

Rapport d'évaluation du 24 décembre 2020 sur le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique

L'Autorité de la concurrence,

Vu la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat ;

Vu le code de l'énergie, notamment son article L. 336-8 ;

Vu le code de l'environnement ;

Vu le livre IV du code de commerce ;

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

Vu le décret n° 2017-369 du 21 mars 2017 relatif aux modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique ;

Vu les avis n° 10-A-08 du 17 mai 2010 relatif au projet de loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, n° 11-A-06 du 15 mars 2011 relatif à un projet de décret fixant les modalités d'accès à l'électricité nucléaire historique, n° 12-A-09 du 12 avril 2012 concernant un projet de décret relatif à l'instauration d'un mécanisme de capacité dans le secteur de l'électricité, 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 vente de l'électricité, n° 14-A-16 du 20 octobre 2014 concernant un projet de décret portant modification du décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, n° 17-A-01 du 8 février 2017 concernant un projet de décret portant modification de certaines dispositions réglementaires relatives à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), 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) ;

Vu le rapport d'évaluation du 18 décembre 2015 sur le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique ;

Vu les contributions transmises par les opérateurs ;

Vu les autres pièces du dossier ;

Est d'avis de répondre dans le sens des observations qui suivent :

SOMMAIRE

I. CONSTATATIONS.....	4
A. CADRE JURIDIQUE	4
B. MODALITÉS D’ACCÈS.....	4
C. CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET POLITIQUE.....	5
1. LES FLUCTUATIONS DE LA DEMANDE D’ARENH.....	5
2. LA « NOUVELLE RÉGULATION DU NUCLÉAIRE ».....	7
3. LE PROJET « HERCULE ».....	8
II. ANALYSE.....	9
A. LES AVIS PRÉCÉDENTS DE L’AUTORITÉ SUR LE DISPOSITIF ARENH.....	9
B. RAPPORT QUINQUENNAL	11
1. L’IMPACT SUR LES MARCHÉS DE GROS ET DE DÉTAIL.....	11
<i>a) Sur les marchés de gros.....</i>	<i>11</i>
<i>b) Sur les marchés de détail.....</i>	<i>12</i>
<i>c) Concernant les perspectives d’évolution sur les marchés de gros.....</i>	<i>13</i>
2. L’IMPACT SUR LES INVESTISSEMENTS DANS LES INSTALLATIONS DE PRODUCTION.....	13
3. L’AVENIR DU DISPOSITIF ET DE LA RÉGULATION DU NUCLÉAIRE FRANÇAIS.....	14
4. LA BASE JURIDIQUE, LES PRÉMISSSES ET LES OBJECTIFS D’UNE RÉFORME D’ENSEMBLE.....	15
CONCLUSIONS.....	18

1. L'article L. 336-8 du code de l'énergie dispose¹ :

« Le dispositif transitoire d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique est mis en place à compter de l'entrée en vigueur du décret mentionné à l'article L. 336-10 et jusqu'au 31 décembre 2025.

Avant le 31 décembre 2015, puis tous les cinq ans, sur la base de rapports de la Commission de régulation de l'énergie et de l'Autorité de la concurrence, les ministres chargés de l'énergie et de l'économie procèdent à l'évaluation du dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique. L'évaluation porte sur :

1° La mise en œuvre de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique ;

2° Son impact sur le développement de la concurrence sur le marché de la fourniture d'électricité et la cohérence entre le prix des offres de détail et le prix régulé d'accès à l'électricité nucléaire historique ;

3° Son impact sur le fonctionnement du marché de gros ;

4° Son impact sur la conclusion de contrats de gré à gré entre les fournisseurs et Électricités de France et sur la participation des acteurs aux investissements dans les moyens de production nécessaires à la sécurité d'approvisionnement en électricité.

Les ministres proposent, le cas échéant, au regard de cette évaluation :

a) Des modalités de fin du dispositif assurant une transition progressive pour les fournisseurs d'électricité ;

b) Des adaptations du dispositif ;

c) Des modalités permettant d'associer les acteurs intéressés, en particulier les fournisseurs d'électricité et les consommateurs électro-intensifs, aux investissements de prolongation de la durée d'exploitation des centrales nucléaires ;

d) Sur la base de la programmation pluriannuelle de l'énergie, qui peut fixer les objectifs en termes de prolongation de la durée d'exploitation des centrales nucléaires et d'échéancier de renouvellement du parc nucléaire, la prise en compte progressivement dans le prix de l'électricité pour les consommateurs finals des coûts de développement de nouvelles capacités de production d'électricité de base et la mise en place d'un dispositif spécifique permettant de garantir la constitution des moyens financiers appropriés pour engager le renouvellement du parc nucléaire ».

Le présent rapport est transmis au gouvernement sur le fondement de ces dispositions.

¹ Disposition introduite par l'article 1^{er} de la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, et modifiée par l'article 176 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

I. CONSTATATIONS

A. CADRE JURIDIQUE

2. Le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ci-après « ARENH ») a été instauré par la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant organisation du marché de l'électricité (ci-après « loi NOME »). Ce dispositif, créé pour une période transitoire allant du 1^{er} juillet 2011 au 31 décembre 2025, consiste à reconnaître aux fournisseurs d'électricité alternatifs un droit d'accès, à un tarif régulé, à l'énergie électrique issue du parc historique de production nucléaire d'Électricité de France (ci-après « EDF »), dans la limite d'un volume global annuel de 100 TWh initialement (le « plafond ARENH »)².
3. Le mécanisme de l'ARENH a été institué afin de remplir trois grands objectifs non hiérarchisés : (i) faire bénéficier le consommateur de la compétitivité du parc électronucléaire historique français, (ii) stimuler la concurrence sur le marché aval de la fourniture au détail d'électricité et (iii) stimuler la concurrence sur le marché amont en favorisant les investissements dans les installations de production.
4. Les dispositions relatives au mécanisme ARENH sont codifiées aux articles L. 336-1 et suivants, L. 337-13 et suivants, et R. 336-1 à 336-44 du code de l'énergie.
5. S'agissant du tarif régulé, l'article L. 336-1 du code de l'énergie prévoit que les volumes ARENH sont consentis « à des conditions économiques équivalentes à celles résultant pour Électricité de France de l'utilisation de ses centrales nucléaires » (règle connue sous le terme de « principe d'équivalence »).
6. L'article L. 336-3 du code de l'énergie confie à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) l'allocation des volumes aux fournisseurs demandeurs, selon des règles et modalités d'accès précisées par décret³.

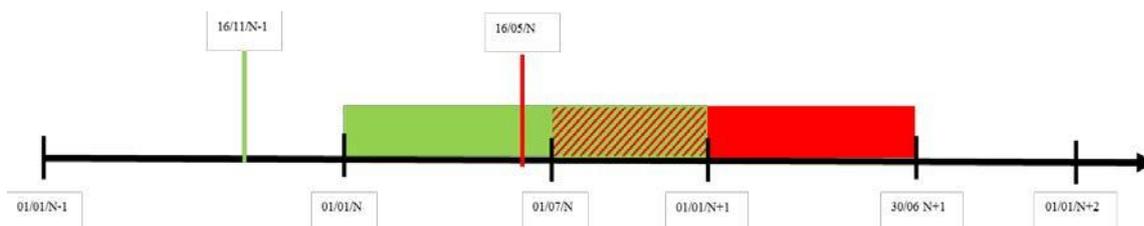
B. MODALITÉS D'ACCÈS

7. L'ARENH repose sur le principe de cessions annuelles de volumes d'électricité issus de la production nucléaire. Il distingue la date où la demande est faite sur la base d'une anticipation de consommation future et la date où la livraison ferme est effectuée pour une utilisation sur 12 mois. Les demandes des fournisseurs alternatifs peuvent être exprimées deux fois par an, à l'occasion de deux livraisons intervenant les 16 novembre et 16 mai de

² Le plafond ARENH est prévu par l'article L. 336-2 du code de l'énergie. Il a été fixé à 100 TWh depuis l'introduction du dispositif. La loi « énergie climat » précitée (n° 2019-1147 du 8 novembre 2019) a introduit un nouvel objectif pour ce qui concerne le plafond (« ... et dans l'objectif de contribuer à la stabilité des prix pour le consommateur final ») et a porté ce plafond légal « à 150 térawattheures par an à compter du 1^{er} janvier 2020 ». L'arrêté du 28 avril 2011 fixant le volume global maximal d'électricité devant être cédé par Électricité de France au titre de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique restant inchangé, le plafond ARENH reste à 100 TWh.

³ Le décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 a notamment fixé la procédure de demande de droits d'accès ARENH, les modalités de calcul et de répartition des volumes d'électricité ainsi cédés, les modalités de facturation et la gestion des flux financiers ou encore le mécanisme de contrôle *ex post* des volumes consommés et les compléments de prix dus par les fournisseurs en cas de non-respect de certaines conditions.

chaque année (qui correspondent aux cessions s'échelonnant respectivement du 1^{er} janvier au 31 décembre de l'année N et du 1^{er} juillet de l'année N au 30 juin de l'année N+1).



8. Les demandes annuelles peuvent être ajustées à chaque guichet pour suivre l'évolution du portefeuille de clientèle, dans la limite du respect de la clause dite « de monotonie », qui permet d'éviter les possibilités d'arbitrage saisonnier (le prix de l'électricité sur les marchés de gros variant selon les saisons) dont disposeraient autrement les fournisseurs alternatifs⁴.
9. La demande d'ARENH est optionnelle. Les fournisseurs ont ainsi la faculté d'approvisionner leur clientèle finale aux conditions de prix du marché de gros, quand celles-ci sont plus favorables que le prix de l'ARENH, et au prix de l'ARENH, dans le cas contraire. Cette option est gratuite. Le prix des quantités d'énergie cédées reflète les conditions économiques de production d'électricité par les centrales nucléaires d'EDF mises en service avant le 8 décembre 2010. Le tarif est inchangé depuis le 1^{er} janvier 2012, à 42 €/MWh.
10. Ce dispositif optionnel n'a ainsi que peu évolué depuis son introduction, alors que le contexte économique est volatil tant en ce qui concerne les marchés de gros que les marchés de détail (par exemple de fortes variations de consommation ont résulté de la crise sanitaire liée au COVID-19). Il a connu des chocs et suscite actuellement d'importants questionnements qui s'ajoutent à ceux plus généraux concernant la filière nucléaire et l'organisation de l'opérateur historique (les projets dits de « nouvelle régulation du nucléaire » et « Hercule », voir ci-après).

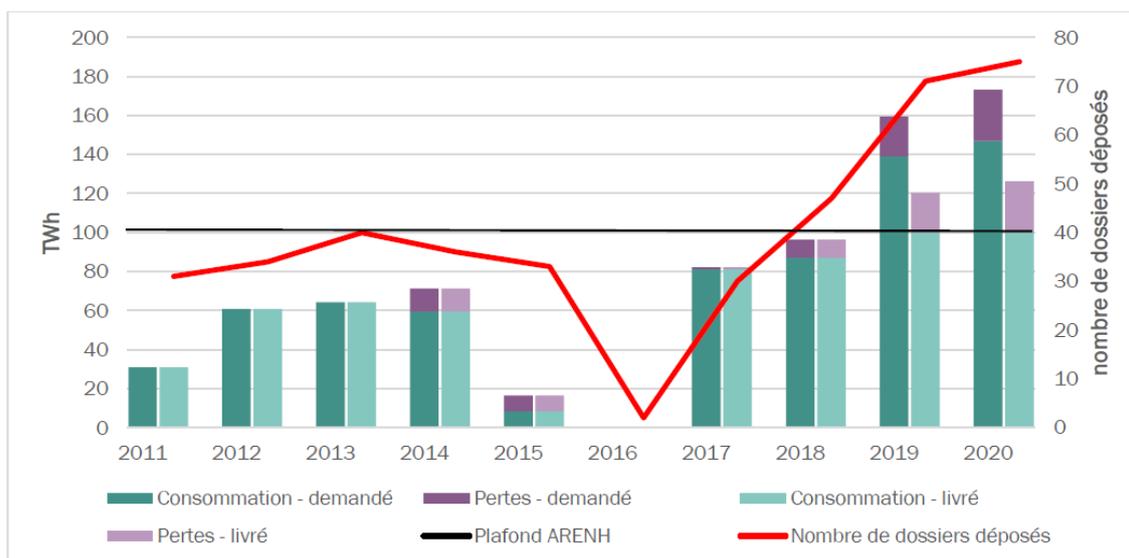
C. CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET POLITIQUE

1. LES FLUCTUATIONS DE LA DEMANDE D'ARENH

11. Depuis son introduction, le dispositif de l'ARENH a connu quatre phases distinctes, qui permettent d'éclairer les questions et enjeux soulevés par l'avenir du dispositif.
12. **De 2011 à 2014**, l'ARENH a été souscrit progressivement par les fournisseurs alternatifs et a participé au développement de la concurrence sur le marché de détail.
13. **De 2014 à 2016**, les prix de gros sur les marchés libres ont baissé puis chuté, pour aboutir à une demande d'ARENH nulle en 2016. Dans ce contexte, cinq fournisseurs alternatifs ont résilié leur accord-cadre avec le producteur EDF.

⁴ Les modalités de demande d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique sont précisées par les articles R. 336-8 à R. 336-18 du code de l'énergie. Parmi ces dispositions, l'article R. 336-16 prévoit que, lorsqu'un fournisseur augmente sa demande d'ARENH entre deux guichets successifs (bi-annuels), il ne peut pas la réduire au guichet suivant et, à l'inverse, lorsqu'il diminue sa demande d'ARENH entre deux guichets successifs, il ne peut pas l'augmenter au guichet suivant.

14. De **fin 2016 à début 2020**, la remontée des prix de gros et les modalités de commandes de l'ARENH ont renouvelé la demande, les acteurs profitant d'opportunités de commandes infra-annuelles, qui ont été corrigées par la suite (introduction de la clause de monotonie). La remontée du cours s'est révélée durable et le plafond a été atteint en 2019 et 2020.
15. La CRE retrace ces trois premières périodes par l'historique suivant⁵ :



16. À l'issue de cette période, la plupart des opérateurs ainsi que le régulateur⁶ ont demandé l'accroissement de l'offre d'ARENH par l'utilisation du nouveau seuil introduit par la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat (soit de porter le plafond à 150 TWh en vue du prochain guichet de novembre 2020 portant sur l'année 2021). En ce sens, ils faisaient valoir que la situation actuelle faisait courir des risques d'effets négatifs sur l'ensemble des consommateurs : l'atteinte du plafond avait entraîné une hausse du prix de l'électricité, une instabilité et une imprévisibilité de ce prix. Certains opérateurs demandaient, par ailleurs, la suppression de tout plafond légal et réglementaire.
17. EDF a fourni l'historique suivant des prix sur les marchés libres depuis 2011⁷ :

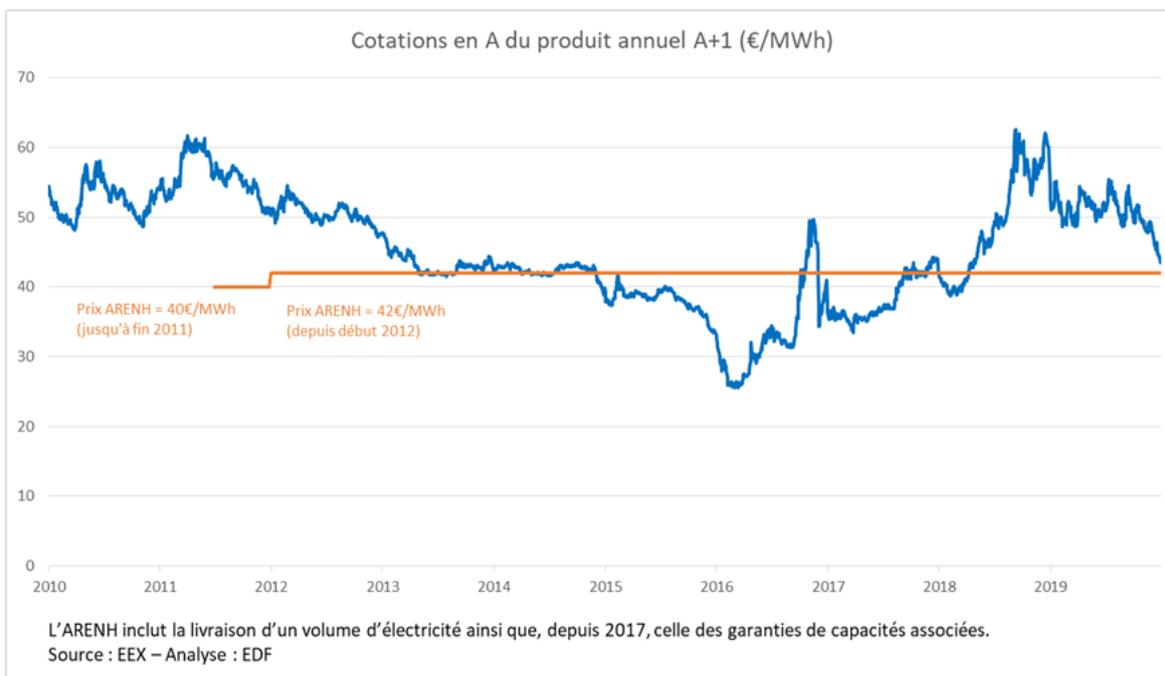
⁵ CRE, 22 juillet 2020, « Rapport pris en application de l'article R. 336-39 du code de l'énergie analysant les causes et les enjeux de l'atteinte du plafond du dispositif ARENH » ; voir notamment p. 14.

Ce graphique distingue notamment : les volumes de consommation demandés et effectivement livrés ; les volumes demandés à destination des pertes des gestionnaires de réseaux (qui sont pris en compte depuis 2014 mais ne sont pas comptabilisés pour l'atteinte du plafond, ni dans le mécanisme d'écrêtement des demandes formulées) ; le nombre de dossier déposés illustrant le nombre de demandeurs de ces volumes ; le plafond ARENH, inchangé à ce jour.

⁶ Voir la délibération et le rapport précité de la CRE.

⁷ Contribution d'EDF p. 2, à la suite d'une demande additionnelle du rapporteur du 20 octobre portant sur cette donnée ainsi que sur l'historique des volumes d'ARENH demandés.

Ce graphique expose l'évolution dans le temps du principal produit énergétique annuel concurrent de l'ARENH selon EDF. Depuis l'entrée en vigueur du mécanisme de capacité en 2017 (des garanties de capacités cessibles entre acteurs), l'ARENH comprend une valeur capacitaire, conformément à la délibération de la CRE du 6 mai 2015 portant proposition concernant les modalités liées à l'ARENH en application du décret n°2012-1405 du 14 décembre 2012.



18. **L'année 2020** est marquée par l'instabilité : après des dépassements du plafond répétés et de plus en plus prononcés, les prix de gros moyens ont oscillé entre 10 et 30 €/MWh entre mi-mars et juillet 2020⁸. Ceci est dû à un soudain effondrement de la demande du fait du ralentissement économique provoqué par la pandémie de la Covid-19. Plusieurs opérateurs alternatifs, faisant état d'une impossibilité de prendre livraison et de payer l'ARENH, ont alors invoqué la clause de « force majeure » de leur convention-cadre avec EDF. Ces actions ont suscité des différends et contentieux. Les prix sont remontés, courant août 2020 (oscillant entre 35 et 45 €/MWh), pour dépasser en moyenne 50€/MWh depuis septembre⁹.
19. Au guichet de novembre 2020, la CRE a reçu, pour l'année 2021, un total de demandes de 146,2 TWh d'électricité formulées, par 81 fournisseurs¹⁰. La CRE a renouvelé sa recommandation « *aux autorités françaises et européennes d'augmenter le plafond des volumes de l'ARENH, qui n'est plus adapté à la situation actuelle sur le marché français de l'électricité* ».

2. LA « NOUVELLE RÉGULATION DU NUCLÉAIRE »

20. En janvier 2020 et dans la perspective de l'échéance du dispositif de l'ARENH en 2025, la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) du ministère de la transition écologique a exposé un projet de réforme dans une communication intitulée « *Nouvelle régulation économique du nucléaire existant* », valant document de consultation publique.
21. Dans son bilan, la DGEC expose que le dispositif transitoire de l'ARENH a permis d'accompagner le développement de la concurrence sur les marchés de détail de fourniture

⁸ Voir Jacques PERCEBOIS et Boris SOLIER, « *Réforme de l'ARENH, "force majeure" et "corridor"* », Connaissance des énergies, 17 septembre 2020.

⁹ Voir notamment T. Com. Paris, ordonnance du 26 mai 2020 ; CA Paris, Pôle 1 ch. 2, 28 juillet 2020, 20/06675 ; CA Paris, Pôle 1 ch. 2, 28 juillet 2020, 20/06689.

¹⁰ Demandes hors fourniture des pertes des gestionnaires de réseau et hors filiales d'EDF. Voir [communiqué sur le site internet de la CRE du 30 novembre 2020](#).

d'électricité, mais s'est révélé peu favorable aux nouveaux investissements dans la production en amont. Elle fait, en outre, le constat de limites et de blocages dont notamment : le prix de l'ARENH inchangé depuis 2012, le cadre inabouti sur la comptabilisation des coûts du nucléaire, les atteintes du plafond ARENH et l'impossibilité pour EDF de garantir la couverture de l'ensemble de ses coûts de production nucléaire.

22. Envisageant les possibles réformes, la DGEC propose comme objectif d'instaurer une régulation du parc électronucléaire existant permettant d'assurer un prix stable et raisonnable dans la durée et de répondre à l'enjeu climatique. Plus précisément, il s'agirait d'éviter une exposition accrue des consommateurs à un prix de marché déterminé par les prix des énergies carbonées, qui sont volatils et orientés à la hausse sur le long-terme, et de prolonger le bénéfice de prix stables et maîtrisés, grâce à l'avantage compétitif du parc nucléaire existant, quel que soit le fournisseur d'électricité.
23. Pour cela, la DGEC envisage d'imposer à EDF des obligations de service public dans le cadre d'un service d'intérêt économique général (SIEG) au sens du droit de l'Union européenne, sur la production de l'ensemble du parc électronucléaire (y compris le futur Flamanville 3¹¹). EDF se verrait imposer des obligations de service public (OSP) de vendre sur les marchés de gros un « *volume de productible prédéfini normativement* » (ou « *ruban annuel de profil stable* »), selon un échéancier cohérent avec la stratégie française sur le mix énergétique, et impliquant le régulateur (par « *approbation* » des volumes prévisionnels). Cette régulation serait assortie d'un dispositif financier de type « *contrat pour différence* »¹², avec deux prix pivots formant un « *corridor* » entre un prix plancher et un prix plafond, et recourant à des transferts financiers *a posteriori* entre le producteur et les acheteurs fournisseurs d'électricité. Pour le cas où la valorisation annuelle sur les marchés de gros du prix du productible normatif régulé serait supérieure au prix plafond, EDF producteur rétrocéderait les revenus perçus au-delà. Dans le cas où cette valorisation annuelle serait inférieure au prix plancher, les opérateurs alternatifs compenseraient le manque-à-gagner constaté pour EDF producteur.
24. Selon la consultation, EDF fournisseur d'électricité serait ainsi traité sur un strict pied d'égalité avec ses concurrents en termes d'accès à la production nucléaire, tandis que le mécanisme financier de corridor assurerait une juste rémunération de l'actif couvert par la régulation (grâce notamment à un coût complet sur la durée de vie de toutes les installations, une rémunération raisonnable des actifs au regard du risque porté, etc.).
25. Cette consultation ne traite pas de l'architecture considérée pour le groupe historique.

3. LE PROJET « HERCULE »

26. La réforme de l'ARENH s'articule avec une autre réforme en cours, annoncée en juin 2019, le projet de restructuration de l'opérateur EDF dit « *Hercule* ».
27. Les modalités de cette réforme pourraient par exemple impacter la séparation juridique ou comptable des diverses activités régulées ou libres, le nombre et le périmètre des entités, la nature d'éventuels liens capitalistiques, les moyens financiers ou de contrôle, etc.

¹¹ Réacteur additionnel de type « *EPR* » (à eau pressurisée, de génération III+), actuellement en construction, dans la centrale de Flamanville dans la Manche.

¹² Les contrats pour différence sont des instruments financiers dérivés qui permettent de réaliser des profits indexés sur la variation, à la hausse ou à la baisse, du cours d'un « *sous-jacent* », qui peut être une action, un indice, une matière première ou une devise.

L'architecture retenue dans la perspective d'une réforme devra être compatible avec les règles européennes applicables en matière de concurrence, notamment celles relatives aux aides d'État.

II. ANALYSE

A. LES AVIS PRÉCÉDENTS DE L'AUTORITÉ SUR LE DISPOSITIF ARENH

28. L'Autorité s'est exprimée à huit reprises sur le dispositif ARENH. Elle renvoie à ses précédents avis pour une analyse approfondie.
29. Dans un avis de 2010 sur la loi NOME¹³, l'Autorité s'est déclarée favorable à l'instauration du mécanisme de l'ARENH, celui-ci permettant de neutraliser l'avantage historique d'EDF sur l'électricité de base, tout en laissant la concurrence s'exercer entre les opérateurs sur les autres composantes de la fourniture d'électricité, pour lesquels EDF ne détient pas d'avantages comparatifs inégalables (électricité de pointe et services associés à la vente). L'Autorité a toutefois rappelé que ce dispositif conduit à s'écarter des conditions normales de fonctionnement de marché. Elle a préconisé que les règles de calcul du prix ARENH soient clairement définies, et que le caractère transitoire de ce mécanisme soit inscrit dans les textes, en prévoyant des modalités de sortie progressive de la régulation, telle la réduction progressive du plafond (§58 et s.), ainsi qu'une incitation à l'investissement des fournisseurs alternatifs dans leurs moyens de production de base comme de pointe (§186 et s., §204 et s.).
30. En 2011, l'Autorité a réitéré ses recommandations dans l'avis portant sur le projet de décret d'application de la loi NOME¹⁴. Elle a émis par ailleurs un certain nombre de recommandations visant à éviter tout traitement discriminatoire qui conduirait à avantager certaines catégories de clients, et inciteraient les fournisseurs à se placer sur certains segments de marchés.
31. Dans un avis de 2014 sur un nouveau projet de décret¹⁵ instaurant notamment une nouvelle méthode de calcul du prix du produit ARENH, l'Autorité a émis des réserves sur la manière dont les coûts des opérations nécessaires à l'extension de la durée de l'autorisation d'exploitation des centrales nucléaires pourraient être immédiatement répercutés dans le calcul de ce prix. Les travaux effectués sur ses centrales permettront, en effet, à l'opérateur historique de prolonger leur durée de fonctionnement et donc de percevoir des recettes commerciales au-delà de la fin théorique du dispositif prévue en 2025. Ce faisant, l'Autorité a rappelé le caractère nécessairement transitoire de l'ARENH et l'importance d'une sortie progressive du mécanisme administré d'approvisionnement mis en place, afin de revenir par étapes aux conditions d'approvisionnement d'un marché de gros classique et d'inciter les opérateurs alternatifs à investir dans leurs propres moyens de production d'électricité de

¹³ Avis n° 10-A-08 du 17 mai 2010 relatif au projet de loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi NOME).

¹⁴ Avis n° 11-A-06 du 15 mars 2011 relatif à un projet de décret fixant les modalités d'accès à l'électricité nucléaire historique.

¹⁵ Avis n° 14-A-16 du 20 octobre 2014 concernant un projet de décret portant modification du décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique.

base. Elle a enfin invité le gouvernement à donner le plus rapidement possible des signaux clairs sur sa volonté de prolonger ou non le dispositif ARENH au-delà de 2025.

32. En application des dispositions de l'article L. 336-8 précité, l'Autorité a rendu en 2015 un premier rapport quinquennal d'évaluation du dispositif¹⁶.
33. Dans ce rapport de 2015, après rappel des objectifs et du caractère transitoire du dispositif, elle a dressé un constat d'échec concernant l'objectif d'investissement des opérateurs dans des moyens de production propres et la souscription de contrats d'approvisionnement de gré à gré avec l'opérateur historique. Malgré une demande accrue des acteurs (dans la perspective de la fin des tarifs réglementés de vente « jaunes » et « verts »¹⁷ et de la mise en place du mécanisme de capacité), l'Autorité a considéré, en ligne avec ses précédents avis, que l'augmentation du plafond ARENH « *irait à l'encontre des dispositions de la loi NOME (...) et constituerait un palliatif de court terme pour les opérateurs alternatifs sans résoudre les problèmes de fond* » (§57).
34. Pour le cas où le caractère transitoire de l'ARENH devait être réaffirmé, l'Autorité a demandé à nouveau de prévoir des mesures de sortie progressive du dispositif. Dans l'hypothèse contraire, elle a demandé une réflexion sur un accès amélioré de tous les acteurs aux capacités de production nucléaire de base, aux fins d'une meilleure concurrence à l'aval. L'Autorité a ainsi invité le gouvernement à considérer qu'une prolongation du dispositif de l'ARENH (ou de toute autre régulation similaire) après 2025 reviendrait « *à considérer qu'une concurrence efficace n'est pas possible à court et moyen terme sur l'amont du marché de l'électricité, en ce qui concerne la production en base* » (§75), et l'a invité « *à en tirer les conséquences et s'assurer que la concurrence peut s'exercer de manière saine à l'aval, en isolant la question du nucléaire ou en la rendant neutre pour le marché* » (§76). Pour ce faire, l'Autorité a évoqué deux possibilités : celle « *d'une forme de financiarisation du dispositif* (§77), et celle tendant à « *séparer, au moins de manière comptable et financière, l'activité de production d'électricité nucléaire de celle de sa commercialisation et d'ouvrir l'accès à cette source d'énergie à tous les opérateurs qui en feraient la demande, y compris EDF, sur des bases objectives et non discriminatoires. Se poserait alors un problème de financement des investissements de production nucléaire analogue à celui du financement des réseaux de transport et de distribution* » (§78).
35. Dans un avis de 2017 sur un nouveau projet de décret¹⁸ modifiant divers paramètres du dispositif ARENH, l'Autorité a de nouveau abordé la question de son avenir, interprétant le silence des pouvoirs publics comme une prorogation implicite du dispositif existant (§43), et les exhortant à la réflexion sur un nouveau mécanisme, en prévision de l'échéance qui se rapprochait (§44 et 45).

¹⁶ Rapport d'évaluation du 18 décembre 2015 sur le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique.

¹⁷ Les tarifs réglementés de vente sont des offres de détail réglementées, dont les évolutions – tarifaires notamment – sont fixées par les pouvoirs publics. Ces offres ne peuvent être proposées que par les fournisseurs historiques. Les TRV « jaunes » et « verts » (intéressant des clients non résidentiels) ont été supprimés en 2016.

¹⁸ Avis n° 17-A-01 du 8 février 2017 concernant un projet de décret portant modification de certaines dispositions réglementaires relatives à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH). Il précise les conditions d'application de la « clause de monotonie » et les complète ; il réduit également le délai entre la date limite de dépôt d'un dossier de demande d'ARENH et le début d'une période de livraison et modifie les conditions de calcul des pénalités d'un fournisseur ayant fait une demande d'ARENH excessive.

36. Enfin, dans un avis de 2019¹⁹ sur un projet de décret portant, d'une part, sur les modalités et le calendrier annuel d'attribution des volumes d'électricité ARENH et visant, d'autre part, à renforcer la symétrie entre la situation d'EDF sur le marché et celle des fournisseurs alternatifs, en répliquant la contrainte du plafond de l'ARENH à EDF pour la construction de ses offres, l'Autorité a appelé à une réforme législative d'envergure sur l'avenir du mécanisme de l'ARENH et sur la future régulation du secteur, en indiquant qu'elle estimait utile d'y être associée le plus en amont possible.
37. L'Autorité a aussi formulé dans cet avis des observations générales sur la régulation du secteur (§195 et suivants). Elle relevait notamment que l'atteinte du plafond ARENH allait entraîner une hausse des prix pour un grand nombre des consommateurs. Elle estimait qu'un déplafonnement bien dimensionné de l'ARENH pouvait limiter cette hausse mais impliquait l'adoption d'une loi et ne suffirait pas à améliorer durablement les conditions de fonctionnement des marchés concernés, ce que seule une réforme d'ensemble plus ambitieuse, telle celle considérée actuellement par les pouvoirs publics (cf. supra, §20 et s.), pourrait permettre.

B. RAPPORT QUINQUENNAL

38. Conformément aux exigences de l'article L. 336-8 du code de l'énergie, le rapport de l'Autorité examine la mise en œuvre du dispositif ARENH et, notamment, son impact sur le marché de gros, le marché de détail et les investissements dans les installations de production électrique.

1. L'IMPACT SUR LES MARCHÉS DE GROS ET DE DÉTAIL

a) Sur les marchés de gros

39. Comme l'a rappelé l'Autorité dans son précédent rapport quinquennal, le prix de l'électricité sur les marchés de gros de l'électricité à court terme reflète le coût de l'unité de production marginale, c'est-à-dire la dernière centrale de production électrique utilisée pour satisfaire la demande à un moment donné. Or, les centrales nucléaires, qui jouissent d'un coût marginal significativement inférieur à celui des techniques de production concurrentes, sont rarement les dernières installations appelées pour satisfaire la demande à court terme. Les fournisseurs industriels n'ont pas été en mesure, notamment depuis l'adoption de la loi NOME, de compenser cette différence et ne se trouvent pas en position de concurrencer efficacement l'opérateur historique sur le marché aval en l'absence d'un dispositif de régulation.
40. Dans ce contexte, le dispositif de l'ARENH a été globalement bénéfique dans la mesure où il a permis aux fournisseurs alternatifs d'accéder à de l'électricité de base dans des conditions proches de celles dont bénéficie EDF pour l'utilisation de ses centrales nucléaires, mais dans un cadre limitant la quantité disponible et encadrant le prix.

¹⁹ 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).

41. La CRE recensait, au 10 décembre 2019, 86 fournisseurs disposant d'un accord-cadre avec EDF (contre 36 en 2015 au moment du précédent rapport quinquennal), et 46 fournisseurs d'électricité alternatifs nationaux actifs²⁰.
42. Comme vu précédemment (constatations, supra §13), le dispositif ARENH a été sollicité de manière relativement constante jusqu'à la mi-2014, les prix sur le marché de gros se trouvant être, la plupart du temps, supérieurs au prix d'achat fixé par le gouvernement. 2015 a vu un premier effondrement de la demande, le prix réglementé étant supérieur au marché libre. La demande a cru à nouveau par la suite pour atteindre, de manière répétée, le plafond. L'année 2020 est marquée par un nouvel effondrement du recours à l'ARENH, en raison de la crise sanitaire (baisse de la demande finale, recours aux clauses de « force majeure » pour suspension des contrats-cadre, cf. constatations, supra §18). Au vu de ces éléments, le dispositif de l'ARENH révèle ses limites, en ce qu'il est relativement fruste et générateur de tensions. Ces tensions sont d'autant plus sensibles en périodes de volatilité des prix sur les marchés que certains paramètres du dispositif ne font pas consensus entre acteurs, tel le niveau de prix et sa relation aux coûts sous-jacents.

b) Sur le marché de détail

43. Les conditions de la concurrence à l'aval se sont améliorées. En effet, dès lors que l'ARENH leur permettait, d'une part, de bénéficier d'une électricité de base (*via* les volumes ARENH) à un prix reflétant les coûts d'EDF pour la production de ce type d'énergie et, d'autre part, de ne s'approvisionner sur le marché que pour leurs besoins résiduels, les fournisseurs alternatifs ont pu construire des offres commerciales de fourniture d'électricité compétitives, sur l'ensemble des segments de clientèle.
44. Ainsi, selon l'observatoire des marchés de détail de la CRE, au 30 septembre 2020 et tous segments confondus²¹ :
- environ 32 % des sites sont en offre de marché, dont 27 % auprès d'un fournisseur alternatif (EDF et les entreprises locales de distribution détenant donc 73 % des sites, aux offres réglementées et de marché) ;
 - environ 69 % de la consommation est fournie par des offres de marché, dont 41 % auprès d'un fournisseur alternatif (EDF et les ELD détenant donc 69 % de cette consommation, aux offres réglementées et de marché).
45. Les opérateurs alternatifs détiennent les parts de marché suivantes, et selon les deux principaux types de clientèle :
- en nombre de sites 27,5 % des clients résidentiels et 27,5 % des clients non résidentiels ;
 - en consommation 25,2 % des clients résidentiels et 49,4 % des clients non résidentiels.

²⁰ CRE, « *Observatoire des marchés de détail, 2^e semestre 2020* », p. 8 et suivantes.

²¹ CRE, « *Observatoire des marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel du 3^e trimestre 2020* », publié le 18 décembre 2020, p. 7 et s.

46. Sous un angle dynamique, un rapport de la CRE rendu public récemment fait état d'une accélération de la progression des parts de marchés des fournisseurs alternatifs sur les dernières années considérées²² :

Parts de marché en nombre de sites, en fin d'année		2017	2018	2019
Segment résidentiel	Fournisseurs alternatifs	18%	22%	26%
	Fournisseurs historiques en offres de marché	0%	1%	2%
	Fournisseurs historiques en offres TRV	82%	77%	72%
Professionnels (tous segments)	Fournisseurs alternatifs	39%	43%	47%
	Fournisseurs historiques en offres de marché	49%	47%	44%
	Fournisseurs historiques en offres TRV	12%	10%	9%

c) Concernant les perspectives d'évolutions sur les marchés de gros

47. Le prix sur le marché de gros est actuellement supérieur au tarif ARENH²³.
48. Comme vu précédemment, 81 fournisseurs ont formulé au guichet de novembre pour 2021 une demande portant sur 146,2 TWh (hors pertes et filiales d'EDF).
49. Il n'apparaît pas possible de discerner les tendances d'évolution des marchés de gros de manière fiable, compte tenu de l'incertitude des marchés dans le contexte de la crise sanitaire et économique mondiale (dont des variations fortes de la demande finale en France), mais aussi des aléas réglementaires et organisationnels précités autour de l'ARENH tenant :
- à ce que le chantier de la refonte de la méthodologie de calcul du produit ARENH est resté inachevé (le niveau du tarif de l'ARENH, inchangé depuis 2012, suscite ainsi des demandes et contestations contradictoires) ;
 - aux réflexions et projets en cours de refonte du mécanisme d'accès au nucléaire (« nouvelle régulation ») et de réorganisation du groupe EDF (« projet Hercule »).

2. L'IMPACT SUR LES INVESTISSEMENTS DANS LES INSTALLATIONS DE PRODUCTION

50. Dans son rapport quinquennal publié en 2015, l'Autorité avait constaté que la perspective du développement de l'investissement des fournisseurs alternatifs en capacités de production s'éloignait et perdait de sa crédibilité au fil du temps car le mécanisme ARENH ne semblait pas en mesure d'inciter les fournisseurs alternatifs à investir dans des moyens de production.
51. Dans son rapport de 2018, la CRE a présenté des conclusions similaires : « *le dispositif ARENH n'a généré aucune des incitations à l'amont évoquées dans l'exposé des motifs de la loi NOME. Le constat de 2009 d'absence de concurrence sur le segment de la production (particulièrement de base), à l'origine de la création du dispositif ARENH, demeure valable en 2017* »²⁴.

²² CRE, rapport 2018-2019, « *Le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel* », publié le 23 novembre 2020, p. 4 et s.

²³ Source : site internet European Energy Exchange (EEX), relevé au 2 décembre 2020.

²⁴ CRE, « *Évaluation du dispositif ARENH entre 2011 et 2017* », 18 janvier 2018, p. 44.

52. Dans son document de consultation publique du début de l'année sur la nouvelle régulation économique du nucléaire existant, la DGEC relève : « *A l'amont, le contexte économique s'est révélé peu favorable aux nouveaux investissements dans la production sur le marché (hors dispositifs de soutien aux énergies renouvelables), avec des épisodes de prix très bas sur les marchés de gros européens, et les perspectives tendanciennes d'évolution de la consommation d'électricité en France stables ou en baisse ne créent pas dans l'immédiat de signal à l'investissement dans de nouvelles installations de base.* »²⁵
53. Selon ces diagnostics convergents, la perspective d'investissements nouveaux dans des moyens de production en base non nucléaires et faibles émetteurs de carbone est donc très limitée, d'autant que les incertitudes sur le futur de la régulation et de la structure du secteur sont persistantes.

3. L'AVENIR DU DISPOSITIF ET DE LA RÉGULATION DU NUCLÉAIRE FRANÇAIS

54. Les orientations prises par les pouvoirs publics, les contributions des opérateurs individuellement et collectivement et les constats précédents de l'Autorité sont convergents concernant le bilan de l'ARENH : le dispositif a participé à la construction d'un cadre favorable au développement de la concurrence, sur le marché de détail principalement, en diminuant partiellement l'avantage historique détenu par EDF, opérateur intégré²⁶.
55. Le fait que le plafond en volume de l'ARENH ait régulièrement été atteint (en 2019 et 2020) met en évidence les limites de la régulation actuelle, dès lors qu'on ne la considère plus comme transitoire mais comme ayant vocation à devenir permanente.
56. Lorsque le dispositif atteint ses limites, certains des objectifs poursuivis sont, en outre, moins bien respectés, comme l'Autorité l'a souligné dans son avis n° 19-A-01 précité.
57. L'avenir du dispositif de l'ARENH ou de tout autre dispositif qui viendrait s'y substituer exige donc une clarification préalable des objectifs qu'on lui assignera ainsi qu'une hiérarchisation de ces objectifs par le législateur.
58. Les dernières orientations prises par les pouvoirs publics²⁷ mettent en avant une priorité marquée sur l'objectif de maîtrise des prix pour le consommateur, et le fait que celui-ci bénéficie de la compétitivité du parc électronucléaire historique. C'est notamment le sens et l'objectif complémentaire assigné à l'ARENH par la loi « énergie climat » du 8 novembre 2019, qui a complété les objectifs du dispositif en y ajoutant celui de « *contribuer à la*

²⁵ Précité, p. 4.

²⁶ Voir notamment le §23 du rapport de l'Autorité de 2015 : « *Les conditions de la concurrence à l'aval ont été améliorées. En effet, en permettant aux fournisseurs de bénéficier d'une électricité de base (via les volumes ARENH) à un prix reflétant les coûts d'EDF pour la production de ce type d'énergie et de ne s'approvisionner sur le marché que pour leurs besoins résiduels, les fournisseurs alternatifs ont pu construire une offre commerciale de fourniture d'électricité proche de celle susceptible d'être proposée par l'opérateur historique.* »

²⁷ Notamment une intervention du 27 novembre 2018 du Président de la République : « *Le nucléaire nous permet aujourd'hui de bénéficier d'une énergie décarbonée et à bas coût. C'est une réalité, et c'est d'ailleurs pour cela que nous allons engager un travail sur une nouvelle régulation du parc nucléaire existant. Car le dispositif actuel, qui permet aux Français d'avoir les prix de l'électricité parmi les plus bas d'Europe, s'arrête en 2025. Il est pourtant indispensable que les Français puissent en bénéficier au-delà, tant que les réacteurs nucléaires sont toujours en activité.* »

stabilité des prix pour le consommateur final » (ceci notamment afin d'autoriser l'augmentation du plafond de l'ARENH).

59. Dans un rapport spécifique de juillet 2020, la CRE observe que le fait que le plafond soit atteint et l'écrêtement des volumes supérieurs du fait du développement de la concurrence, ont des effets négatifs sur l'ensemble des consommateurs, notamment : la hausse du prix de l'électricité sur le marché de détail, l'instabilité et l'imprévisibilité de ce prix notamment. Le régulateur préconise donc que le plafond soit porté à 150 TWh en vue du prochain guichet de novembre 2020 portant sur l'année 2021, voire à 200 TWh²⁸. A l'instar du régulateur, la plupart des opérateurs alternatifs demandent, à court terme, une pérennisation ou un déplafonnement du dispositif ARENH.
60. Or, cet objectif de stabiliser les prix et faire bénéficier les Français de la compétitivité du parc nucléaire ne peut pas être atteint par le marché. En effet, les prix d'équilibre sur le marché sont déterminés par l'unité de production supplémentaire et nécessaire pour satisfaire la demande. Pour que ce prix reflète les bas coûts du nucléaire, il faudrait que les prix de gros diminuent matériellement. Cela peut intervenir quand la demande est suffisamment faible pour qu'elle soit satisfaite par des unités de production à faibles coûts. Une baisse des prix des combustibles fossiles peut aussi y contribuer. L'année 2016 a connu ces deux événements, entraînant une forte diminution des prix de gros de l'électricité.
61. Ces périodes de prix bas restant exceptionnelles, la réalisation de cet objectif dans des conditions pérennes passe soit par une régulation tarifaire sur le marché de détail, soit par une régulation plus large de l'accès à la production nucléaire sur le marché de gros (principes et méthodes de tarification et de comptabilisation des coûts qui devraient néanmoins préserver des incitations à l'investissement et à l'efficacité des opérateurs).
62. La clarification des objectifs de la régulation au-delà de 2025 imposera de trouver un compromis entre des préoccupations diverses. Il s'agira, d'une part, de piloter les modes de rémunération des producteurs d'électricité pour préserver leurs incitations à l'investissement. Ces incitations devront être modulées pour remplir les objectifs de la transition énergétique. Il conviendra d'autre part d'installer une régulation suffisante des marchés de gros pour assurer une concurrence effective sur le marché de détail.

4. LA BASE JURIDIQUE, LES PRÉMISSSES ET LES OBJECTIFS D'UNE RÉFORME D'ENSEMBLE

63. La réforme de l'ARENH annoncée ne pourra pas se limiter à prolonger de quelques années le dispositif actuel en déplafonnant progressivement les quantités offertes. Cette réforme devra reposer sur une base juridique clarifiée et durable ; permettant de réguler plus largement et durablement ce marché dans un horizon temporel suffisamment long.
64. Comme exposé précédemment (supra §23), les dernières orientations des pouvoirs publics retiennent le service d'intérêt économique général (SIEG) et les obligations de service public (OSP) comme fondements de la nouvelle régulation du nucléaire (consultation publique du 17 janvier 2020, p. 9).
65. Les objectifs proposés à ce stade sont, plus précisément ²⁹:

²⁸ CRE, « *Rapport du 22 juillet 2020 pris en application de l'article R. 336-39 du code de l'énergie analysant les causes et les enjeux de l'atteinte du plafond du dispositif ARENH* », p. 2.

²⁹ DGEC, « *Nouvelle régulation économique du nucléaire existant - Document de consultation* », p. 9.

- *« protéger dans la durée l'ensemble des consommateurs établis sur le territoire français en leur permettant de bénéficier, pour une partie de leur approvisionnement en base, des conditions stables de la production électrique décarbonée et pilotable du parc nucléaire existant qu'ils ont contribué à financer ;*
 - *atteindre les objectifs climatiques que la France s'est fixée, ainsi que les objectifs de sécurité d'approvisionnement et d'indépendance énergétique, par la préservation de l'approvisionnement électrique décarboné de la France et plus largement de l'Europe, en sécurisant le financement dans la durée de l'exploitation des installations nucléaires existantes, nécessaires à cet approvisionnement. »*
66. Sans vouloir se prononcer sur la compatibilité du dispositif et des OSP envisagées avec le droit européen concernant les SIEG, l'Autorité accueille favorablement ces objectifs. Ils rejoignent, notamment, de précédentes évolutions retenues par le législateur du dispositif de l'ARENH³⁰. La France devra démontrer que les modalités choisies d'une régulation prolongée de la production électronucléaire sont nécessaires au maintien de la concurrence sur le marché de détail, tout en restant compatibles avec les règles de fonctionnement du marché intérieur de l'électricité.
67. En tout état de cause, comme l'Autorité l'a rappelé plusieurs fois par le passé, les objectifs du dispositif relèvent du législateur et devront faire l'objet d'un débat approfondi, compte tenu des enjeux pour les acteurs du secteur, les consommateurs et les politiques de l'énergie.
68. Un autre pilier d'une réforme de l'ARENH concerne les conditions de traitement des opérateurs dans le fonctionnement de ces marchés.
69. Le projet mis en consultation expose la préoccupation qu'EDF ait, en tant que fournisseur d'électricité, les mêmes droits et obligations que ses concurrents fournisseurs au regard de la nouvelle régulation, et soit ainsi placé sur un strict pied d'égalité, au plan concurrentiel, en termes d'accès au productible électronucléaire régulé. Les principales modalités en seraient le recours aux marchés de gros (cession du productible sous forme de produits standardisés sur les marchés à termes, selon des volumes et des calendriers sous le contrôle du régulateur, selon des critères préexistants, objectifs et transparents).
70. L'Autorité ne peut qu'être favorable à ces orientations. Dès lors qu'un dispositif de régulation pérenne serait mis en place, la préoccupation de placer les opérateurs sur un pied d'égalité deviendrait fondamentale. Or, comme exposé plus haut, et pour des raisons liées à ses objectifs initiaux et son caractère transitoire, le dispositif actuel consiste en un accès contingenté, asymétrique, et à prix administré au produit électronucléaire. Il aboutit à un traitement différencié du fournisseur historique. Des conditions identiques d'approvisionnement permettraient la neutralisation complète de l'avantage inégalable tiré de l'outil nucléaire par l'opérateur historique. L'effectivité du nouveau dispositif reposera néanmoins sur ses modalités précises (niveaux des prix, références de coûts, contrôle du régulateur, etc.), qui sont encore trop imprécises ou ouvertes à ce stade pour un avis complet et utile de l'Autorité à l'occasion du présent rapport.
71. Reste un volet important, absent du projet exposé par les pouvoirs publics : celui concernant la réorganisation d'EDF.
72. Cet aspect de la réforme est significatif car, indépendamment de ses implications sur le plan social, la définition des outils de régulation devra prendre en compte la structure future du groupe EDF, en particulier les modalités de séparation d'activités de production d'électricité

³⁰ Cf. supra §2, concernant le nouvel objectif de stabilité assigné à l'ARENH par la loi « énergie climat ».

nucléaire. En effet, le monopole de cette production, conférant un grand pouvoir de marché, peut nécessiter une moindre action tarifaire et de régulation s'il est clairement isolé, de manière transparente.

73. Dans le cas où ce volet de la réforme serait mis en œuvre, elle impliquera une adaptation des textes applicables, notamment en ce qui concerne le statut d'EDF et les conditions de mise en œuvre de ses différentes activités. L'Autorité devrait être largement, étroitement et rapidement associée à cette réforme structurante, qui appelle en effet des précautions particulières en termes de concurrence : la séparation d'activités et d'actifs entre les activités régulées et en concurrence suscite des risques en termes de contrôle, de subventions croisées, de circulation de l'information entre activités, etc. L'Autorité espère pouvoir utilement conseiller le gouvernement sur les périmètres, les missions et la gouvernance au sein de cet ensemble, comme elle a pu le faire par le passé sur un projet d'inspiration similaire, la réforme ferroviaire (qui a entraîné la réorganisation du groupe SNCF et la séparation de ses activités réseaux au sein d'un groupe resté unifié³¹).

³¹ Avis de l'Autorité n° 13-A-14 du 4 octobre 2013 relatif au projet de loi portant réforme ferroviaire, n° 15-A-01 du 6 janvier 2015 relatif à des projets de décrets pris pour l'application de la loi portant réforme ferroviaire.

CONCLUSIONS

L'Autorité considère que ce deuxième bilan intermédiaire de la mise en œuvre du dispositif ARENH appelle deux recommandations principales :

- l'ARENH étant un mécanisme transitoire, sa pérennisation en l'état aboutirait à des effets négatifs au regard des objectifs poursuivis. Il convient que les pouvoirs publics réalisent dès que possible une réforme de niveau législatif, permettant de remplacer l'ARENH, en clarifiant et conciliant les objectifs économiques et environnementaux liés à l'énergie, et en instaurant une régulation sectorielle pérenne et transparente de l'accès au productible nucléaire français, mettant les opérateurs fournisseurs sur un même pied d'égalité ;
- l'adoption de méthodes concertées de prise en compte des coûts et de fixation du tarif d'accès, avec une plus grande implication du régulateur indépendant sur ces deux sujets, et la séparation de l'activité et des actifs concernés au sein du groupe historique, sont de nature à renforcer l'efficacité de la régulation sectorielle et à prévenir les risques concurrentiels.

L'Autorité souhaiterait pouvoir être associée aux réflexions concernant une telle réforme.

Délibéré sur la proposition de M. Umberto Berkani, rapporteur général adjoint, et de M. Alexandre Beaudouin-Viel, rapporteur, par Mme Isabelle de Silva, présidente, Mme Fabienne Siredey-Garnier, Mme Irène Luc, M. Emmanuel Combe et M. Henri Piffaut, vice-présidents.

La présidente,



Isabelle de Silva