthode par empilement des coûts appliquée aux TRV de l'électricité : *« la référence dans le projet de décret aux coûts de commercialisation « d'un fournisseur d'électricité » pourrait renvoyer selon les interprétations à « un fournisseur moyen », « un fournisseur normalement efficace », « un fournisseur aussi efficace qu'EDF » ou encore à « tout fournisseur ». La multiplicité des fournisseurs concurrents d'EDF et leur hétérogénéité, en termes de taille, de parts de marché et de profils de clientèle rendent particulièrement inopportune la référence à « un fournisseur » dans un texte normatif. Avec une telle rédaction, chaque fournisseur pourrait contester le niveau des tarifs au motif que la composante des coûts de commercialisation retenue dans l'empilement des coûts du TRV ne reflète pas ses propres coûts commerciaux »*⁵.
35. L'Autorité estime donc que la notion de contestabilité à laquelle il est fait référence n'est pas celle qui résulte des principes généraux du droit de la concurrence, l'application de cette conception emportant, en outre, comme on le verra plus loin, des conséquences défavorables pour les consommateurs.
36. En revanche, il ne lui appartient pas de se prononcer sur le point de savoir si la conception défendue par la CRE est pertinente sur le fond pour le secteur de l'électricité, au regard de l'ensemble des textes qui organisent sa régulation.

2. LE CHOIX DE S'ÉCARTER DES COÛTS DE FOURNITURE D'EDF

37. Malgré les réformes successives du décret de 2009 fixant la méthode de calcul des TRV de l'électricité, la référence aux coûts d'EDF dans les textes définissant les tarifs de l'électricité est constante. De même qu'est permanente la référence aux coûts de GDF-Suez, devenue Engie, dans les textes relatifs aux tarifs du gaz.
38. Ainsi que l'a relevé le Conseil d'État : *« Il résulte des dispositions combinées des articles L. 337-5, L. 337-6 et R. 337-19 du code de l'énergie, citées au point 11, qu'en instaurant une méthode « par empilement » des coûts, tout en maintenant une référence aux coûts de l'activité de fourniture de l'électricité aux tarifs réglementés par les fournisseurs historiques, le législateur a, dans le but à la fois de ne pas fausser la concurrence sur le marché de détail de l'électricité et de ne pas imposer aux fournisseurs historiques une vente à un tarif inférieur à leur coût de revient, exclu que les tarifs réglementés soient fixés à un niveau artificiellement bas, inférieur aux coûts comptables complets de la fourniture de l'électricité à ces tarifs »*⁶.

⁵ Avis n° 14-A-14 du 26 septembre 2014 concernant un projet de décret modifiant le décret n° 2009-975 du 12 août 2009 relatif aux tarifs réglementés de l'électricité, paragraphe 67.

⁶ CE, décision du 18 mai 2018, Société Engie et Association nationale des opérateurs détaillants en énergie.

39. En particulier, l'article R. 337-19 impose que l'empilement des coûts soit opéré : « *sous réserve de la prise en compte des coûts de l'activité de fourniture de l'électricité aux tarifs réglementés d'Électricité de France et des entreprises locales de distribution* ».
40. À cet égard, il faut relever que cette « *prise en compte* » est relativement contraignante car elle ne vise que des coûts pertinents de la fourniture des TRV. Les coûts dont parle la réglementation sont donc des coûts comptables audités de « *l'activité de fourniture des TRV* » qu'il faut préalablement identifier au sein de la comptabilité d'EDF. D'ailleurs, les développements présentés en page 13 de sa délibération montrent que la CRE procède à un tel audit de ce coût. Toute autre méthode ne permettrait pas de vérifier que ce sont bien les vrais coûts pertinents de cette seule activité qui sont globalement couverts.
41. La « *prise en compte* » de ces coûts n'a donc pas pour seul objectif d'éviter un prix trop bas. Elle a aussi pour effet d'éviter un prix trop haut. En effet, si on tolérait que chaque composante de l'empilement soit systématiquement un majorant significatif du coût pertinent d'EDF, la mention dans la loi d'une rémunération raisonnable de l'activité de fourniture serait vidée de sa substance. Les marges intermédiaires apportées par chaque composante du tarif viendraient s'ajouter à la marge raisonnable réglementée, tout en en faussant le calcul puisque celle-ci est exprimée en pourcentage des coûts réels de fourniture.
42. Au-delà des principes du droit de la concurrence, c'est cette contrainte d'avoir un tarif de service public aussi bas que possible, tout en évitant d'imposer des pertes à l'opérateur historique, qui conduit, par cohérence, transparence et simplicité à construire le tarif par la méthode classique du « *cost plus* » ou « *coût plus marge* », prévoyant un empilement des coûts pertinents de l'opérateur régulé à qui est accordé une marge raisonnable.
43. C'est de ce schéma, largement admis dans la théorie des marchés régulés, dont s'écarte la CRE en l'espèce, dès lors qu'elle juge possible de fixer le niveau des TRV en fonction des coûts des fournisseurs alternatifs, tout en respectant malgré tout l'obligation de couverture des coûts de revient d'EDF au sens qui vient d'être rappelé.
44. Lors de la séance, la CRE a indiqué, qu'en matière de calcul des coûts, elle procédait à une consultation des opérateurs du marché sur la méthode à suivre, puis arrêtait les modalités de calcul de chaque composante, ce « *compromis* » visant à fixer un tarif couvrant les coûts de revient d'EDF tout en étant représentatif des coûts de l'ensemble des fournisseurs dans leur diversité.
45. La méthode de calcul du coût du complément de fourniture au prix du marché a été présentée comme compatible avec les coûts d'EDF, du fait du lissage des prix de marché sur deux ans, et « *acceptable* » par les fournisseurs alternatifs (bien que certains d'entre eux jugent qu'elle n'est pas représentative de leurs comportements d'achat car la période de lissage serait trop longue).
46. La prise en compte des coûts de chaque concurrent par consensus étant impossible, la CRE s'oblige à raisonner à partir d'un comportement moyen, qui satisfait certains fournisseurs et pas d'autres. On peut donc relever que sa méthode ne répond pas pleinement à la conception qu'elle a développée de la contestabilité.
47. Cette pratique semble, en outre, juridiquement fragile, car aucune méthode de compromis n'est prévue, sous cette forme ou sous une autre, par un texte, et notamment pas par l'article R. 337-19 du code de l'énergie qui détaille les différents types de coûts sous réserve « *de la prise en compte* » des coûts d'EDF, formule dont on a vu l'importance.

48. Lorsque l'article R. 337-19 mentionne un « fournisseur », c'est au sujet des coûts commerciaux, et sous une forme pleinement conforme à la notion de la contestabilité du droit de la concurrence défendue par l'Autorité, en précisant qu'il ne s'agit pas d'un coût moyen représentatif des coûts commerciaux des fournisseurs réels obtenus par consensus mais de ceux d'un fournisseur (théorique) réputé être « *au moins aussi efficace qu'EDF dans son activité de fourniture des clients ayant souscrit aux tarifs réglementés de vente de l'électricité* ».
49. Il résulte ainsi de ces dispositions que doivent être retenus « *les coûts d'EDF* ». Ce que le Conseil d'État a confirmé : « *pour l'application de l'article R. 337-19 du code de l'énergie cité au point 11, la CRE se réfère aux coûts d'EDF, opérateur dominant, conformément aux pratiques de l'Autorité de la concurrence* ». ⁷
50. La méthode *sui generis* de recherche d'un compromis par consensus censé permettre de dégager les coûts représentatifs d'un concurrent moyen, qui ne serait pas nécessairement aussi efficace qu'EDF pour la fourniture des TRV, tout en permettant la couverture des coûts pertinents de l'opérateur historique, ne figure donc pas à l'article R. 337-19 du code de l'énergie.

3. L'ÉLÉMENT NOUVEAU APPORTÉ PAR L'ARTICLE R. 337-19

a) Retour sur la réforme de 2014

51. C'est ainsi la question de la portée des dispositions résultant de l'article R. 337-19 qui est posée.
52. Or, force est de constater que, lors de la mise en place de la méthode de l'« empilement des coûts » en 2014, ces sujets ont été largement abordés et les positions de l'Autorité clairement exprimées, comme le montrent les principales observations concernant la prise en compte des coûts d'EDF et la contestabilité des TRV de son avis n° 14-A-14 susvisé :
- s'agissant de la contestabilité
 - « *Le principe de la couverture des coûts d'EDF pour la construction des TRV doit être maintenu puisqu'il est, à la fois, prévu par la loi et bénéfique du point de vue concurrentiel. Le respect de ce principe est néanmoins compatible avec d'autres méthodes de prise en compte des coûts d'EDF que la simple répercussion des coûts comptables de l'opérateur qui a été utilisée jusqu'à présent* ».
 - « *Il faut rappeler, qu'en droit de la concurrence, les tests de coûts utilisés pour démontrer une pratique tarifaire abusive susceptible d'exclure les concurrents du marché, que ce soient des prix prédateurs ou un ciseau tarifaire, sont mis en œuvre à partir des coûts de l'opérateur dominant. L'objectif de contestabilité des TRV, qui consiste précisément à prévenir de tels risques d'exclusion des concurrents par une mauvaise fixation du tarif, rejoint sur ce point l'exigence de couverture des coûts de l'opérateur historique* ».

⁷ CE, décision du 18 mai 2018, Société Engie et Association nationale des opérateurs détaillants en énergie.

- *Le principe de contestabilité des tarifs que le Gouvernement souhaite introduire pour la fixation des TRV n'apparaît donc pas incompatible avec le respect du principe de couverture des coûts, sous réserve des modalités de calcul qui seront retenues pour la fixation de chaque élément entrant dans l'empilement des coûts prévu par la loi ».*
- *« Il n'est donc nullement besoin pour atteindre cet objectif de modération des hausses de prix de faire référence aux coûts « d'un fournisseur » alternatif dans un décret ».*
 - *s'agissant du complément de fourniture*
- *« alors même que l'article L. 337-5 du code de l'énergie impose toujours de partir des coûts de l'opérateur historique, ce qui aurait pu conduire à retenir comme coût du complément d'approvisionnement le coût de fourniture de la part non nucléaire du parc de production d'EDF ».*
- *« Selon le ministère de l'énergie, interrogé sur ce point lors de la séance, les prix des contrats à terme seraient, lorsqu'ils sont bien choisis, une bonne approximation des coûts supportés par EDF pour son complément de fourniture hors parc nucléaire. Si ce point est confirmé, cela devrait écarter le risque de méconnaissance du principe de couverture des coûts pour cet élément entrant dans le calcul des tarifs. Il n'appartient pas à l'Autorité de se prononcer sur les conditions de validité de cette hypothèse, tâche qui relève du régulateur sectoriel. À ce stade, ce point non tranché n'appelle donc pas une modification de la rédaction de l'article 3 du projet de décret, mais il devra faire l'objet d'un suivi particulier lors de sa mise en œuvre ».*
- *« La fixation du coût de l'approvisionnement complémentaire d'EDF en référence à des prix de marché est possible sous réserve que les hypothèses faites sur la pertinence de ces prix pour EDF soient vérifiées ».*
 - *s'agissant des coûts commerciaux*
- *« En visant simultanément, voire cumulativement, les coûts d'un fournisseur, sans plus de précision, et les coûts d'EDF, cette nouvelle formulation est beaucoup moins claire que la précédente, ce qui est de nature à rendre malaisés son interprétation, son application et son contrôle par le juge ».*
- *« si l'objectif recherché est la couverture des coûts d'EDF, auquel cas la rédaction initiale convenait parfaitement ».*
- *« La rédaction du dernier alinéa de l'article 3 relatif aux coûts commerciaux devrait être modifiée afin de retenir, pour le calcul du TRV, les coûts commerciaux d'EDF à l'exclusion des coûts des concurrents ».*

53. Les problèmes d'interprétation rencontrés aujourd'hui ont donc été longuement débattus et l'Autorité a émis, en temps utile, toutes les alertes nécessaires sur les risques qu'il y aurait à retenir, dans un décret, des rédactions trop ambiguës mentionnant, à rebours des principes du droit de la concurrence et de l'exigence légale de couverture des coûts du fournisseur historique, des coûts autres que ceux supportés par EDF.

54. L'Autorité considère d'ailleurs que le Gouvernement a suivi ses recommandations dès lors que, d'une part, les deux modifications rédactionnelles demandées dans son avis, l'ajout de la nécessaire prise en compte des coûts d'EDF et l'exclusion de toute référence aux coûts commerciaux des fournisseurs alternatifs, avaient été retenues, et que, d'autre part, des assurances lui avaient été données par le représentant de l'administration sur l'interprétation conforme qui serait faite du coût du complément de fourniture, ce qui a d'ailleurs conduit l'Autorité à renoncer à demander une modification rédactionnelle sur cette composante (point 59 de l'avis), sous réserve de l'application correcte qui en serait faite (point 83 de l'avis).

55. La réforme de 2014 ne peut donc être interprétée, selon l’Autorité, comme une méthode de fixation des TRV par empilement des coûts d’un fournisseur représentatif.

b) Sur la modification apportée en 2015

56. Une discussion approfondie ne semble pas avoir eu lieu en ce qui concerne la mention, introduite en 2015 au deuxième alinéa de l’article R. 337-19 du code de l’énergie, de la prise en compte, « *le cas échéant, de l’atteinte du plafond global maximal d’électricité nucléaire historique* ».
57. Le projet de décret n’avait pas été présenté comme une réforme du mode de calcul des TRV de 2014, qui restait le socle de la réglementation, comme le confirme cet extrait de la lettre de saisine ministérielle du 23 octobre 2015 : « *Ces évolutions, sur lesquelles, vous avez rendu un avis en septembre 2014 (n°14-A-14) ont défini une nouvelle méthode de calcul de ces tarifs réglementés, qui permet de mettre en place un cadre juridique clair et prévisible au bénéfice des consommateurs et qui améliore la transparence des tarifs de l’électricité* ».
58. Selon cette même lettre, les compléments annoncés ne portaient pas sur le mode de calcul des coûts : « *Le projet de décret que j’ai l’honneur de vous soumettre vient (.../...) compléter le décret actuel en précisant les règles applicables à la structure des tarifs réglementés de vente de l’électricité dans le cadre de la nouvelle méthodologie dite de l’empilement. Le projet de décret introduit notamment des dispositions visant à traduire l’objectif de maîtrise des consommations à la pointe de consommation prévu au second alinéa de l’article L. 337-6 du code de l’énergie* ».
59. Par ailleurs, la lettre de saisine mentionnait plusieurs points d’attention, comme la situation des zones non interconnectées, la maîtrise de la consommation et les dispositions relatives aux concessions hydro-électriques.
60. À aucun moment n’était visée comme point notable, ni même simplement mentionnée, la possibilité de rationner l’ARENH pour la fourniture des TRV, alors que cela aurait sans doute dû constituer un point majeur du projet de décret, si tel avait été l’objet de ce texte.
61. La portée de cet ajout n’ayant pas non plus été précisée lors de la séance, l’Autorité ne lui a pas consacré de développement particulier dans son avis et s’est bornée à indiquer que : « *la manière dont l’atteinte du plafond est prise en compte dans le calcul des TRV mériterait d’être explicitée* »⁸.
62. Force est de constater que la portée de l’ajout fait par décret n’a été ni clairement explicitée ni accompagnée d’un débat approfondi.

⁸ Avis n° [15-A-18](#) du 14 décembre 2015 concernant un projet de décret modifiant le décret n° 2009-975 du 12 août 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente de l’électricité, point 14.

4. LE PROBLÈME NOUVEAU POSÉ PAR LE « RATIONNEMENT DE L'ARENH »

63. Le rationnement de l'ARENH dans les TRV est proposé en application du deuxième alinéa de l'article R. 337-19 du code de l'énergie, modifié en 2015, qui prévoit que, dans le cadre de l'empilement des coûts, la composante correspondant au coût de l'ARENH tient compte, « *le cas échéant, de l'atteinte du plafond global maximal d'électricité nucléaire historique* ».
64. La méthode du compromis ou du consensus a permis de dégager un accord, s'agissant du calcul du complément de fourniture, consistant à prendre en compte le prix d'un panier complexe de produits calendaires à termes et avec des cotations lissées sur deux ans. Le coût ainsi obtenu, qui est normalement audité chaque année pour vérifier qu'il est bien représentatif des coûts d'approvisionnement d'EDF, a obtenu l'accord des concurrents au motif que leurs propres coûts d'approvisionnement, qui ne sont ni connus ni audités, sont convenablement pris en compte. Cette méthode, applicable dans le cas d'espèce, a permis de maintenir une ambiguïté sur la nature de l'empilement des coûts, mais elle trouve sa limite dans le cas de la composante nouvelle que constitue le « *rationnement de l'ARENH* » qui, par nature, ne peut jamais être un coût supporté par EDF.
65. L'apparition de cette nouvelle composante conduit donc à un empilement des coûts des TRV qui devient hétérogène puisque le coût de l'ARENH et le coût de commercialisation sont des coûts d'EDF, tandis que le coût du complément de fourniture, lissé sur deux ans, est réputé être, à titre principal, une bonne approximation du coût d'approvisionnement d'EDF. En revanche, le nouveau coût lié au plafonnement de l'ARENH est un coût qui est uniquement supporté par les fournisseurs alternatifs. Il est, à cet égard, paradoxal de vouloir l'auditer pour vérifier que l'empilement ainsi modifié couvre les coûts de revient d'EDF.
66. L'Autorité constate que, tant que les volumes d'ARENH demandés étaient disponibles, la « méthode du compromis » a permis d'entretenir une ambiguïté sur la nature des coûts à prendre en compte. Mais ce compromis n'est plus possible pour surmonter la difficulté qui apparaît avec le plafonnement de l'ARENH dans le calcul des TRV. La méthode retenue par la CRE se fonde sur une interprétation de l'article R. 337-5 du code de l'énergie qui ne peut trouver de justification dans la référence aux principes du droit de la concurrence, et s'avère par ailleurs particulièrement pénalisante pour les consommateurs.
67. L'Autorité demeure donc, comme elle l'a précédemment indiqué, défavorable à la méthode que le Gouvernement envisage de suivre en ce qui concerne le « *rationnement de l'ARENH* ».

B. L'AUGMENTATION PROPOSÉE AU TITRE DU RATIONNEMENT DE L'ARENH

1. LE CALCUL APPLIQUÉ POUR RATIONNER L'ARENH

68. La méthode que le Gouvernement envisage de suivre consiste à diminuer l'approvisionnement en électricité nucléaire réglementée, appelé « droit à l'ARENH », de chaque catégorie de clients, à proportion de l'écêtement prévisionnel subi par les fournisseurs alternatifs du fait du dépassement du plafond de 100 TWh.

69. Pour 2019, cela revient à « servir » chaque catégorie à hauteur de 75 % de ses droits à l'ARENH au lieu de 100 %, et de transférer les 25 % restants dans un nouveau volume de complément appelé « *Complément d'approvisionnement en énergie consécutif à l'écrêtement de l'ARENH* », qui est facturé à un prix de marché spécifique (d'ailleurs beaucoup plus élevé que le prix du complément d'approvisionnement normal).
70. Ainsi, alors que le client considéré avait normalement un droit à payer 67 % de sa consommation en base nucléaire à 42 €/MWh et les 33 % de complément d'approvisionnement à un prix de marché voisin de 43 €/MWh compte tenu du lissage sur deux ans, il conserve 33 % de sa consommation à 43 €/MWh, mais voit son droit de facturation à 42 €/MWh réduit à 50 % de sa consommation et les 17 % de base nucléaire « écrêtée » sont facturés à un prix de marché de 59 €/MWh, au lieu de 42 €/MWh. La différence entre les deux prix de marché (43 € et 59 €) résulte du fait que ces achats liés à l'écrêtement sont réputés avoir été faits exclusivement après l'annonce de l'atteinte du plafond le 28 novembre 2018, au moment où les prix étaient les plus élevés.
71. La CRE considère que cette méthode est la seule possible pour respecter les dispositions du deuxième alinéa de l'article R. 337-19 et fixer un tarif par empilement des coûts des concurrents d'EDF, en tenant compte du fait que ceux-ci sont rationnés en ARENH.
72. L'Autorité considère, pour sa part, que cette méthode ne découle pas nécessairement de l'application de l'article R 337-19, ni d'aucun autre texte, et qu'en outre sa compatibilité avec les contraintes de niveau législatif qui entourent le mode de fixation des TRV ne semble pas assurée.

2. LA COMPATIBILITÉ AVEC LES ARTICLES L. 337-5 ET L. 337-6 DU CODE DE L'ÉNERGIE

73. L'article L. 337-5 du code de l'énergie dispose que : « *Les tarifs réglementés de vente d'électricité sont définis en fonction de catégories fondées sur les caractéristiques intrinsèques des fournitures, en fonction des coûts mentionnés à l'article L. 337-6* ».
74. L'article L. 337-6 du code de l'énergie dispose que « *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* ».
75. L'article R. 337-18, pris pour l'application de L. 337-5, précise ce qu'il faut entendre par caractéristiques intrinsèques : « *Les tarifs réglementés de vente d'électricité comportent des catégories, options et versions tarifaires. (.../...) Les options et les versions tarifaires sont fonction des caractéristiques moyennes de consommation de l'électricité, de l'impact du site de consommation sur le dimensionnement des infrastructures de réseau et du réseau auquel ce site est raccordé* ».
76. Il faut relever que les caractéristiques intrinsèques des profils ainsi définis par la loi ne renvoient pas aux différents produits commerciaux disponibles sur les marchés de gros (comme les contrats calendaires, à trois mois, etc..) ni à des définitions physiques (fourniture en base, en semi-base ou en pointe) permettant couvrir en pratique la courbe de charge du client. L'article L. 337-5 vise explicitement les composantes légales de l'empilement des coûts « *mentionnées à l'article L. 337-6* ».

77. Une sous-catégorie de TRV, par exemple le tarif « résidentiel base » ou le tarif « résidentiel heures pleines /heures creuses », est donc définie à partir d'une modélisation théorique du profil de consommation, et se caractérise par un certain rapport entre la part de consommation en base nucléaire, appelée « droit à l'ARENH », et la consommation résiduelle couverte en complément d'approvisionnement. Ainsi, le profil « Résidentiel base (RES1) » est fourni à 81 % en ARENH et à 19 % en complément, alors que le profil « Résidentiel HP/HC (RES2) » est fourni à 63 % en ARENH et à 37 % en complément.
78. Il s'agit donc d'une définition objective qui ne dépend pas d'une situation de marché pouvant fluctuer d'une année sur l'autre.
79. Une fois que ces catégories de tarifs ont été définies à partir des données de consommation, qui constituent leurs caractéristiques intrinsèques selon la loi, il n'est pas possible de les modifier sans le justifier par une évolution des données objectives de consommation du profil. Les « *caractéristiques intrinsèques* » de chaque sous-catégorie de TRV sont donc a priori très stables.
80. Or, la méthode envisagée pour prendre en compte l'atteinte du plafond consiste précisément à modifier ces profils. Mais, alors qu'elle ne serait envisageable que s'il s'agissait de combiner différemment des contrats d'approvisionnement à différents prix pour couvrir les besoins en énergie d'un client donné, elle semble très fragile au plan juridique lorsqu'elle conduit à modifier des éléments soumis à des contraintes d'ordre législatif.
81. En effet, l'opération de rationnement de l'ARENH ne se limite pas à facturer plus cher une partie de l'électricité d'origine nucléaire sans modifier les caractéristiques intrinsèques du tarif concerné. Elle consiste à modifier effectivement, et dans des proportions très importantes, le profil théorique de consommation de ce tarif.
82. Le rationnement a ainsi un double effet. Non seulement 25 % de l'approvisionnement en base nucléaire est facturé à un prix de marché plus élevé, mais il faut également payer en plus un coût de capacité virtuel du seul fait que ces 25 % ont perdu leur qualité d'ARENH pour prendre celle de complément d'approvisionnement.
83. Cette réallocation des composantes de coûts au sein de l'empilement, sans considération des caractéristiques intrinsèques du profil prévues par la loi, affaiblit ainsi fortement la sécurité juridique de la méthode utilisée pour prendre en compte le rationnement de l'ARENH.
84. Au-delà de cette première objection importante, il faut tenir compte d'autres contraintes.
85. Ainsi, l'article L. 337-5 du code vise les « *coûts mentionnés à l'article L. 337-6* » qui sont compris comme les coûts de fourniture intégrés au profil. Or, les débats avec la CRE lors de la séance n'ont pas permis d'établir que le « *surcoût lié au rationnement de l'ARENH* » pouvait être considéré de manière incontestable comme un coût de fourniture. Il semble même, en ce qui concerne EDF, que ce soit le contraire, puisque la CRE a confirmé que les 3,3 €/MWh mentionnés dans sa délibération étaient représentatifs d'une marge supplémentaire pour EDF et non d'un coût.
86. La compatibilité avec l'article L. 337-6 du code de l'énergie de l'ajout, non pas d'un coût mais d'une marge supplémentaire, non prévue par la loi et ayant des conséquences financières dans des contrats commerciaux en cours d'exécution, paraît donc fortement sujette à caution.

87. Enfin, même si on devait considérer que le rationnement a la nature d'un coût, ce ne serait pas un coût lié aux « *caractéristiques intrinsèques* » du profil de consommation concerné mais un coût lié aux « *caractéristiques extrinsèques* » des fournisseurs éventuellement concernés. Or, il ne semble pas possible, en l'état actuel de la loi, de considérer que l'article L. 337-5 permet de modifier une catégorie de tarif réglementé, dont les caractéristiques intrinsèques restent inchangées, au motif que certains opérateurs n'ont pas la capacité de fournir l'énergie correspondante à un prix donné.

3. LA LECTURE DE L'ARTICLE R. 337-19

88. Indépendamment de la question de la conformité du deuxième alinéa de l'article R. 337-19 avec le cadre législatif applicable, reste à trancher la question de son interprétation. Or, l'Autorité considère, comme elle l'avait dit en 2015, que les dispositions de l'article R. 337-19 relatives au plafond de l'ARENH sont insuffisamment précises pour être mises en œuvre et nécessiteraient, à tout le moins, d'être précisées ou complétées.
89. Le deuxième alinéa de l'article R 337-19 est ainsi rédigé : « *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 de l'électricité nucléaire historique fixé par l'article L. 336-85* ».
90. Lors de la séance, la CRE a expliqué qu'elle était contrainte d'appliquer la méthode retenue pour procéder au rationnement, dès lors que ce texte imposait de limiter la quantité d'ARENH « *au prorata* » du dépassement du plafond, ce qui conduisait à appliquer à EDF le même taux de rationnement que celui observé pour les fournisseurs alternatifs, en l'occurrence 25 %.
91. Mais l'Autorité constate que le « *prorata* » concerne avant tout les quantités d'ARENH déterminées lors de la définition du profil que vise l'article R. 336-14 : « *La quantité de produit théorique est déterminée pour chacune des sous-catégories de consommateurs en fonction de la consommation prévisionnelle durant les heures de faible consommation d'électricité sur le territoire métropolitain continental* ».
92. Ainsi, la rédaction précédente du même article, issue du décret de 2014, avant l'ajout contesté de 2015, était identique sur ce point, modulo les effets de la codification intervenue entre temps : « *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 applicable à la date d'entrée en vigueur de l'arrêté mentionné à l'article 5 appliqué au prorata de la quantité de produit théorique calculée en application de l'article 4 du décret du 28 avril 2011 susvisé* ».
93. Une fois introduite la numérotation issue de la codification et supprimée la précision sur le prix de l'ARENH applicable, on retrouve le même texte que celui du code, sans la mention de l'atteinte du plafond : « *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* ». Ce texte se comprend parfaitement et l'expression « *au prorata* » vise clairement la structure du profil en fonction de la consommation prévisionnelle.

94. Une autre lecture après 2015, dans laquelle l'expression « *au prorata* » vise à la fois la consommation prévisionnelle du profil (comme en 2014) et le plafond de l'ARENH, soulève une difficulté sérieuse, car les deux proratas sont exclusifs l'un de l'autre, comme cela a été vu précédemment. Les exigences de la loi et de l'article R. 337-18 sur les « *caractéristiques intrinsèques* » conduisent à ce qu'il n'est pas possible de fixer simultanément la quantité d'ARENH au prorata de la consommation du profil arrêté par le ministre et au prorata de la consommation du profil tenant compte du rationnement de l'ARENH, sauf si ce dernier est nul.
95. Il n'est pas non plus possible, eu égard aux contraintes d'ordre législatif qui ont été rappelées plus haut, de lire l'article comme une autorisation donnée à la CRE de se substituer au ministre pour procéder seule à une modification simultanée des profils des dix sous-catégories des TRV concernés.
96. On peut donc raisonnablement soutenir que, dès lors que le ministre n'a pas modifié les profils des sous-catégories de TRV après l'annonce de l'atteinte du plafond de l'ARENH, il faut conserver le « *prorata de la quantité de produit théorique* » et, pour respecter l'article L. 337-5, chercher une autre solution pour tenir compte, le cas échéant de l'atteinte du plafond de l'ARENH.
97. La portée de ces objections doit être bien comprise. L'Autorité soutient uniquement que la lecture qui est faite de l'article R. 337-19 n'est pas la seule possible et qu'elle est juridiquement fragile. Elle doute donc, à ce stade, de la base légale sur laquelle on pourrait se fonder pour opérer des transferts d'énergie entre composantes de coûts d'un tarif donné et considère, à cet égard, que la seule mention de la prise en compte du plafond de l'ARENH, telle qu'elle est insérée dans les dispositions réglementaires, ne peut se substituer à la définition précise d'une méthode de calcul permettant de garantir le respect des prescriptions légales attachées aux tarifs réglementés de l'électricité.

4. LES CONSÉQUENCES POUR LES CONSOMMATEURS

a) La rémunération d'EDF sur les TRV serait artificiellement augmentée

98. Comme l'a confirmé la CRE lors de la séance, et indépendamment du point de savoir si l'augmentation de la marge d'EDF sur les tarifs des particuliers est une bonne ou une mauvaise chose, il est établi que l'intégration au calcul des TRV d'un surcoût fictif pour EDF générerait une marge supplémentaire pour cette entreprise, proportionnelle à la part d'électricité d'origine nucléaire facturée au prix du marché, à 59 €/MWh, soit 40 % au-dessus du prix officiel de l'ARENH.
99. La marge réalisée par EDF sur la vente des TRV se trouve ainsi augmentée bien au-delà du taux de « *rémunération normale* » retenu par la CRE dans sa délibération. Cette situation soulève des interrogations sur la cohérence et la proportionnalité de la mesure. En effet, EDF, le principal fournisseur concerné par les TRV, verra sa marge passer à environ 6 %, alors qu'il incombe au ministre de faire respecter la marge normale de 3 % fixée par le régulateur. Les ordres de grandeur sont précisés dans la délibération de la CRE. Ainsi, la marge réelle passerait de 3,8 €/MWh à 7,1 €/MWh pour les tarifs bleus vendus aux ménages, soit une hausse de 87 %, et de 3,2 €/MWh à 6,5 €/MWh pour les tarifs bleus vendus aux petits professionnels, soit une hausse de 100 %.

100. En montant global, le surcoût pour les clients d'EDF devrait être compris, selon la commissaire du Gouvernement, entre 560 M€TTC et 600 M€TTC (incluant la TVA), alors que le bénéfice correspondant pour EDF devrait être de l'ordre de 480 M€HT (sans la TVA).
101. L'importance des sommes en jeu tient au fait que la hausse consécutive au rationnement de l'ARENH toucherait au premier chef le stock des clients aux TRV, alors que son objectif pour l'animation de la concurrence sur le marché de détail est de permettre d'augmenter le flux des clients qui souhaiteraient quitter les TRV. Cette marge supplémentaire apparaît donc de nature à créer un effet d'aubaine disproportionné. Si on considère uniquement les masses financières, le rationnement de l'ARENH conduit ainsi à transférer vers EDF une partie des bénéfices de l'efficacité du parc électronucléaire que la loi entend réserver aux consommateurs.
102. Un effet « stock » identique, quoique de moindre ampleur, pourrait être observé sur la marge des fournisseurs alternatifs offrant des contrats indexés sur les TRV, qui représentent la majorité des contrats. En effet, ces fournisseurs ne seront pas privés de tout accès à l'ARENH, mais seulement écrêtés pour leurs nouveaux besoins. Ainsi, dès lors que les quantités d'ARENH obtenues couvrent l'essentiel de leurs besoins en stock, un rationnement éventuel n'apparaîtrait, en 2019, que pour le flux net de nouveaux clients. Ils bénéficieront donc d'une augmentation des prix sur leurs stocks de contrats indexés, et du même effet d'aubaine qu'EDF.

b) Le taux d'écrêtement reste incertain

103. Le dépassement du plafond n'a aujourd'hui qu'un caractère prévisionnel et on ne saura que dans un an s'il se matérialisera ou non. En effet, la demande d'ARENH de 133,6 TWh pour 2019 ne fait que traduire les demandes des fournisseurs, qui peuvent avoir eu intérêt à surestimer leurs besoins, notamment parce que la forte probabilité d'un dépassement du plafond de l'ARENH était connue dès l'été 2018. Dans une telle situation, chaque demandeur avait intérêt à surestimer ses besoins sachant que tous, y compris les moins vertueux, seraient rationnés dans les mêmes proportions.
104. Ces prévisions ont toutefois été jugées crédibles par la CRE qui a indiqué, lors de la séance, que la dynamique de gain de parts de marché des alternatifs observée au dernier trimestre 2018 lui semble robuste pour 2019 et permet d'envisager la réalisation d'un scénario basé sur un besoin d'ARENH de l'ordre de 130 TWh, moyennant la marge d'erreur de 5 % admise par la réglementation.
105. Sans contester cette appréciation, l'Autorité observe que l'essentiel de la demande d'ARENH des alternatifs concerne le marché des grands et moyens sites professionnels qui représentent quasiment 80 % de leurs besoins compte tenu du profil de consommation des clients concernés, le marché des particuliers ne représentant pour sa part que 20 %. On peut en conclure que l'évolution des besoins pour servir le marché professionnel sera déterminante pour atteindre les 130 TWh prévus, alors que la dynamique observée sur le marché des particuliers ne jouera qu'un rôle limité dans l'augmentation des besoins en ARENH des alternatifs, même si ce segment reste dynamique.
106. Ainsi, en 2018, année de forte progression des ventes aux particuliers, les volumes d'électricité vendus ont atteint 30 TWh contre 24 TWh en 2017, selon l'observatoire des marchés publié par la CRE, soit un supplément global d'environ 6 TWh, ce qui ne représente qu'environ 4 TWh de besoin d'ARENH supplémentaire pour l'année, compte tenu des profils de consommation des tarifs des particuliers.

107. En revanche, des mouvements significatifs sur le marché professionnel, qui concentre une masse de 120 TWh, pourraient entraîner des variations plus sensibles des besoins globaux d'énergie électrique et donc d'ARENH. Or, il existe une incertitude sur la politique commerciale plus ou moins agressive ou conservatrice qu'adoptera EDF sur le marché professionnel. En cas de concurrence en prix plus forte sur ce marché, le dépassement du plafond aura un effet contraire à celui qu'on observerait sur le marché des particuliers. Il n'est donc pas assuré que la dynamique de la demande d'ARENH observée en 2017 et 2018 se poursuive au même rythme en 2019.

c) L'estimation du coût de l'approvisionnement complémentaire n'est pas certaine

108. Pour estimer le coût du complément d'approvisionnement nécessaire pour compenser le rationnement de l'ARENH, la CRE a fait l'hypothèse, conformément à la méthode qu'elle avait envisagée en janvier 2018, que les fournisseurs écrêtés avaient acheté la totalité des volumes d'énergie et de capacité nécessaires pour compenser leur rationnement, exclusivement entre le 30 novembre 2018 et le 21 décembre 2018, une fois connu le niveau exact du dépassement du plafond.
109. Mais lors de la séance, il a été indiqué par la CRE et la commissaire du Gouvernement qu'il s'agissait d'une hypothèse affectée d'éléments d'incertitude. Plusieurs éléments ont été évoqués lors des débats à l'appui de cette position.
110. Le premier est que le plafond de l'ARENH avait été presque atteint dès la fin 2017 pour l'année 2018 et que la hausse des prix de gros, corrélée avec celle des cours du pétrole, s'est accentuée au printemps 2018, si bien que le prix de gros des produits calendaires a nettement dépassé celui de l'ARENH avant l'été 2018, ce qui a entraîné un regain d'intérêt des fournisseurs pour l'ARENH et donc le risque de demandes excessives.
111. Le second est que l'observatoire trimestriel des marchés de la CRE montrait, dès l'été, que les volumes d'électricité vendus par les alternatifs progressaient à un rythme qui conduisait à une très forte probabilité de dépassement des besoins en ARENH pour 2019. Plusieurs publications professionnelles ont d'ailleurs commencé à évoquer un probable dépassement du plafond en septembre et en octobre 2018.
112. Dans ce contexte, on ne peut exclure que certains fournisseurs ayant des besoins importants et une capacité d'achat propre sur les marchés aient pu anticiper une partie de leurs achats par précaution, alors que les cours des produits substituables à l'ARENH étaient encore voisins de 50 €/MWh.
113. Une autre hypothèse a également été évoquée à partir de la baisse temporaire des cours sur les marchés de gros observée à l'approche du dernier guichet de l'ARENH de novembre 2018, ayant donné une fenêtre d'opportunité pour procéder à des achats.
114. On ne devrait donc pas non plus exclure que des fournisseurs aient pu commencer à se couvrir partiellement en produit calendaire dès octobre 2018, avant l'annonce officielle du dépassement de l'ARENH et la remontée des prix. Ces derniers n'auraient donc pas procédé à la totalité de leurs achats après le 1^{er} décembre, au prix moyen de 59 €/MWh.
115. En toute hypothèse, une méthode qui aurait prévu un lissage, par exemple sur le second semestre 2018, aurait permis de prendre en compte la possibilité d'achats anticipés.
116. A ce stade, force est de constater que la méthode retenue est fondée sur des éléments affectés d'incertitude, notamment quant à la politique d'achat des fournisseurs d'énergie pendant cette période.

d) L'écêtement des TRV crée des risques de distorsion de concurrence entre opérateurs sur le marché des particuliers

117. Bien que l'Autorité ne dispose pas d'éléments chiffrés pour mesurer l'ampleur de ce phénomène, on peut relever, au plan qualitatif, qu'un fournisseur ayant un stock important de clients à des offres indexées sur les TRV pourrait bénéficier, comme EDF, d'un effet d'aubaine. En effet, avant même que les prévisions de gains de part de marché, qui ont justifié le taux de rationnement, ne soient réalisées, la hausse immédiate et générale des prix toucherait les contrats indexés de la base de clients du fournisseur alors que lui-même ne subirait aucune hausse de ses coûts.
118. Cette marge pourrait être utilisée pour financer des promotions, ainsi subventionnées par le mécanisme de hausse des TRV. Cet effet d'aubaine ne profiterait pas à un nouvel entrant ayant un faible stock de clients à contrats indexés ou à un concurrent proposant des offres à prix fixes. Les effets collatéraux indifférenciés de la mesure d'écêtement pourraient ainsi être à l'origine de distorsions de concurrence.
119. Pour cette raison, il serait sans doute opportun, si le dispositif est maintenu, d'étaler les effets du plafonnement sur deux étapes d'augmentation de prix, en début d'année et en juillet, afin de prendre en compte l'effet d'aubaine lié à la marge supplémentaire récupérée par les alternatifs sur leur stock de contrats indexés (le manque d'ARENH ne devenant sensible au plan financier qu'une fois engrangés de nouveaux clients).

e) La prévision de rattrapage tarifaire devrait être revue

120. Au vu des éléments ci-dessus, notamment de l'analyse des effets d'aubaines liés aux augmentations de prix sur le stock des contrats non touchés par le rationnement de l'ARENH, l'Autorité considère que les montants du rattrapage de la hausse de prix pour tenir compte du décalage entre la décision du ministre et le 1^{er} janvier 2019 présentée dans un tableau 8, en page 15 de la délibération de la CRE, devraient être modifiés en ce qui concerne les effets du rationnement de l'ARENH.
121. En effet, bien qu'étalés sur deux ans, les montants globaux affichés apparaissent considérables, puisque le simple fait que le Gouvernement utilise le délai de réflexion de trois mois prévu par la loi conduirait à un rattrapage de 2 €/MWh, ce qui porterait la hausse à + 9,5 % sur le prix hors taxes.
122. Or, il faut rappeler que 40 % de ce rattrapage n'est pas nécessaire pour couvrir des pertes d'EDF, mais conduira seulement à lui permettre de reconstituer un profit supérieur au taux de marge de 3 % autorisé par le régulateur.

C. CONCLUSION

1. UNE RÉFLEXION NÉCESSAIRE À MENER SUR L'ADAPTATION DU CADRE DE RÉGULATION DU MARCHÉ FRANÇAIS DE L'ÉLECTRICITÉ

123. Comme l'a indiqué l'Autorité dans son avis n° 19-A-01⁹, les difficultés entraînées par l'atteinte du plafond de l'ARENH sont le symptôme des limites du dispositif existant de régulation du marché de l'électricité français, actuellement soumis à des injonctions contradictoires.
124. Le dispositif actuel porte à la fois sur le marché amont de l'approvisionnement et sur le marché aval de la vente aux particuliers. La contestabilité des TRV, au sens du droit de la concurrence, est assurée par la méthode de l'empilement des coûts de l'activité de fourniture d'EDF, alors que leur contestation effective sur le marché de détail par un fournisseur alternatif est rendue possible par l'approvisionnement en électricité nucléaire grâce au dispositif de l'ARENH, dans la limite du volume qui lui est attribué.
125. Augmenter les TRV pour tenir compte de l'atteinte du plafond de l'ARENH revient donc à demander au premier outil de régulation de pallier les limites du second. Cela revient aussi, en quelque sorte, à contourner la contrainte quantitative que le Parlement a imposée au dispositif de l'ARENH, avec comme conséquence de faire supporter la charge financière liée au dépassement du plafond aux consommateurs, plutôt qu'aux fournisseurs.

2. IL NE SEMBLE PAS NÉCESSAIRE DE TRANSFORMER LES TRV EN « PRIX PLAFOND »

126. L'atteinte du plafond de l'ARENH oblige donc le Gouvernement à préciser s'il souhaite ou non que les tarifs restent calés sur les coûts d'EDF, afin d'offrir aux consommateurs des prix stables représentatifs des coûts de production du parc français - ce que traduit l'objectif, inscrit dans la loi, de « *faire bénéficier les consommateurs de la compétitivité du parc électronucléaire historique* » (article L. 336-1 du code de l'énergie).
127. L'Autorité observe, à cet égard, que les textes européens prévoient la possibilité de maintenir des tarifs régulés sous certaines conditions et que la France fait partie des États membres qui ont récemment défendu le maintien, dans la réglementation de l'Union, de la possibilité de conserver des prix réglementés pour les ménages pour des motifs d'intérêt général. Or, le Conseil d'État a jugé, dans sa décision du 18 mai 2018 précitée, que l'objectif, d'intérêt général légitime et conforme au droit européen, du maintien des TRV était d'offrir aux Français des prix de l'électricité stables et déconnectés de la volatilité des prix des marchés de gros.
128. Dès lors que la France a fait le choix de maintenir des tarifs règlementés pour l'électricité pour les particuliers et a obtenu le maintien de cette possibilité, il faut s'interroger sur le rôle que doivent désormais jouer ces tarifs.

⁹ Avis n° [19-A-01](#) du 21 janvier 2019 concernant un projet de décret relatif au dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), paragraphes 106 à 124 et 195 à 227.

129. La méthode que le Gouvernement envisage d'appliquer consisterait à construire les tarifs à partir d'un empilement de coûts représentatifs de l'approvisionnement des concurrents d'EDF ce qui, dans l'hypothèse où le plafond actuel de 100 TWh serait maintenu, pourrait conduire, dès 2020, à introduire une part majoritaire de prix de marché volatils dans les tarifs, alors que l'exigence légale de couverture des coûts d'EDF serait maintenue pour garantir la stabilité des tarifs, qui est la condition même de leur légalité, comme l'a précisé le Conseil d'État.
130. L'Autorité considère que de tels tarifs prendront inévitablement la forme de « prix plafond » calés sur les prix des opérateurs les moins efficaces. Dès lors qu'aucune méthode fiable, vérifiée et auditée, ne permet de savoir ce que sont véritablement les « coûts des opérateurs alternatifs » pris dans leur diversité, la méthode par consultation pourrait conduire à suivre l'intérêt du « consensus » des opérateurs, qui est que le prix plafond soit le plus élevé possible. La manière dont le surcoût résultant du rationnement de l'ARENH a été calculé en 2019 en est la première illustration.
131. En outre, ce prix plafond ne résoudra pas le problème de « contestabilité » mis en avant par la CRE, sauf à admettre que ce dispositif sera accompagné de contraintes supplémentaires au détriment d'EDF.
132. En effet, dès que les « nouveaux TRV » construits à partir des coûts des alternatifs augmenteront et joueront leur rôle de prix plafond, EDF pourra facilement les concurrencer avec des offres libres construites sur le modèle des « anciens TRV » à partir de ses propres coûts restés inférieurs. Ces « anciens TRV » vendus comme des offres libres sur le marché couvriraient par construction les coûts de revient d'EDF. Ainsi, l'objectif recherché ne serait pas atteint, sauf à contester par principe le droit d'EDF à vendre à des prix inférieurs à ces nouveaux TRV.
133. Ce risque n'est pas une hypothèse d'école. Comme elle l'a expliqué dans son avis récent sur la réforme de l'ARENH¹⁰, l'Autorité a pu constater lors de la séance du 11 décembre 2018 qu'une théorie équivalente avait été soutenue à propos des prix d'EDF sur le marché libre des professionnels. Selon cette théorie, EDF devrait s'auto-rationner en ARENH sur le marché libre pour ne pas commettre d'infraction au droit de la concurrence. Autrement dit, les prix des alternatifs soumis au rationnement de l'ARENH devraient être considérés comme des prix plancher pour EDF.
134. Mais une régulation qui conduirait à transformer, sur le marché de détail, le prix plafond réglementé en prix plancher pour EDF, aurait pour effet de n'offrir à ses clients restés aux TRV que la garantie paradoxale de « bénéficiaire » des prix les plus chers du marché.

3. RECOMMANDATIONS

a) Le sens des objections de l'Autorité

135. Au terme de son analyse, l'Autorité formule trois séries d'objections à la méthode de rationnement de l'ARENH dans les TRV que le Gouvernement envisage de suivre.

¹⁰ Avis n° 19-A-01 du 21 janvier 2019, paragraphes 112 à 123.

136. La première est qu'il n'est pas souhaitable d'utiliser, sur un même marché, des notions dont le sens serait différent selon qu'on les applique en droit de la régulation ou en droit de la concurrence. Cette situation affaiblirait la sécurité juridique des opérateurs et risquerait de perturber inutilement le processus concurrentiel.
137. La deuxième est que le dispositif envisagé, très défavorable aux consommateurs, les toucherait, dès sa première application, massivement et à grande échelle, puisqu'il imposerait un rationnement du nucléaire de 25 % pour plus de 28 millions de clients d'EDF, à partir d'une méthode dont la solidité juridique mériterait un examen approfondi.
138. Enfin, la troisième est qu'il revient au Gouvernement lui-même de clarifier la conception qu'il se fait du rôle des TRV. En effet, la méthode qu'il envisage de suivre marquerait, pour ces tarifs, dont la grande majorité des Français est encore dépendante pour son approvisionnement en électricité, un changement de nature qui n'a pas, à la connaissance de l'Autorité, fait à ce jour l'objet d'un débat public transparent et éclairé.

b) Les constats et les recommandations

139. L'Autorité considère que 40 % de la hausse de prix proposée (3,3 €/MWh sur 8,3 €/MWh) ne correspondent pas à une augmentation des coûts de fourniture d'EDF mais au rationnement de l'accès d'EDF à l'électricité d'origine nucléaire. Les motivations avancées pour justifier cette hausse complémentaire ne lui semblent pas convaincantes :
 - elle conduirait à faire payer aux consommateurs, plutôt qu'aux fournisseurs, les effets d'une limitation de la régulation du marché de gros voulue par le Parlement. Le surcoût serait d'environ 600 millions d'euros TTC pour les seuls clients d'EDF, le surcoût pour les clients ayant souscrit un contrat à tarif indexé sur les TRV n'étant pas évalué ;
 - elle pénaliserait immédiatement plusieurs dizaines de millions de ménages, qui constituent le stock des clients au tarif bleu chez EDF ou ayant un contrat indexé sur un tarif réglementé chez un autre fournisseur, alors que les effets recherchés par cette augmentation complémentaire ne concernent que le flux des clients souhaitant changer de fournisseur ;
 - elle conduirait à une sur-rémunération d'EDF contraire à la décision de la CRE de limiter cette marge réglementée à 3 %. Ainsi, la marge réelle d'EDF passerait de 3,8 €/MWh à 7,1 €/MWh pour les tarifs bleus vendus aux ménages, soit une hausse de 87 %, et de 3,2 €/MWh à 6,5 €/MWh pour les tarifs bleus vendus aux petits professionnels, soit une hausse de 100 % ;
 - elle pourrait entraîner des distorsions de concurrence entre fournisseurs alternatifs en fonction de l'importance de l'effet d'aubaine lié à la hausse de marge dont ils bénéficieraient, celle-ci étant proportionnelle à leur stock de clients ayant passé un contrat indexé sur les TRV.
140. Plus généralement, la méthode proposée traduirait un changement de nature des TRV de l'électricité en France qui consisterait à les transformer en un « *prix plafond* » du marché de détail, c'est-à-dire un prix représentatif des coûts des fournisseurs les moins efficaces du marché. Cette conception semblerait contraire à la volonté exprimée du Parlement de proposer des tarifs réglementés qui permettent de restituer aux consommateurs le bénéfice de la compétitivité du parc nucléaire historique.

141. Au vu des éléments ci-dessus, l'Autorité recommande au Gouvernement, avant d'approuver la proposition tarifaire en prenant un arrêté ou en attendant l'expiration du délai de trois mois, qui court jusqu'au 7 mai 2019, de procéder à un réexamen de la légalité et de l'opportunité de la méthode proposée, au vu notamment de l'interprétation du deuxième alinéa de l'article R. 337-19, sur laquelle elle repose.
142. Elle propose également au Gouvernement de demander à la CRE de faire, avant le 7 mai 2019, une nouvelle proposition tarifaire. Cette nouvelle délibération devrait notamment permettre (1) de mieux apprécier les surcoûts de complément d'approvisionnement supportés par les différents opérateurs du fait du rationnement de l'ARENH et (2) de réviser le calendrier de rattrapage des TRV, en en retirant la partie représentative de la sur-rémunération d'EDF qui résulte mécaniquement du rationnement de l'ARENH.

Délibéré sur l'intervention de M. Umberto Berkani, rapporteur général adjoint, par M. Thierry Dahan, vice-président et président de séance, Mme Fabienne Siredey-Garnier, et M. Emmanuel Combe, vice-présidents.

La secrétaire de séance,

Armelle Hillion

Pour le président de séance empêché,

Emmanuel Combe