

**Avis n° 22-A-03 du 25 février 2022
concernant le projet de décret en Conseil d'État pris en application
de l'article L. 336-10 du code de l'énergie et instituant une période
de livraison complémentaire à la suite du rehaussement exceptionnel
du volume maximal global d'électricité nucléaire historique pouvant
être cédé, ainsi que deux projets d'arrêtés**

L'Autorité de la concurrence (commission permanente),

Vu la lettre enregistrée le 2 février 2022 sous le numéro 22/0008 A, par laquelle le ministre de l'économie, des finances et de la relance a saisi l'Autorité de la concurrence d'une demande d'avis concernant le projet de décret en Conseil d'État pris en application de l'article L. 336-10 du code de l'énergie et instituant une période de livraison complémentaire à la suite du rehaussement exceptionnel du volume maximal global d'électricité nucléaire historique pouvant être cédé, ainsi que deux projets d'arrêtés ;

Vu le Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne ;

Vu le livre IV du code de commerce, et notamment son article L. 462-2 ;

Vu le code de l'énergie ;

Vu les autres pièces du dossier ;

Les représentants d'Électricité de France (EDF), de l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE), de l'Union des industries utilisatrices d'énergie (UNIDEN), de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) entendus sur le fondement des dispositions du deuxième alinéa de l'article L. 463-7 du code de commerce ;

La rapporteure, la rapporteure générale adjointe, les représentants de la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) et le commissaire du Gouvernement entendus lors de la séance de l'Autorité de la concurrence du 22 février 2022 ;

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

Résumé¹

Dans un contexte exceptionnel de hausse des prix de l'électricité, l'Autorité de la concurrence (ci-après l'« Autorité ») a été saisie par le Gouvernement, le 2 février 2022, d'un projet de décret et de deux projets d'arrêtés visant à modifier temporairement le mécanisme d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ci-après « ARENH »). Cette modification consiste, notamment, à augmenter temporairement le plafond de l'ARENH pour l'année en cours, en attribuant, à partir du 1^{er} avril 2022, 20 TWh supplémentaires de volumes d'électricité aux fournisseurs alternatifs, à un prix porté à 46,2 euros/MWh. Cette mesure exceptionnelle complète d'autres dispositifs mis en place par les pouvoirs publics depuis le début de la crise (chèque énergie supplémentaire, baisse de la TICFE, plafonnement de la hausse du TRV à 4 % TTC).

L'Autorité observe que si cette mesure poursuit l'objectif général de protection des consommateurs face à la hausse inédite des prix de l'électricité sur le marché (particuliers comme entreprises), cet objectif se justifie davantage pour les catégories de clients les plus susceptibles d'être affectés (notamment les ménages les plus modestes et les entreprises électro-intensives).

Elle souligne qu'il subsiste quelques incertitudes sur l'effectivité de la répercussion, par les fournisseurs, du bénéfice de ces volumes acquis à prix compétitif auprès de l'ensemble des consommateurs français, quelle que soit l'offre souscrite. Dans ce cadre, elle recommande que le dispositif de contrôle existant soit renforcé, en prévoyant, notamment, l'obligation, pour chaque fournisseur bénéficiant de volumes d'électricité supplémentaires, de rendre compte, de manière détaillée, auprès de la CRE, de la façon dont ces volumes ont été répercutés dans les différents contrats, par catégorie de clients et par catégorie de contrats.

L'Autorité s'interroge sur la proportionnalité de la mesure par rapport à l'objectif poursuivi, compte tenu du fait qu'elle ne cible pas directement les clients les plus exposés à la crise et que les échanges de volumes qu'elle va engendrer sont susceptibles d'entraîner des perturbations sur les marchés de gros. Elle prend donc acte de la mesure, mais recommande, pour l'avenir, la mise en œuvre de mesures plus ciblées, et plus directes, pour atteindre l'objectif de protection des clients les plus sévèrement exposés à la crise.

Enfin, l'Autorité souligne que si le dispositif envisagé par le Gouvernement répond à un objectif de court terme, motivé par la crise inédite des prix de l'électricité, celui-ci a été, en partie, rendu nécessaire par les dysfonctionnements préexistants du mécanisme de l'ARENH, qui se trouvent aujourd'hui exacerbés par la situation actuelle. Elle recommande donc, dans l'hypothèse d'une prolongation de la crise au-delà de 2022, qu'une réflexion sur des mesures à moyen terme soit engagée le plus rapidement possible, d'ici les prochains guichets ARENH, pour permettre à tous les acteurs de formuler des anticipations adéquates sur leurs opérations de couverture, dans l'attente d'une refonte générale et pérenne du système de régulation que l'Autorité appelle de ses vœux pour préparer l'échéance de 2025. À cet égard, elle préconise qu'un bilan de la mesure soit établi en vue de nourrir la réflexion qui devra être menée au sujet de la régulation de l'accès à l'électricité nucléaire historique après 2025.

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

SOMMAIRE

INTRODUCTION	4
I. CONSTATATIONS	5
A. LE CONTEXTE JURIDIQUE ET ECONOMIQUE	5
1. LE CADRE JURIDIQUE ORDINAIRE DU DISPOSITIF ARENH	5
a) Les dispositions encadrant le dispositif ARENH	5
<i>Le volume de l'ARENH</i>	5
<i>Le tarif régulé</i>	6
b) Les modalités des demandes et livraisons de volumes d'ARENH	7
c) Les conséquences d'un dépassement du plafond légal	9
<i>Les conséquences de l'écrêtement dans le calcul des TRV</i>	9
<i>Les conséquences de l'écrêtement dans la construction des offres de marché</i> ..	10
2. LE CONTEXTE ECONOMIQUE ET POLITIQUE	11
a) Le dépassement systématique du plafond ARENH depuis ces dernières années et ses conséquences sur l'augmentation des prix de détail	11
b) La crise actuelle des prix de l'électricité	14
<i>La hausse inédite des prix de gros de l'électricité depuis le milieu de l'année 2021</i>	14
<i>Les mesures gouvernementales pour limiter la hausse des prix de détail</i>	15
B. LES DISPOSITIONS DU PROJET DE DÉCRET ET DES PROJETS D'ARRETES SOUMIS A L'AVIS DE L'AUTORITE	16
II. ANALYSE CONCURRENTIELLE	19
A. SUR L'OBJECTIF ET LES MODALITES DE MISE EN ŒUVRE DE LA MESURE EXCEPTIONNELLE ENVISAGEE PAR LE GOUVERNEMENT	19
1. UNE MESURE MOTIVEE PAR LA CRISE INEDITE DES PRIX DE L'ELECTRICITE	19
2. LES MODALITES DE MISE EN ŒUVRE DE LA MESURE	20
3. L'ADEQUATION DE LA MESURE POUR ATTEINDRE EFFECTIVEMENT SON OBJECTIF	21
4. LA PROPORTIONNALITE DE LA MESURE	25
a) Le caractère général de la mesure	25
b) Les risques de perturbations sur les marchés de gros	28
B. SUR LE PRIX AUQUEL SERONT VENDUS LES VOLUMES SUPPLEMENTAIRES D'ARENH	31
C. SUR LE REHAUSSEMENT EXCEPTIONNEL DU PLAFOND D'ARENH	33
D. LA NÉCESSITE D'ENGAGER RAPIDEMENT DES REFLEXIONS SUR LA REGULATION A VENIR DU SECTEUR	35
CONCLUSION	38

Introduction

1. Par lettre enregistrée le 2 février 2022 sous le numéro 22/0008 A, l'Autorité de la concurrence (ci-après l'« Autorité ») a été saisie par le ministre de l'économie, des finances et de la relance d'une demande d'avis concernant un projet de décret et deux projets d'arrêtés visant à modifier temporairement le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ci-après « ARENH »). Ces textes visent à mettre en œuvre certaines des mesures annoncées par le Gouvernement pour faire face à la hausse sans précédent des prix de l'électricité au détriment des consommateurs français.
2. En effet, en complément de la baisse de la fiscalité² et du plafonnement de la hausse des tarifs réglementés de vente d'électricité (ci-après « TRV ») à 4 %, le Gouvernement a décidé, début janvier 2022, d'augmenter, de manière transitoire, de 20 TWh les volumes d'électricité cédés par Électricité de France (ci-après « EDF ») aux fournisseurs alternatifs au titre de l'ARENH.
3. Dans ce cadre, les deux projets d'arrêtés soumis à l'examen de l'Autorité portent respectivement sur l'augmentation exceptionnelle des volumes d'ARENH pour 2022 (passant de 100 TWh à 120 TWh)³ et sur la modification du prix de cession de ces volumes supplémentaires (passant de 42 euros/MWh à 46,2 euros/MWh)⁴.
4. Le projet de décret en Conseil d'État prévoit, quant à lui, l'instauration, à titre exceptionnel, d'une nouvelle période de livraison pour l'année 2022 et plusieurs dérogations aux dispositions du code de l'énergie concernant les modalités d'allocation et de livraison de ces volumes supplémentaires. Le Gouvernement a saisi l'Autorité en urgence afin que ces textes puissent entrer en vigueur le 7 mars 2022, au plus tard⁵.

² Baisse de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité.

³ Arrêté du xx 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, pris en application de l'article L. 336-2 du code de l'énergie, cotes 12-13.

⁴ Arrêté du xx pris en application de l'article L. 337-16 du code de l'énergie et fixant le prix des volumes d'électricité additionnels cédés dans le cadre de la période de livraison exceptionnelle instaurée par le décret du xxx, pris en application de l'article L. 336-10 du code de l'énergie, cotes 10-11.

⁵ Décret n° xx du xx pris en application de l'article L.336-10 du code de l'énergie et instituant une période de livraison complémentaire à la suite du rehaussement exceptionnel du volume maximal global d'électricité nucléaire historique pouvant être cédé, cotes 4-8.

I. Constatations

A. LE CONTEXTE JURIDIQUE ET ECONOMIQUE

1. LE CADRE JURIDIQUE ORDINAIRE DU DISPOSITIF ARENH

a) Les dispositions encadrant le dispositif ARENH

5. Le dispositif ARENH a été instauré par la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle 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'accès⁶, à un tarif régulé, à l'énergie électrique issue du parc historique de production nucléaire d'EDF, dans la limite d'un volume global annuel de 100 TWh initialement (le « plafond ARENH »).
6. Les dispositions relatives au mécanisme ARENH sont codifiées aux articles L. 336-1 à L. 336-10, L. 337-13 à L. 337-16, et R. 336-1 à R. 336-44 du code de l'énergie.
7. Ce mécanisme est ouvert, selon l'article L. 336-1 du code de l'énergie, à « *tous les opérateurs fournissant des consommateurs finals résidant sur le territoire métropolitain continental ou des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes* ».
8. Le dispositif français a été pris en considération par la Commission européenne dans sa décision du 12 juin 2012 concernant l'aide d'État inhérente aux tarifs réglementés de l'électricité en France : « *La Commission estime que la réforme portée par la loi n° 2010-1488 aura un impact favorable sur le marché intérieur européen, en ce qu'elle favorise l'entrée de nouveaux concurrents et le maintien de ceux qui y sont actifs. L'accès régulé à l'énergie nucléaire à hauteur du plafond conséquent de 100 TWh devrait contribuer, en parallèle avec le couplage progressif des marchés à l'intérieur de l'Union européenne et le développement des interconnexions, au développement de la concurrence conduisant à une pression sur les prix en France et dans les autres États membres.* »⁷

Le volume de l'ARENH

9. L'article L. 336-2 du code de l'énergie prévoit que « (...) *Le volume global maximal d'électricité nucléaire historique pouvant être cédé est déterminé par arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie, en fonction notamment du développement de la concurrence sur les marchés de la production d'électricité et de la fourniture de celle-ci à des consommateurs finals et dans l'objectif de contribuer à la stabilité des prix pour le consommateur final. Ce volume global maximal, qui demeure strictement proportionné aux objectifs poursuivis, ne peut excéder 100 térawattheures par an jusqu'au 31 décembre 2019 et 150 térawattheures par an à*

⁶ Sous forme d'un produit calendaire, correspondant à la livraison d'une puissance fixe toutes les heures d'une année (soit l'équivalent d'un produit dit « calendaire en base » sur les marchés à terme).

⁷ Commission européenne, décision du 12 juin 2012 concernant l'aide d'État n° SA.21918 mise à exécution par la France - Tarifs réglementés de l'électricité en France, §167.

compter du 1^{er} janvier 2020 »⁸ (soulignement ajouté). Il y a lieu de préciser que c'est la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat (dite loi « Énergie-Climat ») qui a introduit, au titre des objectifs du dispositif, celui de « (...) *contribuer à la stabilité des prix pour le consommateur final* » et a prévu la possibilité que ce plafond soit porté « à 150 térawattheures par an à compter du 1^{er} janvier 2020 ».

10. Il résulte de ces textes que le mécanisme de l'ARENH a été institué afin de remplir trois 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 production⁹.
11. Le plafond ARENH, prévu à l'article L. 336-2 ci-dessus, a été fixé à 100 TWh, par l'arrêté du 28 avril 2011 fixant le volume global maximal d'électricité devant être cédé par EDF au titre de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique.
12. L'article L. 336-3 du code de l'énergie précise que le volume maximal cédé à ce titre à un fournisseur est calculé : « *en fonction des caractéristiques et des prévisions d'évolution de la consommation des consommateurs finals (...) que l'intéressé fournit et prévoit de fournir sur le territoire métropolitain continental, et en fonction de ce que représente la part de la production des centrales (...) dans la consommation totale des consommateurs finals.* »

Le tarif régulé

13. S'agissant du tarif régulé d'accès à l'ARENH, 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 ». Selon l'article L. 336-2 du code de l'énergie : « *Les conditions d'achat reflètent les conditions économiques de production d'électricité par les centrales nucléaires d'Électricité de France situées sur le territoire national et mises en service avant le 8 décembre 2010* ».
14. L'article L. 337-13 du même code prévoit que : « *Le prix de l'électricité cédée en application du chapitre VI du présent titre par Électricité de France aux fournisseurs de consommateurs finals sur le territoire métropolitain continental ou de gestionnaires de réseaux pour leurs pertes est arrêté par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie, pris sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie. 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 la proposition de la Commission* » (soulignement ajouté).
15. Selon l'article L. 337-14 du code de l'énergie : « *Afin d'assurer une juste rémunération à Électricité de France, le prix, réexaminé chaque année, est représentatif des conditions économiques de production d'électricité par les centrales nucléaires mentionnées à l'article L. 336-2 sur la durée du dispositif mentionnée à l'article L. 336-8.*

Il tient compte de l'addition :

⁸ L'article R. 336-6-1 du code de l'énergie précise : « *Le plafond d'ARENH est le volume global maximal d'électricité nucléaire historique pouvant être cédé pour les petits et grands consommateurs par période de livraison, déterminé par arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie en application du quatrième alinéa de l'article L. 336-2, divisé par le nombre d'heures de la période de livraison considérée* ».

⁹ Voir l'exposé des motifs de la loi NOME (<https://www.assemblee-nationale.fr/13/projets/pl2451.asp>). Voir également : <https://www.cre.fr/Electricite/Marche-de-gros-de-l-electricite/acces-regule-a-l-electricite-nucleaire-historique>.

1° D'une rémunération des capitaux prenant en compte la nature de l'activité ;

2° Des coûts d'exploitation ;

3° Des coûts des investissements de maintenance ou nécessaires à l'extension de la durée de l'autorisation d'exploitation ;

4° Des coûts prévisionnels liés aux charges pesant à long terme sur les exploitants d'installations nucléaires de base mentionnées à l'article L. 594-1 du code de l'environnement.

Pour apprécier les conditions économiques de production d'électricité par les centrales nucléaires mentionnées à l'article L. 336-2, la Commission de régulation de l'énergie se fonde sur des documents permettant d'identifier l'ensemble des coûts exposés dans le périmètre d'activité de ces centrales, selon les méthodes usuelles. Elle peut exiger d'Électricité de France les documents correspondants et leur contrôle, aux frais d'Électricité de France, par un organisme indépendant qu'elle choisit ».

16. L'article L. 337-16 du code de l'énergie, tel que modifié par la loi Énergie-Climat, prévoit que « [p]armi les éléments pouvant être pris en compte pour réviser ce prix figurent notamment l'évolution de l'indice des prix à la consommation et celle du volume global maximal d'électricité nucléaire historique pouvant être cédé mentionné au deuxième alinéa de l'article L. 336-2 ».
17. Le tarif régulé, fixé à 42 €/MWh¹⁰, est resté inchangé depuis le 1^{er} janvier 2012.

b) Les modalités des demandes et livraisons de volumes d'ARENH

18. Tout consommateur d'électricité résidant en France métropolitaine procure à son fournisseur d'électricité un droit à l'ARENH, déterminé par application des dispositions de l'arrêté du 17 mai 2011 relatif au calcul des droits à l'ARENH. Le volume d'ARENH attribué à un fournisseur (« droit ARENH ») est déterminé en fonction des caractéristiques et des prévisions de consommation de son portefeuille de clients, constatée sur les « heures creuses ARENH »¹¹. Il résulte du produit d'un coefficient de bouclage, défini par arrêté¹², par la puissance moyenne consommée par le client sur lesdites heures. Il en résulte que les droits ARENH d'un consommateur peuvent, selon sa courbe de charge, varier de 0 % à plus de 100 % de sa consommation¹³. Le profil de consommation d'un consommateur résidentiel au TRV permet ainsi de recourir à hauteur de 70 % à l'ARENH, alors que l'approvisionnement d'un consommateur industriel peut, par exemple, s'élever à 90 % d'ARENH¹⁴.

¹⁰ Arrêté du 17 mai 2011 fixant le prix de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique à compter du 1^{er} janvier 2012.

¹¹ Telles que définies à l'article 2 de l'arrêté du 17 mai 2011 relatif au calcul des droits à l'accès régulé à l'énergie nucléaire historique (d'avril à octobre).

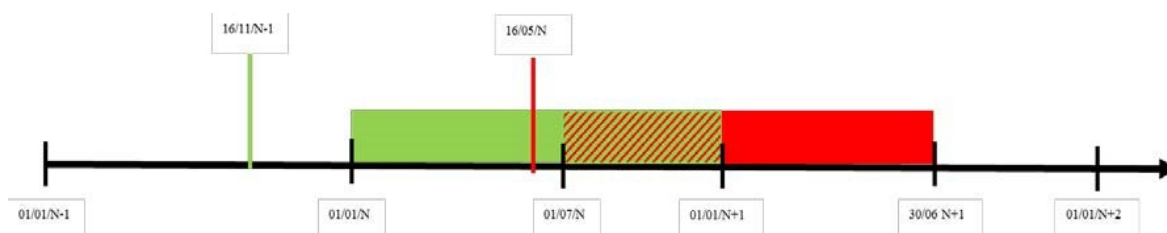
¹² Défini à l'article 4 de l'arrêté du 17 mai 2011 relatif au calcul des droits à l'accès régulé à l'énergie nucléaire historique (0,964 à compter du 1^{er} janvier 2015).

¹³ Un client ne consommant que pendant les « heures creuses ARENH » verrait son droit ARENH couvrir intégralement sa consommation totale. Un client qui, à l'inverse, consommerait uniquement en dehors de ces heures aurait un droit à l'ARENH nul.

¹⁴ CRE, 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, 22 juillet 2020, page 15.

19. L'article L. 336-3 du code de l'énergie confie à la CRE l'allocation des volumes aux fournisseurs demandeurs, selon des règles et modalités d'accès précisées par décret¹⁵.
20. 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 douze mois. Les demandes des fournisseurs alternatifs peuvent être exprimées deux fois par an, à l'occasion de deux guichets intervenant les 16 novembre et 16 mai de 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).

Calendrier des guichets infra-annuels et des périodes de livraison des volumes d'ARENH correspondantes



21. 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 alternatifs¹⁶.
22. La demande d'ARENH est optionnelle, cette option étant gratuite. 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.
23. En cas de sursouscription de volumes d'ARENH par rapport à leur droit théorique (calculée *a posteriori*, annuellement), les fournisseurs doivent s'acquitter de deux compléments de prix (CP1 et CP2), qui sont calculés *ex post* tous les ans par la CRE. Ces compléments sont évalués sur la base des prix observés sur les marchés de gros sur la période annuelle correspondant à la sursouscription. Ils tiennent compte, le cas échéant, de l'effet d'écrêtement¹⁷ induit par le dépassement du plafond de droits de 100 TWh.

¹⁵ Le décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique 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 le calcul des compléments de prix dus par les fournisseurs en cas de non-respect de certaines conditions.

¹⁶ Les modalités de demande d'ARENH 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.

¹⁷ Voir ci-dessous.

24. Le montant CP1 vise à neutraliser les gains réalisés par un fournisseur qui, ayant demandé une quantité excédentaire d'ARENH au regard de son portefeuille de clients, l'aurait revendue sur le marché de gros avec un bénéfice. Le CP1, calculé par rapport à un prix de référence, est reversé à EDF.
25. Le montant CP2 fonctionne comme une pénalité et vise à inciter les fournisseurs à faire la meilleure prévision possible de leurs portefeuilles et ainsi à éviter aux autres fournisseurs les conséquences dommageables d'une surévaluation de leurs besoins. Le CP2 s'applique lorsque les quantités demandées excèdent une certaine marge de tolérance (5 MW ou 10 % de la consommation moyenne constatée dudit fournisseur). Il est reversé aux autres fournisseurs à partir d'une clé de répartition spécifique.

c) Les conséquences d'un dépassement du plafond légal

26. Conformément aux dispositions du code de l'énergie et, notamment, à son article L. 336-3, si les demandes des fournisseurs au titre de ce dispositif excèdent le volume global prévu par les textes, soit 100 TWh/an, le volume d'ARENH cédé fait l'objet d'un écrêtement selon les modalités prévues par la CRE.
27. Dans ce cadre, les volumes sont alloués par la CRE, dans la limite de 100 TWh, au prorata des demandes formulées par les fournisseurs alternatifs en fonction de leur portefeuille. Par conséquent, les volumes alloués à chaque fournisseur permettent généralement d'approvisionner seulement une partie des droits ARENH de leur portefeuille de clients. En conséquence, ces derniers doivent avoir recours à un approvisionnement complémentaire réalisé sur les marchés de gros de l'électricité pour la part des demandes d'ARENH qui est écrêtée. Il leur est notamment possible de s'approvisionner sur le marché de gros à terme, via des produits annuels et trimestriels ou bien pendant l'année de livraison.
28. Le dépassement du plafond ARENH et l'écrêtement qui en découle ont des conséquences sur la construction des offres de fourniture d'électricité au détail, que celles-ci soient au TRV ou à prix de marché.

Les conséquences de l'écrêtement dans le calcul des TRV

29. Pour garantir le principe de contestabilité¹⁸ des TRV par les opérateurs alternatifs, la CRE réplique l'écrêtement du plafond de 100 TWh dans la construction des TRV.
30. En effet, les TRV consentis par EDF aux clients domestiques et aux petits professionnels (Bleus) sont déterminés par empilement des coûts, selon l'article L. 337-6 du code de l'énergie : « *Les tarifs réglementés de vente d'électricité sont établis par addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément d'approvisionnement au prix de marché, de la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture tenant compte, le cas échéant, de l'atteinte du plafond mentionné au deuxième alinéa de l'article L. 336-2* ». Ainsi, le TRV prend en compte, par construction, la quantité d'électricité nucléaire historique théorique à laquelle

¹⁸ 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 vente de l'électricité qui précise que « [l]e principe de contestabilité conduit à fixer les TRV à un niveau compatible avec les coûts supportés par les concurrents d'EDF sur le marché. Le niveau plancher des TRV est, dans cette logique, en partie déterminé par des prix de marché et non par le seuil de couverture des coûts de production de l'opérateur historique. »

aurait droit un client, compte tenu de son profil de consommation. Cette quantité est réduite à due proportion de l'écrêtement des volumes d'électricité nucléaire historique attribués aux fournisseurs alternatifs. Cela revient donc à réduire la part du nucléaire au prix de l'ARENH intégrée au TRV, pour placer EDF dans la même situation que les fournisseurs alternatifs, et à valoriser « (...) *les achats supplémentaires destinés à compenser l'écrêtement de ces droits théoriques, [à] prix (...) déterminé par référence à la moyenne des prix de marché observés lors de la période concernée par l'écrêtement* »¹⁹.

31. Concrètement, la CRE a déterminé une méthodologie qui prévoit que, dans le cas d'un écrêtement de l'ARENH, les volumes d'énergie et de garanties de capacité écrêtés sont achetés sur le marché entre la date de publication de l'écrêtement et le début de l'année de livraison (en l'occurrence au cours du mois de décembre pour le guichet qui se tient fin novembre). Plus précisément, le coût des approvisionnements complémentaires en énergie est calculé sur la base des prix constatés sur les marchés de gros, une fois que les volumes d'ARENH ont été notifiés individuellement par la CRE aux fournisseurs et que le niveau d'écrêtement a été rendu public (à savoir la moyenne des prix de marché entre la date de notification aux fournisseurs des volumes d'ARENH et le dernier jour côté avant le 24 décembre inclus).
32. Dans son avis n° [19-A-01](#) du 22 janvier 2019 concernant un projet de décret relatif au dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), l'Autorité avait souligné que ce surcoût lié à l'écrêtement était sans rapport avec l'évolution des coûts supportés par EDF et que, par conséquent, le fait de l'intégrer dans le calcul des TRV conduisait à augmenter la marge réalisée par EDF sur la vente des TRV, potentiellement au-delà du taux de la « *rémunération normale* » prévu à l'article L. 337-6 du code de l'énergie susvisé²⁰.

Les conséquences de l'écrêtement dans la construction des offres de marché

33. De la même manière que pour le TRV, l'atteinte du plafond ARENH ne permet pas aux fournisseurs alternatifs d'approvisionner 100 % du volume des droits de leurs clients au prix ARENH. En fonction du taux d'attribution d'ARENH à l'issue du guichet, les fournisseurs doivent donc s'approvisionner sur le marché pour leurs besoins résiduels, après écrêtement des demandes.
34. La CRE précise que « *les modalités d'approvisionnement en énergie peuvent alors correspondre à celles mises en place dans la méthodologie de calcul des TRVE (approvisionnement des quantités écrêtées sur les références de prix constatées au cours du mois de décembre) ou être fixées différemment suivant la politique commerciale du fournisseur et l'intérêt du client concerné (autre période de lissage par exemple en prenant en compte une certaine anticipation de l'écrêtement, jours de cotation spécifiques déterminés par le client, voire même autres produits de couverture)* »²¹.
35. S'agissant des offres de marché qu'elle propose, à côté de ses offres au TRV, EDF est censé répliquer les conditions d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs, conformément à la délibération de la CRE n° 2018-22125, selon laquelle « *si le plafond d'ARENH est atteint, EDF devra appliquer le même taux d'écrêtement dans ses offres sur le marché de détail* »,

¹⁹ Conseil d'État, 6 novembre 2019, Société Engie, n° 424573.

²⁰ Avis n° 19-A-01 précité, paragraphe 185.

²¹ CRE, Rapport ARENH précité, page 14.

et plus précisément « *les offres de marché d'EDF devront être fondées sur le même taux d'écrêtement.* »

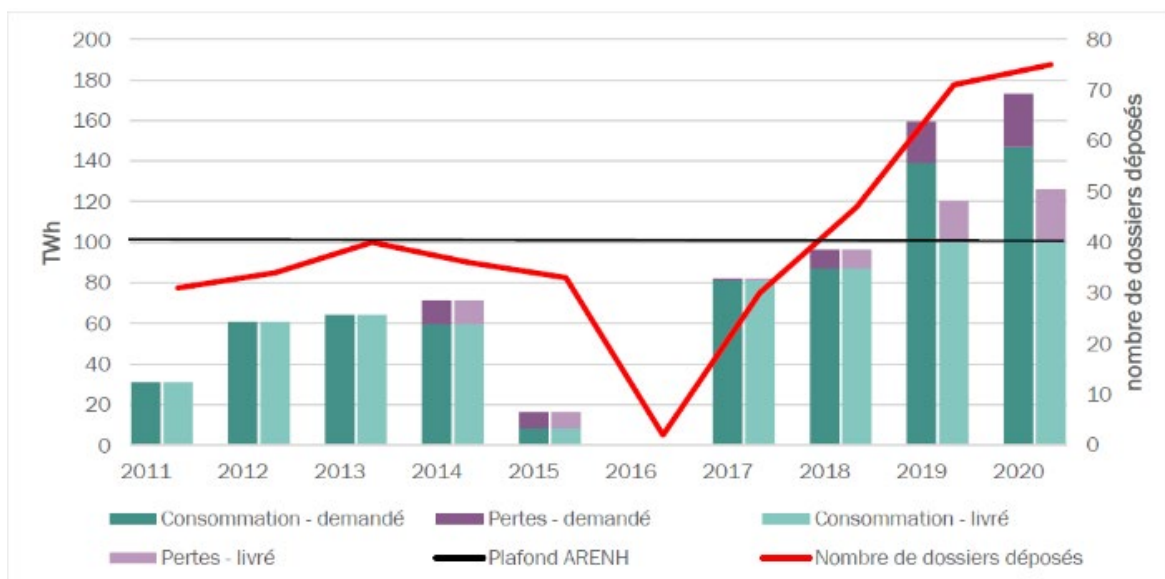
2. LE CONTEXTE ECONOMIQUE ET POLITIQUE

a) Le dépassement systématique du plafond ARENH depuis ces dernières années et ses conséquences sur l'augmentation des prix de détail

36. Depuis l'introduction du dispositif, les demandes d'ARENH par les fournisseurs alternatifs ont connu des fluctuations importantes, principalement dues à l'évolution de leur part de marché et à l'évolution des prix sur les marchés de gros – qui déterminent la compétitivité de l'ARENH.
37. Ainsi, de 2011 à 2014, l'ARENH est montée en puissance et a participé au développement de la concurrence sur le marché de détail. Puis, lorsque les prix de gros sur les marchés libres ont baissé, puis chuté, entre 2014 et 2016, pour atteindre des niveaux inférieurs au prix de l'ARENH, la demande d'ARENH a connu la même inflexion, jusqu'à être nulle en 2016. Par la suite, la remontée des prix de gros a conduit les fournisseurs alternatifs à y avoir davantage recours dans leur stratégie d'approvisionnement. La demande s'est effondrée en 2020, à cause du ralentissement économique provoqué par la pandémie de la Covid-19. Alors que les prix de gros moyens ont oscillé entre 10 et 30 €/MWh entre mi-mars et juillet 2020, 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, en général défavorables à l'opérateur historique. Les prix sont remontés, courant août 2020 (oscillant entre 35 et 45 €/MWh), pour dépasser en moyenne 50€/MWh à partir de septembre²².
38. Au total, exception faite de l'année 2020, l'augmentation des demandes d'ARENH s'est accentuée depuis 2019, à mesure de l'intensification de l'activité concurrentielle et de l'augmentation des prix de gros par rapport au prix de l'ARENH, inchangé depuis 2012. En effet, depuis cette date, le nombre de demandeurs et les volumes d'ARENH sollicités augmentent et donnent lieu chaque année à un dépassement de plus en plus important du plafond maximal de 100 TWh²³. Dans son rapport annuel de 2020 sur l'ARENH, la CRE résume les évolutions du niveau des demandes d'électricité ARENH par le graphique suivant :

²² 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.

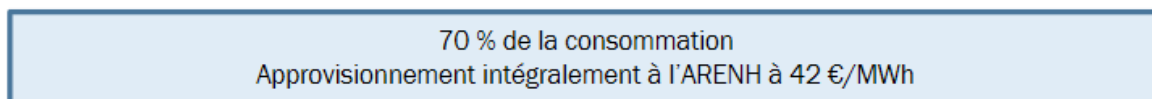
²³ Le total des demandes s'établissait à 132,98 TWh de la part de 69 fournisseurs d'électricité pour l'année 2019, 147,0 TWh de la part de 73 fournisseurs d'électricité pour l'année 2020, 146,2 TWh d'électricité formulées de la part de 81 fournisseurs d'électricité pour l'année 2021.



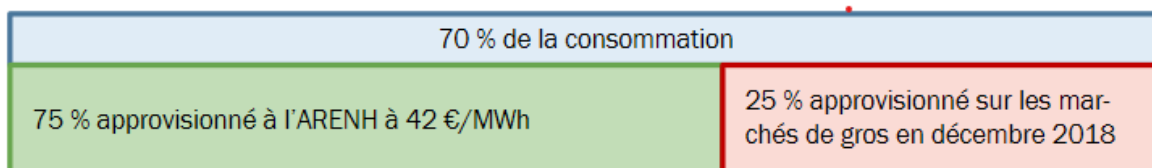
Source : CRE, Rapport ARENH 2020 précité, page 14

39. Plus récemment, le total des demandes formulées par 81 fournisseurs a atteint, pour la première fois, plus de 160 TWh lors du guichet de novembre 2021. Dès lors, pour la période de livraison courant de janvier à décembre 2022, le taux d'attribution d'ARENH s'est élevé à seulement 62,48 %²⁴. Le différentiel de plus en plus grand entre les besoins exprimés par les fournisseurs alternatifs et le plafond de l'ARENH a majoré la part écrêtée, achetée à prix de marché, et ce aussi bien pour les offres de marché que pour les offres TRV (voir paragraphes 29 à 35 ci-dessus), ainsi que l'illustre le schéma ci-dessous.

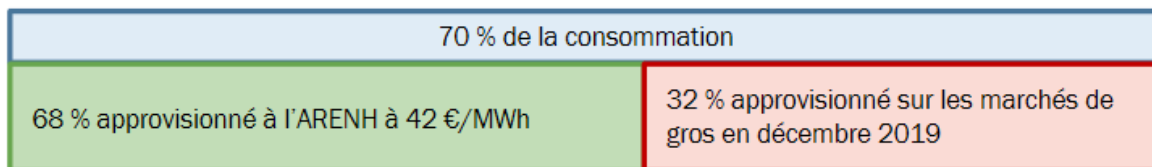
Situation sans atteinte du plafond ARENH (avant novembre 2018)



Impact de l'atteinte du plafond en novembre 2018 (75 % de volumes alloués et 25 % écrêtés)



Impact de l'atteinte du plafond en novembre 2019 (68 % de volumes alloués et 32 % écrêtés)



Source : CRE, Rapport ARENH 2020 précité, page 13

²⁴ Cela signifie concrètement que chaque fournisseur concerné doit recevoir une quantité d'ARENH égale à 62,48 % de sa demande et qu'un consommateur au TRV reçoit en moyenne 62,48 % de son droit ARENH théorique pour 2022.

40. Dans son rapport ARENH 2020 précité, la CRE a souligné que les risques d'écrêtement entraînent « *une incertitude importante pour les consommateurs et pour leurs fournisseurs : le coût d'approvisionnement d'une part substantielle de leur consommation sera déterminé sur la base des prix constatés durant le mois qui précède la période de livraison. Pour un profil résidentiel au TRV, le volume concerné représente environ 20 % de sa consommation*²⁵ »²⁶. Or, les niveaux des prix de marché de gros constatés durant la période hivernale suivant le guichet de novembre sont en général élevés.
41. Dès lors, les factures des clients, au TRV et en offre de marché, sont exposées aux fluctuations à la hausse des prix de gros. Concrètement, l'atteinte du plafond a entraîné une augmentation des prix de détail payés par les consommateurs ces dernières années. Le 1^{er} juin 2019, le Gouvernement a ainsi constaté une augmentation de 5,9 % en moyenne des TRV.
42. Dans son rapport susmentionné, la CRE a relevé à cet égard que « *l'atteinte du plafond a eu des conséquences notables sur les prix de fourniture payés par les consommateurs :*
- *une augmentation conjoncturelle en raison des niveaux de prix constatés sur les marchés de gros constatés au cours des mois de décembre qui ont suivi les guichets de novembre 2018 (59 €/MWh) et de novembre 2019 (47 €/MWh) et ;*
 - *une instabilité structurelle dans la mesure où une partie importante de la consommation est désormais approvisionnée sur une période de temps courte et particulièrement proche de l'échéance de livraison* »²⁷.
43. La CRE souligne ainsi que « *si les livraisons d'ARENH n'étaient pas soumises à un plafond, ces volumes seraient contractualisés au prix ARENH et les consommateurs ne seraient pas dépendants de la volatilité des prix constatés en fin d'année* »²⁸.
44. Dans ce contexte, la plupart des opérateurs, ainsi que la CRE, ont demandé l'accroissement de l'offre d'ARENH à 150 TWh, dans la limite du nouveau seuil introduit par la loi Énergie-Climat. Certains opérateurs demandaient, par ailleurs, la suppression de tout plafond légal et réglementaire.
45. Au total, les consommateurs finals supportent les conséquences de ce plafonnement, qui se traduit par une « *hausse du prix de l'électricité sur le marché de détail, [ainsi que par une] instabilité et imprévisibilité de prix* »²⁹. Dès lors, le dispositif ne permet plus de remplir l'un de ses principaux objectifs, à savoir faire bénéficier les consommateurs de la compétitivité du parc électronucléaire historique français. Dans son avis n° 19-A-01 précité, l'Autorité avait ainsi souligné que, en dépit du développement de la concurrence sur le marché de détail, « *L'atteinte du plafond de l'ARENH en 2019 met en évidence les limites de la régulation actuelle, (...). Lorsque le dispositif atteint ses limites, certains des objectifs poursuivis sont moins bien respectés* »³⁰.

²⁵ 18 % pour 2019 (70 % * 25 % d'écrêtement) et 22 % pour 2020 (70 % * 32 % d'écrêtement).

²⁶ CRE, Rapport ARENH précité, page 15.

²⁷ CRE, Rapport ARENH précité, page 14.

²⁸ CRE, Rapport ARENH précité, page 15.

²⁹ CRE, Rapport ARENH précité, page 15.

³⁰ Avis n° 19-A-01 précité, paragraphes 198-199.

b) La crise actuelle des prix de l'électricité

La hausse inédite des prix de gros de l'électricité depuis le milieu de l'année 2021

46. Depuis le milieu de l'année 2021, les prix de l'électricité sur les marchés de gros connaissent une augmentation constante et inédite, sous l'effet conjugué de plusieurs facteurs, notamment la reprise économique consécutive à la pandémie de Covid-19 entraînant une forte hausse des prix du gaz en Europe (qui se répercute sur le prix de l'électricité étant donné qu'une partie de l'électricité produite et importée est produite à partir de centrales à gaz), l'augmentation du prix des quotas de CO₂, ainsi que la baisse de la disponibilité du parc de production nucléaire en France.
47. Ainsi, alors qu'entre janvier et mars 2021, le prix moyen du MWh avoisinait les 42,08 euros³¹, celui-ci n'a cessé de grimper et d'atteindre des records historiques, notamment au mois de décembre 2021 où le prix pour un MWh livrable en 2022 culminait à 407,5 euros le 22 décembre³². Depuis le début de l'année 2022, les cours de l'électricité sont toujours très élevés, avec des prix avoisinant les 250 euros/MWh, et des prévisions de prix de l'ordre de 200 euros/MWh pour les 2^{ème}, 3^{ème} et 4^{ème} trimestres 2022³³.
48. En parallèle, la demande d'ARENH pour 2022 a également atteint un nouveau record et s'est établie à plus de 160 TWh (voir paragraphe 38 ci-dessus), conduisant à un taux d'écrêtement d'environ 37,6 %. Cet écrêtement significatif des demandes ARENH, conjugué à cette envolée des prix de gros en décembre³⁴, a mécaniquement conduit à un risque d'explosion des factures d'électricité des consommateurs, qu'il s'agisse des contrats au TRV, des contrats en offres de marché à prix indexé sur ceux du TRV ou encore des contrats à prix variables suivant l'évolution du prix du marché de gros.
49. Ainsi, la CRE a estimé la hausse du niveau moyen des TRV à 44,5 % hors taxes (soit 35,4 % TTC) pour les consommateurs résidentiels et à 44,7 % hors taxes (soit 35,9 % TTC) pour les petits clients non résidentiels encore éligibles. Elle a précisé que cette hausse « (...) est la conséquence [en particulier] :
- de l'augmentation du coût de l'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité hors effet de l'écrêtement de l'ARENH (+ 7,7 % HT, dont + 8,3 % HT en énergie et - 0,6 % HT au titre de la capacité) ;
 - de l'augmentation du coût du complément d'approvisionnement en énergie et en capacité consécutif à l'écrêtement de l'ARENH (+ 41,6 % HT, dont + 41,8 % HT en énergie et - 0,2 % HT en capacité) »³⁵.
50. Cette crise inédite des prix de l'électricité risque d'impacter le pouvoir d'achat des ménages et met en jeu la compétitivité de certaines entreprises, voire leur capacité à produire sans

³¹ Selon les données RTE.

³² Cette hausse fulgurante des prix au mois de décembre est notamment consécutive aux annonces d'EDF le 15 décembre au soir de la prolongation de l'arrêt des deux réacteurs de Civaux et de la mise à l'arrêt les 16 et 18 décembre des deux réacteurs de Chooz B pour des durées indéterminées.

³³ Compte-rendu d'entretien entre la DGEC et les services d'instruction (cote 117).

³⁴ Le prix moyen du produit Calendaire Base 2022 sur la période courant du 2 au 23 décembre 2021 s'est élevé à 256,98 €/MWh.

³⁵ CRE, Délibération n° 2022-08 du 18 janvier 2022 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité, page 2.

subir de pertes, s'agissant en particulier des entreprises électro-intensives³⁶, dont une grande partie de l'approvisionnement se fait via l'ARENH.

Les mesures gouvernementales pour limiter la hausse des prix de détail

51. Dès septembre 2021, alors que la hausse des cours de l'électricité commençait déjà à s'accélérer, le Gouvernement a annoncé une série de mesures visant à éviter que cette flambée des prix de gros vienne directement alourdir la facture des clients finals, et en particulier celle des ménages.
52. Le 15 septembre 2021, le Gouvernement a annoncé que les ménages aux revenus les plus modestes, déjà bénéficiaires du « chèque énergie », recevraient un montant supplémentaire de 100 euros au mois de décembre 2021, s'ajoutant à celui de 150 euros du printemps 2021 et du printemps 2022³⁷.
53. Le 30 septembre 2021, le Gouvernement a également annoncé vouloir mettre en place un « bouclier tarifaire » afin de limiter à 4 % la hausse du TRV entrant en vigueur le 1^{er} février 2022. Pour ce faire, la loi de finances pour l'année 2022 a prévu la possibilité, pour le Gouvernement, de réduire le niveau de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité³⁸ (ci-après la « TICFE »)³⁹, ainsi que de s'opposer à la proposition tarifaire de la CRE, si celle-ci conduisait à une hausse supérieure à 4 % TTC après baisse de la TICFE, et de fixer par arrêté un niveau des TRVE inférieur afin de répondre à l'objectif de stabilité des prix⁴⁰.
54. Dans sa délibération n° 2022-08 précitée, la CRE a estimé que la baisse de la TICFE, respectivement à 1 euro pour les particuliers et à 0,5 euro pour les entreprises⁴¹, permettait de contenir la hausse prévue des TRVE à environ 20 % (en moyenne), toutes taxes comprises⁴² (au lieu de la hausse d'environ 35 % TTC estimée par la CRE, voir paragraphe 49 ci-dessus).
55. Dès lors, en application des dispositions prévues par la loi de finances pour 2022, le Gouvernement s'est opposé à la proposition tarifaire de la CRE et a fixé, par arrêté⁴³, un

³⁶ Le terme « électro-intensif » désigne des entreprises dont l'activité nécessite une consommation importante d'électricité. En vertu de l'ancien article D. 351-1 du code de l'énergie, le statut de site électro-intensif peut être obtenu par une entreprise qui a eu durant au moins une des deux années précédentes, une consommation d'électricité supérieure à 2,5 kWh par euro de valeur ajoutée, qui exerce une activité industrielle appartenant à un secteur confronté à la concurrence internationale (dont l'intensité des échanges avec les pays tiers est supérieure à 4 %), et qui a eu une consommation annuelle d'électricité supérieure à 50 GWh.

³⁷ Les modalités de mise en œuvre de cette mesure sont prévues dans le décret n° 2021-1541 du 29 novembre 2021 relatif à la revalorisation du chèque énergie au titre de l'année 2021.

³⁸ Article 29 de la loi n° 2021-1900 du 30 décembre 2021 de finances pour 2022.

³⁹ Il convient de noter que cette réduction concerne l'ensemble des consommateurs, et non seulement ceux aux TRV.

⁴⁰ Article 181 VI et VII de la loi de finances pour 2022 précitée.

⁴¹ Décret n° 2022-84 du 28 janvier 2022 relatif à la minoration des tarifs de l'accise sur l'électricité prévue à l'article 29 de la loi n° 2021-1900 du 30 décembre 2021 de finances pour 2022.

⁴² Plus spécifiquement, 20 % TTC pour les tarifs bleus résidentiels et 20,9 % TTC pour les tarifs bleus applicables aux consommateurs professionnels éligibles.

⁴³ Voir notamment l'arrêté du 28 janvier 2022 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité applicables aux consommateurs résidentiels en France métropolitaine continentale et l'arrêté du 28 janvier 2022 relatif aux

barème des TRVE correspondant à une augmentation de 4 % TTC en moyenne⁴⁴. Celui-ci correspond à une augmentation d'environ 38 €/an sur la facture d'un client résidentiel et d'environ 60 €/an pour un client professionnel, au lieu de, respectivement, 330 €/an et 540 €/an, en l'absence de mesures. Le Gouvernement n'a pas sollicité l'avis de l'Autorité concernant cet arrêté.

56. C'est dans ce contexte que, début janvier 2022, le Gouvernement a, par ailleurs, annoncé qu'EDF devrait de manière exceptionnelle, pour l'année 2022, céder 20 TWh d'ARENH supplémentaires aux fournisseurs alternatifs, portant le volume total d'ARENH à 120 TWh. Cette décision vise à contenir la hausse des TRV (encore en deçà des 20 % TTC consécutifs à la baisse de la TIFCE) en réduisant la part de l'écrêtement dans les coûts sous-jacents, et donc à réduire l'ampleur du rattrapage à réaliser sur les TRVE en 2023, qu'il reviendra à la CRE d'évaluer. Les projets de textes actuellement soumis à l'avis de l'Autorité prévoient les modalités de mise en œuvre de cette mesure exceptionnelle.

B. LES DISPOSITIONS DU PROJET DE DÉCRET ET DES PROJETS D'ARRÊTES SOUMIS A L'AVIS DE L'AUTORITE

57. Les trois projets de texte soumis à l'avis de l'Autorité prévoient plusieurs dérogations au cadre juridique du dispositif ARENH, précédemment décrit (voir paragraphes 5 à 25 ci-dessus).
58. S'agissant du projet d'arrêté fixant le volume global maximal d'électricité devant être cédé par EDF au titre de l'ARENH, celui-ci prévoit que par dérogation à l'arrêté du 28 avril 2011 qui avait fixé ce volume à 100 TWh, le plafond d'ARENH est exceptionnellement porté à 120 TWh pour l'année 2022.
59. Le deuxième projet d'arrêté fixe le prix des volumes d'électricité additionnels cédés dans le cadre de la période de livraison exceptionnelle. Il prévoit ainsi que, par dérogation à l'article 1^{er} de l'arrêté du 17 mai 2011 ayant fixé le prix de l'ARENH à 42 euros/MWh, les 20 TWh de volumes d'électricité additionnels seront cédés au prix de 46,2 euros/MWh.
60. Le projet de décret est pris au visa de l'article L. 143-4 du code de l'énergie, qui prévoit « [qu'en] cas de crise grave sur le marché de l'énergie, de menace pour la sécurité ou la sûreté des réseaux et installations électriques, ou de risque pour la sécurité des personnes, des mesures temporaires de sauvegarde peuvent être prises par le ministre chargé de l'énergie, notamment en matière d'octroi ou de suspension des autorisations d'exploiter des installations de production d'électricité, sans que ces mesures puissent faire l'objet d'une indemnisation ». Dans ce cadre, le projet de décret organise les modalités d'attribution de ces volumes supplémentaires, par dérogation aux dispositions actuelles du code de l'énergie.

tarifs réglementés de vente de l'électricité applicables aux consommateurs non résidentiels en France métropolitaine continentale.

⁴⁴ Dans sa délibération n° 2022-08 précitée, la CRE a précisé que « [l]'écart entre les coûts sous-jacents et le niveau des TRVE fixé en 2022 sera rattrapé en douze mois à partir de 2023 (ce rattrapage pourra être limité eu égard à l'évolution des prix sur les marchés et à l'impact d'éventuelles mesures gouvernementales). Cette mesure s'accompagne du versement d'un acompte, dont le montant devrait être fixé par la CRE, aux fournisseurs de moins d'un million de clients qu'ils devraient rembourser lors de l'exercice 2023 concomitamment à la prise en compte du rattrapage dans les TRVE ».

61. Ainsi, le I de l'article 1^{er} du projet de décret prévoit qu'en supplément des périodes de livraison d'ARENH précédemment mentionnées (voir paragraphe 20), une période de livraison *ad hoc* est instaurée pour attribuer les volumes supplémentaires d'ARENH, débutant le 1^{er} avril 2022.
62. Le II de l'article 1^{er} du projet prévoit que, comme les autres périodes de livraisons prévues d'ordinaire, cette période de livraison complémentaire s'étalera sur un an (à savoir du 1^{er} avril 2022 au 31 mars 2023). Toutefois, afin de centrer l'augmentation des volumes ARENH sur 2022, à l'exclusion de 2023, il la répartit sur neuf mois, d'avril à décembre 2022, entraînant des coefficients de modulation de 132,71 % sur chacun de ces mois et de 0 % pour la période courant de janvier à mars 2023⁴⁵.
63. Concrètement, ces dispositions instaurent un profil de livraison *ad hoc*, afin que les volumes additionnels d'électricité ARENH soient effectivement répartis et livrés uniquement entre avril et décembre 2022, et que le dispositif ordinaire, reposant sur un plafond de 100 TWh, reprenne dès 2023.
64. Le III de l'article 1^{er} du projet de décret institue un plafond d'ARENH additionnel de 20 TWh, qui correspond à la différence entre le volume global maximal d'électricité pouvant être cédé pour l'année 2022⁴⁶ (c'est-à-dire 120 TWh) et le volume applicable qui préexistait avant cet arrêté (c'est-à-dire 100 TWh)⁴⁷. Il ne modifie pas les volumes déjà alloués par la CRE, dans la limite des 100 TWh initialement prévus, aux fournisseurs alternatifs à la suite du dernier guichet de novembre 2021 et portant sur la période de livraison démarrant au 1^{er} janvier 2022. De la même manière, alors que le plafond d'ARENH applicable à la prochaine période de livraison débutant au 1^{er} juillet 2022 sera de nouveau fixé à 100 TWh, cela sera sans préjudice des volumes déjà notifiés par la CRE pour la nouvelle période de livraison du 1^{er} avril 2022.
65. En vertu du III et du IV de l'article 1^{er} du projet de décret, les 20 TWh supplémentaires d'électricité viennent s'ajouter aux 100 TWh prévus initialement au titre de la période de janvier à décembre 2022 : ils seront distribués au prorata des volumes déjà alloués pour cette période, et ne s'imputeront pas sur les 100 TWh destinés à la période de juillet 2022 à juin 2023. De la même manière, si une réallocation devait advenir au guichet de mi-année en 2022 (en cas de nouvelle demande ou de modification d'une demande préexistante), celle-ci porterait sur un volume global de 100 TWh et non de 120 TWh. Ces modalités ont pour objet d'éviter tout phénomène de contagion entre l'attribution exceptionnelle des 20 TWh supplémentaires pour 2022 et les périodes d'allocation futures.
66. Le IV et le V de l'article 1^{er} du projet de décret précisent que la CRE prendra uniquement en compte les demandes d'ARENH déjà formulées par les fournisseurs au titre du guichet de novembre 2021 et pour la période de livraison de janvier à décembre 2022. La répartition des 20 TWh supplémentaires ne fera donc pas l'objet d'un nouveau guichet. Les fournisseurs n'ayant pas fait de demande d'électricité ARENH lors de ce dernier guichet sont donc exclus de ce dispositif, tandis que les fournisseurs ayant demandé de l'électricité ARENH ne pourront pas modifier leurs demandes, ni en formuler de nouvelles. En revanche, le VII de l'article 1^{er} du projet de décret précise que si les fournisseurs ne souhaitant pas se voir allouer

⁴⁵ Article 1^{er} III du projet de décret précité.

⁴⁶ Tel qu'il résulte du projet d'arrêté fixant le volume global maximal global d'électricité nucléaire historique pouvant être cédé, également soumis à l'avis de l'Autorité.

⁴⁷ Tel qu'il résulte de l'arrêté du 28 avril 2011, précité.

ces volumes supplémentaires pourront y renoncer, ce reliquat de volumes ne sera, pour autant, pas redistribué entre les autres fournisseurs.

67. En pratique, le dispositif revient à considérer que les demandes d'ARENH pour ces 20 TWh supplémentaires avaient déjà été exprimées lors du guichet de novembre 2021. Dès lors, si les volumes d'ARENH augmentent, l'équilibre de répartition des volumes entre les fournisseurs reste, quant à lui, identique à celui qui prévalait pour la période débutant au 1^{er} janvier 2022.
68. Le VII de l'article 1^{er} du projet de décret prévoit que la CRE déterminera d'ici le 11 mars prochain les volumes supplémentaires auxquels chaque fournisseur a droit, puis, en fonction des éventuelles déclarations de renonciation qu'elle aura reçues, notifiera à ces derniers les volumes qui leur sont finalement alloués le 15 mars 2022. Ensuite, les fournisseurs devront constituer les garanties requises auprès de la Caisse des dépôts et consignations avant le 22 mars 2022. Le IX de l'article 1^{er} du projet de décret précise que les modalités de calcul de la répartition du complément de prix seront modifiées par la CRE afin de tenir compte des volumes additionnels cédés.
69. Enfin, le projet de décret prévoit, en son article 2, que les fournisseurs bénéficiaires de volumes supplémentaires d'ARENH devront transmettre à la CRE les données et informations qu'elle déterminera, afin qu'elle puisse s'assurer que ce bénéfice sera bien répercuté dans les factures des clients finals.

II. Analyse concurrentielle

A. SUR L'OBJECTIF ET LES MODALITES DE MISE EN ŒUVRE DE LA MESURE EXCEPTIONNELLE ENVISAGEE PAR LE GOUVERNEMENT

1. UNE MESURE MOTIVEE PAR LA CRISE INEDITE DES PRIX DE L'ELECTRICITE

70. La lettre de saisine pour avis transmise à l'Autorité mentionne que « [I] *'un des effets bénéfiques attendus par le gouvernement, avec le rehaussement exceptionnel et limité dans le temps du plafond à 120 TWh, est que les fournisseurs, qui s'approvisionneront davantage en ARENH plutôt que sur les marchés (à des prix particulièrement élevés comme constatés actuellement), répercuteront intégralement l'avantage retiré au bénéfice des consommateurs, selon des modalités qui seront précisées très prochainement.* »⁴⁸
71. Par cette mesure exceptionnelle, EDF va, en effet, vendre « (...) *la quasi-totalité de sa production d'électricité nucléaire à prix régulé à tous les consommateurs français via leurs fournisseurs : ceux qui sont chez EDF, mais aussi ceux qui sont chez d'autres fournisseurs mais qui consomment aussi l'électricité produite par EDF* »⁴⁹.
72. L'Autorité observe que l'électricité est un produit de première nécessité⁵⁰, qui constitue un poste de coût conséquent et quasi-incompressible à court terme pour les consommateurs résidentiels et professionnels. Dans le contexte exceptionnel de crise sur les marchés de gros de l'électricité, les factures des consommateurs sont exposées à des prix élevés.
73. Comme l'a relevé l'Autorité dans son avis n° 19-A-01 précité : « *La conception du marché de l'électricité promue par la directive de 1996* » étant fondée « *sur la libre formation des prix par la rencontre de l'offre et de la demande d'énergie sur les différents marchés de gros et de détail (...), le prix de gros est alors réputé refléter le coût marginal de la dernière centrale de production appelée pour équilibrer le réseau.* » Or, en France, les centrales nucléaires « *ne sont marginales*⁵¹ *que pendant très peu de temps, en période estivale, et bénéficient potentiellement d'une rente infra marginale pendant presque toute l'année* ». Dès lors, « *si les coûts variables des moyens thermiques (calés sur les cours des combustibles) restent soutenus, les prix de gros sur le marché couvrent non seulement les coûts marginaux mais aussi les coûts complets du nucléaire et EDF bénéficie alors d'une forme de rente de Ricardo (rareté des moyens de production les plus efficaces)* »⁵². Dans le

⁴⁸ Acte de saisine (cotes 1 et 2).

⁴⁹ Acte de saisine (cote 2).

⁵⁰ Alinéa 4 de l'article L. 121-1 du code de l'énergie : « *Matérialisant le droit de tous à l'électricité, produit de première nécessité, le service public de l'électricité est géré dans le respect des principes d'égalité, de continuité et d'adaptabilité et dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité, de coûts, de prix et d'efficacité économique, sociale et énergétique* ».

⁵¹ Une filière de production, prise dans son ensemble, est dite marginale lorsque la dernière unité de production appelée pour satisfaire la demande appartient à cette filière.

⁵² Avis n° 19-A-01 précité, paragraphes 108 et 109.

contexte actuel de flambée des cours de l'électricité, la production nucléaire d'EDF vendue sur le marché bénéficie donc d'une rente infra-marginale conséquente⁵³.

74. La mesure exceptionnelle envisagée par le Gouvernement a pour objectif de limiter la hausse des factures des clients en cherchant à transférer une plus grande partie de cette rente à ces derniers.
75. L'octroi à titre exceptionnel de 20 TWh supplémentaires au titre de l'ARENH est cohérent, dans une certaine mesure, avec l'un des objectifs du dispositif ARENH, à savoir faire bénéficier les consommateurs français – ménages comme entreprises – quel que soit leur fournisseur, des coûts de production actuellement plus bas du parc nucléaire, et de contribuer ainsi à la stabilité des prix.
76. En outre, et dans une perspective de plus long terme (à horizon 2023), la mesure envisagée permet d'ores et déjà de limiter le niveau de rattrapage tarifaire que le gel du TRV en 2022⁵⁴ rendra nécessaire. En effet, ces volumes supplémentaires d'ARENH vont nécessairement être répercutés dans le TRV et réduire la part d'électricité approvisionnée au prix de marché, dans le cadre de l'écrêtement (voir paragraphes 29 à 32 ci-dessus). Selon la DGEC, cette mesure permettra ainsi de réduire d'environ 8 à 10 points de pourcentage la hausse (toutes taxes comprises) du TRV⁵⁵ estimée par la CRE (voir paragraphe 49 ci-dessus).
77. La mesure envisagée est favorable aux clients dans le cadre de cette crise inédite. Toutefois, l'Autorité souligne que l'objectif de protéger les consommateurs face à la crise des prix de l'électricité se justifie davantage pour les catégories de clients les plus susceptibles d'être affectés par une hausse des prix. C'est le cas par exemple des ménages les plus vulnérables, ou encore des entreprises électro-intensives. La question se pose donc de savoir si l'ensemble des clients doit bénéficier de cette mesure, alors qu'une partie d'entre eux dispose de la capacité d'adapter son budget ou sa consommation pour faire face à des hausses soudaines de prix. Dans ce sens, l'Autorité, dans son avis n° 21-A-14 du 21 octobre 2021 concernant un projet de décret relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel, avait recommandé au Gouvernement d'étudier l'opportunité de recourir à des mesures de bouclier tarifaire réservées aux consommateurs les plus exposés à la crise.

2. LES MODALITES DE MISE EN ŒUVRE DE LA MESURE

78. S'agissant des modalités d'allocation des 20 TWh prévues dans le projet de décret, la prise en compte des seules demandes déjà formulées en novembre 2021 et l'attribution des volumes supplémentaires au prorata des volumes déjà alloués en janvier 2022 permettront, *a priori*, de maintenir l'équilibre préexistant entre les fournisseurs. Ainsi, les fournisseurs avaient formulé leurs demandes sur la base de projections de leurs besoins pour 2022. Comme l'écrêtement a été conséquent et que les fournisseurs ne peuvent modifier à la hausse les volumes qu'ils avaient demandés au dernier guichet, ou formuler de nouvelles demandes (pour ceux qui n'auraient pas sollicité de volumes lors de ce dernier guichet), cela permet de réduire la probabilité de comportements opportunistes en réponse à cette annonce.

⁵³ Voir également en ce sens les propos de la DGEC, cote 119 : « Avec l'envolée des prix de marché, le prix moyen de valorisation de la production nucléaire a donc augmenté de façon considérable, très au-delà du prix de l'ARENH (...) ».

⁵⁴ Compte-rendu d'entretien entre les services d'instruction et la DGEC, (cote 118).

⁵⁵ Compte-rendu d'entretien entre les services d'instruction et la DGEC, (cote 118).

79. De plus, le fait de ne pas prévoir un nouveau guichet conduisant à de nouvelles demandes permet une gestion simple et rapide de l'attribution de ces volumes complémentaires, et de conserver un taux d'attribution et d'écrêtement uniforme pour l'année 2022.

3. L'ADEQUATION DE LA MESURE POUR ATTEINDRE EFFECTIVEMENT SON OBJECTIF

80. L'Autorité observe que le lien entre l'attribution exceptionnelle de volumes ARENH supplémentaires et l'objectif poursuivi (à savoir limiter la hausse de la facture des clients finals en les faisant bénéficier davantage de la compétitivité de la production nucléaire) est indirect. La capacité de la mesure à atteindre cet objectif dépendra des comportements que les fournisseurs adopteront. En effet, la limitation de la hausse des prix de détail repose sur l'hypothèse que les fournisseurs « *répercuteront intégralement l'avantage retiré au bénéfice des consommateurs* »⁵⁶ (soulignement ajouté).
81. Or, une fois qu'ils auront reçu des volumes d'approvisionnement supplémentaires au titre de l'ARENH, aucune obligation légale *stricto sensu* n'impose aux fournisseurs d'opérer une telle répercussion sur leurs clients⁵⁷. Il est fondamental, pour assurer l'efficacité du dispositif, d'éviter que l'avantage retiré de ces volumes ARENH supplémentaires fournis à un prix compétitif ne soit, même partiellement, capté par les fournisseurs.
82. Cela pose donc la question du comportement que les fournisseurs peuvent adopter pour répercuter ce bénéfice aux clients finals (en fonction des modalités contractuelles de leurs contrats et de leurs incitations économiques) mais également du contrôle que peut effectuer le régulateur sur l'effectivité de cette répercussion.
83. La question de la répercussion du bénéfice de ces volumes ARENH supplémentaires se pose tout d'abord du point de vue des clients déjà présents dans le portefeuille des fournisseurs (pour les contrats déjà formés).
84. Selon la DGEC, « *il y aura forcément des contrats dans lesquels le bénéfice de cet ARENH supplémentaire va être automatiquement répercuté (par exemple, les contrats indexés sur le TRV puisque le TRV va intégrer la valeur de l'ARENH, ainsi que les contrats des grands consommateurs d'électricité qui contiennent pour la plupart clauses ARENH). Pour les contrats à prix fixe, la répercussion pourrait par exemple se faire de manière forfaitaire, au prorata des droits ARENH que le client génère. Cela peut passer par des avenants contractuels. Ce sera à la CRE de préciser ce qu'elle attend. L'idée est que la répercussion soit assurée pour tous les consommateurs (...)* »⁵⁸.
85. Pour évaluer la probabilité d'une répercussion mécanique aux clients du bénéfice des volumes ARENH, il convient d'analyser la part des différents types de contrats dans les offres souscrites. Il existe deux grandes typologies d'offres de marché : les offres de marché à prix variables et les offres de marché à prix fixe, au sein desquelles les modalités contractuelles relatives aux prix sont très diverses. Les offres à prix variable peuvent ainsi être indexées sur les TRV ou sur différents produits ou indices de marchés de gros spécifiés dans le contrat (prix spot, ARENH, etc.) ou évoluer selon une formule propre au fournisseur. Les offres à prix fixe peuvent aussi prendre différentes formes :

⁵⁶ Acte de saisine (cote 2).

⁵⁷ Compte-rendu d'entretien entre les services d'instruction et la DGEC, (cote 120).

⁵⁸ Compte-rendu d'entretien entre les services d'instruction et la DGEC, (cote 120).

- offres entièrement fixes (« 100% fixe ») dont le prix hors taxes du kWh et de l'abonnement est fixe sur la durée du contrat ;
 - offres semi-fixes dont le prix peut varier afin de prendre en compte les évolutions des composantes de coûts de la facture HT hors énergie ;
 - offres à prix fixe révisables à la baisse dont le prix du kWh HT d'énergie n'augmente pas pendant la durée de l'offre mais est révisable à la baisse à chaque date anniversaire de signature du contrat (par exemple, si les TRV de l'électricité ont baissé pendant l'année écoulée, le consommateur bénéficiera de cette baisse pour l'année suivante).
86. S'agissant du segment des clients particuliers ayant souscrit des offres de marché, une majorité d'entre eux (61 %, soit 4,9 millions de sites au 31 décembre 2019), bénéficie d'offres à prix fixe, tandis qu'environ 31 % ont souscrit à des offres indexées sur le TRV⁵⁹.
87. S'agissant du segment des clients non résidentiels, il convient de distinguer entre les petits professionnels et les grands industriels⁶⁰ :
- les offres souscrites par les petits professionnels sont à 25 % des offres indexées au TRV, à 46 % des offres à prix fixes, tandis que 27 % correspondent à des offres suivant d'autres modalités d'évolution (données au 31 décembre 2019) ;
 - pour les grands clients industriels, les offres à prix fixe constituent 71 % des volumes de consommation annualisée (données au 31 décembre 2019). La grande majorité des offres d'électricité à prix fixe souscrites sont dites « semi-fixes », et à ce titre, répercutent dans le prix de fourniture les évolutions des composantes « capacité » et ARENH. La CRE note que « [c]oncernant les consommateurs dits de haut de portefeuille, le fonctionnement du marché répond à des logiques plus « à la carte »⁶¹ permettant aux fournisseurs de répondre précisément aux besoins des consommateurs »⁶².
88. L'Autorité constate, comme la DGEC, que la répercussion se fera donc quasi-automatiquement pour les contrats à prix variable indexé sur l'ARENH ou sur le TRV, ou encore pour les contrats à prix semi-fixe qui comportent des clauses contractuelles permettant de réviser le prix à la baisse en fonction des évolutions du TRV ou de la composante ARENH.
89. Elle observe que, pour les autres typologies de contrats, notamment ceux à prix entièrement fixe, ou encore ceux dont le prix variable suit uniquement l'évolution des prix de marché, la répercussion des volumes d'ARENH supplémentaires sur les clients est, à ce stade, encore incertaine. Pour les offres à prix fixe (et notamment celles souscrites à prix élevés au cœur de la crise), il n'est pas certain que les fournisseurs auront, par exemple, recours à des avenants contractuels pour répercuter de manière forfaitaire le bénéfice de cette ARENH supplémentaire.

⁵⁹ CRE, Rapport 2018-2019, Le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel, page 59.

⁶⁰ *Ibid.*, pages 102 à 104.

⁶¹ Les grands clients, et notamment les entreprises électro-intensives, ont souvent recours à des modalités de « *sourcing* » plurielles, avec une majorité de part ARENH parfois combinée avec une part fixe et/ou une part indexée sur divers indices de marché de gros (prix spot, moyenne sur plusieurs années, etc.).

⁶² CRE, Rapport 2018-2019 précité, page 107.

90. Pourtant, les volumes de consommation d’offres à prix fixe conduisent à l’attribution de « droits ARENH » au fournisseur. Si les volumes d’ARENH supplémentaires n’étaient pas répercutés sur ces clients, cela créerait une différence entre consommateurs, non pas en fonction de leurs revenus ou de leur capacité à payer, mais en fonction du type d’offre souscrite.
91. Néanmoins, à l’instar de la DGEC, il est possible de considérer que le jeu de la concurrence conduira les fournisseurs à répercuter le bénéfice de l’ARENH supplémentaire dans leurs prix de détail, sous peine de ne pas être compétitifs et ainsi de perdre leur clientèle déjà en portefeuille. Les clients particuliers ont la possibilité de changer d’offre à tout moment et sans frais et de revenir à tout moment au TRV. Toutefois, il ne peut être entièrement exclu que certains clients, par manque d’information (notamment pour les ménages les plus vulnérables) ou par inertie⁶³, n’utiliseront pas cette possibilité et resteront chez leur fournisseur sans remettre en cause les conditions tarifaires de leur contrat. S’agissant des entreprises, la plupart d’entre elles ne peuvent plus bénéficier du TRV, et ont donc souscrit des contrats en offre de marché. Contrairement aux particuliers, il n’existe pas d’obligation légale imposant aux fournisseurs de leur proposer des contrats sans engagements, résiliables à tout moment et sans frais. Ainsi, les durées d’engagement et les modalités de résiliation varient selon les contrats, certains contrats prévoyant des durées d’engagement pluriannuel et des pénalités en cas de résiliation anticipée.
92. Au-delà de la répercussion sur les contrats déjà formés, la question de la répercussion aux clients se pose également s’agissant des futurs contrats qui seront souscrits durant le reste de l’année 2022. Il convient de noter que si l’on observe les données de ventes brutes en 2020, la proportion de contrats renouvelés par an est d’environ 18,6 % pour les clients particuliers, et d’environ 16 % pour les clients non résidentiels⁶⁴. Là encore, il est possible de considérer que le jeu concurrentiel incitera les fournisseurs à proposer des offres compétitives et donc à répercuter le bénéfice de ces volumes d’ARENH supplémentaires dans leurs prochaines offres, sous peine de ne pas pouvoir acquérir de nouveaux clients, sans qu’il soit pour autant certain que le bénéfice des volumes d’ARENH supplémentaire sera entièrement répercuté.
93. Par ailleurs, si cette potentielle perte ou moindre acquisition de clientèle conduisait certains fournisseurs à revendre les volumes acquis à prix régulé à des prix très élevés sur le marché pour réaliser une marge conséquente, puis à mettre en œuvre des stratégies de reconquête lorsque les prix de marché auront baissé, ce type de comportements devrait donner lieu au paiement de compléments de prix (CP1 et CP2), à condition, toutefois, que ces derniers soient calculés de manière suffisamment dissuasive pour neutraliser entièrement cette marge⁶⁵. Compte tenu du fait que ces volumes d’ARENH supplémentaires vont être alloués

⁶³ Il convient de noter que certains consommateurs mal informés et qui peuvent avoir des difficultés à appréhender le fonctionnement complexe du système mis en place (notamment concernant l’ARENH), en particulier les plus vulnérables, comme les personnes âgées ou les ménages à faibles ressources. De plus, certains ménages sont susceptibles de ne s’apercevoir de la hausse des prix qu’au moment de leur régularisation annuelle.

⁶⁴ Pourcentages calculés à partir des données tirées des différents observatoires de la CRE sur le marché de détail (pour chacun des trimestres de l’année 2020). Il en ressort que pour les clients particuliers, les données de ventes brutes (incluant les mises en services et les changements de fournisseur) faisaient état de 6,2 millions nouveaux contrats chez les particuliers (sur 33,4 millions de sites), et de 826 000 nouveaux contrats chez les non résidentiels (sur 5,1 millions de sites).

⁶⁵ À cet égard, il convient de relever que, dans sa délibération n° 2021-339, la CRE a dressé le constat suivant : « (...) du fait du contexte de prix de gros exceptionnellement élevés, en particulier pour le premier trimestre

à partir d'avril 2022 et que les calculs de compléments de prix se font sur la base du portefeuille de clients entre avril et septembre, les fournisseurs qui réaliseraient un arbitrage entre la fourniture de leur portefeuille et la revente des volumes sur le marché verraient leurs droits ARENH rétroactivement révisés et leurs gains neutralisés (par le CP1), voire seraient susceptibles de payer une pénalité calculée sur la base des prix spot en septembre (par le CP2).

94. S'agissant du contrôle que le régulateur pourra opérer pour s'assurer de l'effectivité de cette répercussion, l'article 2 du projet de décret prévoit qu'un suivi sera effectué par la CRE concernant la répercussion du bénéfice de ces volumes supplémentaires aux consommateurs et que pour lui permettre l'exercice de ce contrôle, les fournisseurs devront lui transmettre les données et informations nécessaires. Cependant, ni la base juridique, ni les modalités d'un tel contrôle ne sont précisées dans le projet de décret.
95. Il convient toutefois de relever que la CRE dispose de pouvoirs de contrôle dans le cadre de ses missions de surveillance, en particulier en vertu de l'article L. 131-2 du code de l'énergie⁶⁶. Elle effectue notamment un contrôle *ex ante* (au moment de l'allocation des volumes) et *ex post* (au titre des compléments de prix) pour s'assurer que les fournisseurs ont bénéficié de volumes ARENH correspondant effectivement à la taille de leur portefeuille. De plus, elle est aussi chargée de sanctionner d'éventuels abus d'ARENH⁶⁷. Toutefois, en l'absence de précédents en la matière, la définition exacte de ce que constituerait un « détournement » du dispositif demeure incertaine.
96. Si, dans son rapport d'évaluation du dispositif ARENH, la CRE a souligné que : « *Au travers de cette disposition [l'article L. 336-1 du code de l'énergie], le législateur crée un lien direct entre l'accès à l'ARENH et sa répercussion dans les offres des consommateurs* »⁶⁸ (soulignement ajouté), elle a également précisé les limites de son contrôle *ex post*. Elle a en effet indiqué que « [l]e contrôle *ex post*, basé sur la consommation constatée des portefeuilles des fournisseurs [celui effectué dans le cadre du calcul des compléments de prix], ne permet pas de distinguer entre les consommateurs ayant l'ARENH comme référence dans le prix de leurs contrats de ceux ayant un contrat reflétant les seules conditions de marché. Ainsi, bien que les fournisseurs n'aient pas besoin d'ARENH pour assurer l'approvisionnement en énergie de tels contrats, ils demeurent en droit de demander les volumes d'ARENH équivalents »⁶⁹.

2022, les compléments de prix ne constituent pas une incitation suffisante pour le prochain guichet de novembre 2021. La reconduction à l'identique des règles établies par la CRE l'année dernière risquerait en effet, dans les circonstances actuelles, de rendre avantageux le comportement suivant, qualifié par la suite d'« arbitrage saisonnier ARENH ».

⁶⁶ Article L. 131-2 du code de l'énergie : « (...) elle surveille la cohérence des offres, y compris de garanties de capacités, faites par les producteurs, négociants et fournisseurs, notamment vers les consommateurs finals, avec leurs contraintes économiques et techniques, le cas échéant leurs conditions d'approvisionnement par l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique mentionné à l'article L. 336-1 ».

⁶⁷ Voir l'article L. 134-26 du code de l'énergie : « (...) est regardé comme un abus du droit d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique tout achat d'électricité nucléaire historique dans le cadre du dispositif d'accès régulé à celle-ci sans intention de constituer un portefeuille de clients y ouvrant droit, en particulier tout achat de quantités d'électricité nucléaire historique excédant substantiellement celles nécessaires à l'approvisionnement de sa clientèle et sans rapport avec la réalité du développement de son activité et les moyens consacrés à celui-ci, et plus généralement toute action participant directement ou indirectement au détournement des capacités d'électricité nucléaire historique à prix régulé ».

⁶⁸ CRE, Rapport d'évaluation du dispositif ARENH entre 2011 et 2017, page 36.

⁶⁹ CRE, Rapport d'évaluation du dispositif ARENH entre 2011 et 2017, page 36.

97. Il s'ensuit que le contrôle effectué *a posteriori* par la CRE au titre des compléments de prix n'implique pas de vérification effective de l'utilisation qui est faite de ces volumes dans la construction des offres de détail. Une telle vérification impliquerait, par exemple, « (...) *le contrôle exhaustif des contrats signés avec les consommateurs afin de s'assurer de la prise en compte d'ARENH dans le prix de l'offre des fournisseurs (...)* », ce que la CRE estime irréalisable : « *le contrôle exhaustif, ex post, des conditions de prix des contrats entre les fournisseurs et les clients finals est à écarter, eu égard au volume et à la complexité des données à analyser et au coût de gestion afférent* »⁷⁰.
98. Dès lors, compte tenu de l'incertitude entourant, d'une part, la répercussion effective de la mesure auprès de l'ensemble des consommateurs français, quelle que soit l'offre souscrite, et, d'autre part, la nature et le délai du contrôle par la CRE, qui restent à définir, ainsi que les sanctions potentiellement applicables, l'Autorité recommande de renforcer le dispositif de mesures permettant de vérifier que la mesure exceptionnelle bénéficiera effectivement aux consommateurs. En particulier, l'Autorité considère qu'il serait utile de renforcer l'obligation, pour chaque fournisseur bénéficiant de volumes d'électricité supplémentaires, de rendre compte, de manière détaillée, auprès de la CRE de la façon dont ces volumes ont été répercutés dans les différents contrats, par catégories de clients et par catégorie de contrats.

Recommandation n° 1 : L'Autorité recommande de renforcer les mesures de contrôle pour vérifier que ce dispositif exceptionnel bénéficiera effectivement aux consommateurs ; ce renforcement pourrait, par exemple, prendre la forme de l'obligation, pour chaque fournisseur bénéficiant de volumes d'électricité supplémentaires, de rendre compte, de manière détaillée, auprès de la CRE de la façon dont ces volumes ont été répercutés dans les différents contrats, par catégories de clients et par catégorie de contrats. Cela permettrait également de tirer un bilan de l'efficacité de la mesure (voir recommandation n° 5, ci-dessous), nécessaire pour éclairer la prise de décision sur d'éventuelles futures régulations.

4. LA PROPORTIONNALITE DE LA MESURE

99. L'Autorité s'interroge sur la proportionnalité de la mesure par rapport à l'objectif poursuivi, compte tenu du fait qu'elle est d'application générale et ne cible pas directement les clients les plus exposés à la crise (a) et que les échanges de volumes qu'elle va engendrer sont susceptibles d'entraîner des perturbations sur les marchés de gros (b).

a) Le caractère général de la mesure

100. Le 13 octobre 2021, la Commission européenne a publié une Communication sur la lutte contre la hausse des prix de l'énergie, dans laquelle elle a listé des mesures de court et de long terme permettant aux États membres de « *faire face à l'impact immédiat de la hausse actuelle des prix et renforcer encore la résilience face aux chocs futurs* »⁷¹.

⁷⁰ CRE, Rapport d'évaluation du dispositif ARENH entre 2011 et 2017, page 37.

⁷¹ Commission européenne, Communication du 13 octobre 2021, Lutte contre la hausse des prix de l'énergie : une panoplie d'instruments d'action et de soutien, COM(2021) 660 final.

101. Elle a précisé que vingt États membres ont pris ou envisagent de prendre des mesures, souvent dans le but d'atténuer les effets de la crise sur les plus vulnérables, notamment les ménages en situation de précarité énergétique, les plus petites entreprises et les industries à forte intensité énergétique. Il s'agit notamment de plafonds sur les prix et de réductions fiscales temporaires pour les consommateurs d'énergie qui sont vulnérables, ou de bons et de subventions pour les consommateurs et les entreprises.
102. Elle a insisté sur le fait que ces mesures doivent être déployées en tenant compte de ce que la transition vers une énergie propre constitue la meilleure assurance contre les chocs futurs et doit être accélérée. Parmi les mesures d'urgence, elle a invité les États membres à, notamment :
- *« fournir une aide d'urgence au revenu aux consommateurs en situation de précarité énergétique, par exemple au moyen de bons ou de paiements partiels des factures, laquelle peut provenir des recettes du SEQE de l'UE ;*
 - *autoriser des reports temporaires de paiement des factures ;*
 - *mettre en place des garde-fous afin d'éviter les coupures du réseau ;*
 - *prévoir des réductions temporaires et ciblées des taux de taxation pour les ménages vulnérables ;*
 - *fournir des aides aux entreprises ou aux industries, dans le respect des règles de l'UE en matière d'aides d'État ;*
 - *intensifier les contacts internationaux dans le domaine de l'énergie afin de garantir la transparence, la liquidité et la flexibilité des marchés internationaux ;*
 - *enquêter sur tout comportement anticoncurrentiel éventuel sur le marché de l'énergie et demander à l'Autorité européenne des marchés financiers (AEMF) de renforcer encore le suivi de l'évolution du marché du carbone ;*
 - *favoriser un accès plus large aux contrats d'achat d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables et soutenir ceux-ci au moyen de mesures d'accompagnement ».*
103. S'agissant des aides fournies aux entreprises ou aux industries, la Commission a précisé que *« [l]es mesures de nature générale, qui aident de manière égale tous les consommateurs d'énergie, ne constituent pas des aides d'État. Ces mesures non sélectives peuvent par exemple prendre la forme de réductions des taxes ou des prélèvements ou d'un taux réduit pour l'approvisionnement en gaz naturel, en électricité ou en chauffage urbain. Dans la mesure où les interventions nationales sont considérées comme des aides, elles peuvent être jugées compatibles avec les règles en matière d'aides d'État si elles remplissent certaines conditions. Par exemple, les aides sous la forme de réductions de taxes environnementales harmonisées jusqu'à concurrence du minimum fixé dans la directive sur la taxation de l'énergie peuvent être mises en œuvre par les États membres sans notification préalable à la Commission. Des mesures de soutien plus ciblées peuvent être utilisées pour aider les entreprises ou les industries à s'adapter en temps utile et à participer pleinement à la transition énergétique »⁷².*

⁷² Commission européenne, Communication du 13 octobre 2021 précitée, page 12.

104. De manière générale, l’Autorité considère qu’il convient de privilégier la mise en œuvre de mesures ciblées qui permettent d’atteindre, de manière aussi, voire plus efficace, l’objectif de protection des clients les plus sévèrement exposés à la crise.
105. Cependant, l’Autorité observe que la plupart des mesures listées par la Commission ont été mises en œuvre par le Gouvernement, de manière graduelle, depuis le début de la crise. Ainsi, une aide d’urgence aux consommateurs en situation de précarité énergétique a été accordée via le versement d’un chèque énergie supplémentaire (voir paragraphe 52 ci-dessus), des fournisseurs de secours en électricité ont été désignés pour assurer la continuité d’approvisionnement des consommateurs en cas de défaillance d’un fournisseur et ainsi éviter les coupures du réseau, et enfin, le taux de la taxe énergétique (TICFE) a été réduit au minimum (voir paragraphe 53 ci-dessus).
106. Au vu de l’ampleur de la crise de la fin de l’année 2021 (et notamment en décembre 2021), la DGEC a expliqué que ces mesures sont apparues insuffisantes pour contenir la hausse des factures en deçà des prévisions initiales et notamment pour tenir le bouclier tarifaire annoncé par le gouvernement (hausse du TRV plafonnée à 4 % TTC). Ainsi, les hausses de prix initialement anticipées entre environ +10 % et +20 % sur un an ont finalement été revues à environ +40 % pour les ménages et +150 % pour les gros consommateurs⁷³. Dans ce contexte, le Gouvernement a décidé d’avoir recours à une mesure supplémentaire, susceptible de bénéficier à l’ensemble des consommateurs compte tenu des hausses très importantes qui pouvaient mettre en péril la situation des ménages comme celle des entreprises.
107. Selon la DGEC, le relèvement temporaire du plafond ARENH était la seule manière d’aider les consommateurs non résidentiels, et notamment les entreprises électro-intensives qui sont particulièrement exposées à la crise actuelle :
- « L’idée est que la répercussion soit assurée pour tous les consommateurs, chaque consommateur devant en bénéficier proportionnellement aux droits ARENH qu’il génère (ceux-ci étant déterminés sur la base de ses volumes de consommation et du profil de consommation sur les différentes heures de l’année).*
- (...)
- Le recours à la seule mesure fiscale (baisse de la TIFCE) ne permettait que de toucher imparfaitement les consommateurs professionnels, dans la mesure où les entreprises électro-intensives sont déjà exonérées de la majorité de ces taxes. En outre, une action sur la TVA se serait révélée inefficace pour ces mêmes publics. Ainsi, la mesure ARENH était la seule mesure à notre disposition qui permettait de toucher effectivement l’industrie et les consommateurs professionnels au-delà des effets de l’abaissement de la TICFE. Elle permet en effet de toucher tous les consommateurs »⁷⁴.*
108. Ainsi, alors que la baisse de la TICFE et le gel des TRV Bleu constituent des mesures bénéficiant davantage aux petits clients (professionnels et particuliers), la mesure ARENH permet, quant à elle, d’atteindre les grandes entreprises industrielles, qui bénéficient proportionnellement de beaucoup de droits ARENH en raison de leurs importants volumes de consommation d’électricité et de leur profil de consommation plat. Ces clients disposent, pour la plupart, de contrats d’électricité incluant une clause d’indexation ARENH, de sorte

⁷³ Compte-rendu d’entretien entre la DGEC et les services d’instruction, (cote 121).

⁷⁴ Cote 121.

que le bénéfice des volumes supplémentaires devrait leur être mécaniquement et contractuellement répercuté.

109. Selon la DGEC, « [i]l n'était pas possible d'envisager une mesure plus ciblée reposant, par exemple, uniquement sur des subventions aux entreprises fortement consommatrices, car cela reviendrait à faire des aides d'État qui ne sont pas tolérées par le droit de l'union européenne. La mesure ARENH était donc la seule mesure générale qui permettait de les toucher de manière non sélective. (...) »⁷⁵.
110. L'Autorité en prend acte, mais recommande, pour l'avenir, la mise en œuvre de mesures plus ciblées et plus directes qui permettent d'atteindre, de manière aussi, voire plus efficace, l'objectif de protection des clients les plus sévèrement exposés à la crise. À titre d'exemple, il est possible de recourir à un gel partiel de tous les prix de détail pour les foyers les plus modestes, ou encore d'élargir l'éligibilité du chèque énergie en complément des montants que le Gouvernement a décidé d'attribuer. Le recours à des mesures directement favorables aux clients est plus efficace et proportionné à l'objectif recherché que le fait de recourir davantage à une régulation générale comme l'ARENH qui, d'une part, est déjà par sa nature même dérogatoire aux règles de libre concurrence et qui, d'autre part, repose sur un transfert financier indirect via des intermédiaires, les fournisseurs.

Recommandation n° 2 : L'Autorité recommande, pour l'avenir, la mise en œuvre de mesures plus ciblées qui permettent d'atteindre, de manière aussi voire plus efficace, l'objectif de protection des clients les plus sévèrement exposés à la crise.

b) Les risques de perturbations sur les marchés de gros

111. L'Autorité relève qu'en pratique, l'attribution *a posteriori* des volumes supplémentaires d'ARENH conduira à des échanges sur le marché de gros⁷⁶ et, par conséquent, est susceptible de modifier son équilibre ainsi que les couvertures⁷⁷ réalisées par les opérateurs préalablement à l'annonce de cette mesure. En effet, les fournisseurs alternatifs vont théoriquement être conduits à revendre l'équivalent de 20 TWh et EDF à racheter un volume

⁷⁵ Cote 121.

⁷⁶ Le marché de gros désigne le marché où l'électricité est négociée (achetée et vendue) avant d'être livrée aux clients finals (particuliers ou entreprises) via le réseau. On distingue, d'une part, les produits spot ou au comptant, afférents notamment aux mécanismes pan-européens de couplage des marchés journalier et infra journalier (avec des produits achetés pour une livraison le lendemain ou le jour même) et, d'autre part, les produits à terme (achetés pour une livraison sur une période plus lointaine fixée). Les acteurs qui interviennent sur le marché de gros sont : les producteurs d'électricité qui négocient et vendent la production de leurs centrales électriques ; les fournisseurs d'électricité qui négocient et s'approvisionnent en électricité et la vendent ensuite aux clients finals pour leur consommation ; les négociants qui achètent pour revendre (ou inversement) et favorisent ainsi la liquidité du marché ; les opérateurs d'effacement qui valorisent la consommation évitée de leurs clients (<https://www.cre.fr/Electricite/Marche-de-gros-de-l-electricite/presentation-du-marche-de-gros-de-l-electricite>).

⁷⁷ Lorsqu'un fournisseur signe un contrat avec un client, il se couvre généralement pour la majeure partie des livraisons qu'il devra effectuer, en prenant en compte ses actifs de production et en achetant les produits à terme nécessaires (<https://www.cre.fr/Electricite/Marche-de-gros-de-l-electricite/presentation-du-marche-de-gros-de-l-electricite>). Les politiques de couverture sont propres à chaque acteur et dépendent de leur stratégie « [d'] exposition au risque prix - i.e. les risques liés à la volatilité du prix des énergies sur les marchés de court terme » (cote 116).

équivalent. Les conditions de ces échanges dépendront du comportement des fournisseurs alternatifs et de la fluidité du marché au moment où ils auront lieu.

112. La disponibilité actuelle du parc nucléaire d'EDF ne lui permet *a priori* pas d'augmenter sa production pour éviter d'avoir recours au marché pour l'équivalent de 20 TWh⁷⁸. Dans ses observations présentées dans le cadre du présent avis, EDF indique ainsi que « [I]a fixation par le projet de décret d'une date de livraison des volumes d'électricité à l'ARENH au 1^{er} avril 2022 va inmanquablement conduire EDF à devoir racheter sur les marchés de gros de l'électricité à des conditions économiques défavorables les volumes d'électricité qu'elle doit mettre à la disposition des fournisseurs alternatifs au prix de 46,2 euros/MWh. (...) Ainsi, compte tenu de sa position fermée⁷⁹, EDF sera contrainte, pour respecter l'augmentation de ses engagements de livraison en 2022 causée par la hausse du plafond de l'ARENH, de procéder à des achats sur le marché dont le niveau de prix est significativement supérieur à celui de l'ARENH »⁸⁰.
113. En théorie, les échanges ne devraient pas avoir d'impact structurel sur les prix des marchés de gros, car, s'agissant de cette quantité supplémentaire de 20 TWh, les achats d'EDF devraient être équivalents aux ventes des fournisseurs alternatifs. L'opération ne devrait donc pas conduire à déplacer le prix d'équilibre, mais simplement à échanger la position respective des acheteurs et des vendeurs.
114. Cette conclusion repose toutefois sur l'hypothèse que les « (...) fournisseurs alternatifs, (...) ont *a priori* couvert leurs approvisionnements pour l'année 2022, appliquant, comme EDF, une politique de gestion du risque de couverture. Ils disposent donc *a priori* des volumes nécessaires pour approvisionner leurs clients et le fait qu'ils reçoivent 20 TWh d'ARENH supplémentaires les conduira à remettre sur les marchés un volume équivalent »⁸¹. *A priori*, tous les grands opérateurs qui définissent leur stratégie sur le long terme et qui représentent la majorité des volumes ont réalisé ces couvertures de risque. Néanmoins, au vu des conditions de marché très défavorables constatées en fin d'année 2021, il ne peut être exclu que certains fournisseurs ne se soient pas entièrement couverts et aient préféré attendre que les prix baissent pour acheter certains volumes.
115. La DGEC a expliqué que « [I]es politiques de couvertures sont néanmoins propres à chaque acteur de marchés, il est en effet possible que certains d'entre eux ne disposent pas encore de tous les volumes suffisants pour couvrir leur portefeuille (...). Ils pourraient dans ce cas utiliser une partie des 20 TWh d'ARENH supplémentaires pour combler ces volumes »⁸², et donc remettre sur le marché des volumes excédentaires moindres que les volumes supplémentaires d'ARENH qui leur seront livrés à partir d'avril 2022.
116. Au-delà de ce risque hypothétique, un déséquilibre pourrait également apparaître en fonction du calendrier et du rythme effectifs des échanges sur le marché. En effet, pour réajuster la couverture de ces approvisionnements, EDF devrait *a priori* acheter l'équivalent de 20 TWh

⁷⁸ Le 13 janvier, EDF a annoncé la révision à la baisse de sa production nucléaire pour 2022 dans une fourchette de 300 - 330 TWh, contre 330 - 360 TWh, puis le 7 février a de nouveau ajusté son estimation de production nucléaire 2022 à 295 - 315 TWh.

⁷⁹ Voir en ce sens, cote 116 : « autrement dit, elle a réalisé les opérations de vente et d'achat lui permettant de couvrir son portefeuille pour l'année 2022 pour être normalement à l'équilibre ».

⁸⁰ Contribution d'EDF (cote 109).

⁸¹ Compte-rendu d'entretien entre les services d'instruction et la DGEC, (cote 117).

⁸² Compte-rendu d'entretien entre les services d'instruction et la DGEC, (cote 117).

prochainement et potentiellement dans un court laps de temps. Or, s'agissant des fournisseurs alternatifs, il n'est pas possible de savoir par avance quand et à quel rythme ces derniers vont remettre en jeu leurs volumes excédentaires. Un éventuel décalage pourrait conduire à ce que la demande de volumes par EDF soit plus importante que l'offre remise en jeu sur le marché par les fournisseurs alternatifs, posant des problèmes de liquidité sur les marchés et pouvant éventuellement se traduire par une volatilité accrue des prix de gros.

117. De la même manière, la question se pose également de savoir si les volumes qui vont être échangés sur le marché, soit l'équivalent de 20 TWh, sont proportionnés et compatibles avec les volumes échangés habituellement sur le marché sur des périodes limitées de temps. Or, *« si les volumes en question sont trop importants par rapport à ceux normalement échangés sur les marchés sur cette période, cela peut éventuellement gêner la formation du prix »*⁸³. Cela pose la question de la profondeur du marché en fonction de la période d'échanges considérée et du type de produits échangés.
118. L'Autorité comprend que la période durant laquelle les volumes vont en principe être échangés dépend en grande partie des futures délibérations de la CRE qui indiqueront comment ces volumes supplémentaires d'ARENH seront valorisés sur le marché pour les intégrer dans la formule tarifaire du TRV (par exemple, en prenant en compte la moyenne pondérée des prix de marché sur une période de temps à définir). EDF devrait en théorie intégrer ces conditions tarifaires dans sa stratégie d'approvisionnement et pour ce faire réaliser ses opérations de couverture durant la période de valorisation qui sera retenue par la CRE. De la même manière, un certain nombre de fournisseurs qui ont pour stratégie tarifaire la réplique du TRV dans leurs propres prix devraient eux aussi réaliser leurs échanges durant cette même période. Selon la DGEC, *« [c]'est la détermination de cette méthode normative par la CRE qui va ensuite influencer le comportement des fournisseurs concernant la revente des volumes équivalents et ainsi déterminer la liquidité des prix sur le marché »*⁸⁴.
119. Il convient de relever que ces échanges porteront sur des produits infra-annuels (trimestriels, voire mensuels). L'Autorité ne dispose pas des données quantitatives lui permettant de mesurer l'importance de ces volumes par rapport à ceux qui sont habituellement échangés. Elle relève tout de même le fait que *« [l]es données fournies par les rapports de la CRE sur les marchés de gros (voir page 20 du rapport établi au 4ème trimestre 2020) montrent que les volumes annuels échangés sur les marchés pour des produits mensuels sont supérieurs à 200 TWh et également supérieurs à 200 TWh pour les produits trimestriels »*⁸⁵. Sur le premier trimestre 2020, les volumes de produits mensuels échangés représentaient environ 67,8 TWh, tandis que les volumes de produits trimestriels équivalaient à 69,4 TWh⁸⁶. Ainsi, les 20 TWh de volumes qui vont être échangés vont représenter un incrément d'échanges d'environ 15 % maximum⁸⁷ sur cette période.
120. Enfin, il convient de souligner qu'un risque spéculatif ne peut être exclu. Certains fournisseurs alternatifs pourraient en effet décider de ne pas vendre immédiatement leurs

⁸³ Compte-rendu d'entretien entre les services d'instruction et la DGEC, (cote 115).

⁸⁴ Compte-rendu d'entretien entre les services d'instruction et la DGEC, (cote 116).

⁸⁵ Compte-rendu d'entretien entre les services d'instruction et la DGEC, (cote 118).

⁸⁶ CRE, Observatoire des marchés de gros pour le 4^e trimestre 2020, page 20.

⁸⁷ Cela concerne les échanges sur le marché, mais des échanges de gré à gré entre EDF et les fournisseurs alternatifs, en dehors des marchés, peuvent aussi avoir lieu.

volumes excédentaires sur le marché, ce qui aurait aussi pour effet de faire monter artificiellement les prix. La DGEC a toutefois précisé que « *cela correspondrait à des comportements anormaux de marché, voire à des manipulations illicites pouvant être sanctionnées par les autorités de régulation sectorielle et concurrentielles.* »⁸⁸

121. L'Autorité relève donc que la mesure exceptionnelle devrait conduire à des rééquilibrages sur le marché de part et d'autre et identifie un risque que ces échanges puissent déstabiliser les prix de marché et, ainsi, modifier l'équilibre préexistant entre les fournisseurs au-delà d'un simple échange des positions nettes entre acheteurs et vendeurs. Compte tenu du délai dans lequel elle a dû se prononcer et en l'absence de données quantitatives nécessaires à une telle évaluation, l'Autorité n'est cependant pas en mesure d'évaluer avec précision la probabilité d'occurrence d'un tel risque. Elle préconise par conséquent qu'un contrôle renforcé soit effectué par la CRE⁸⁹ sur les comportements des fournisseurs concernant la revente de leurs volumes supplémentaires sur le marché, dans le cadre de l'application du Règlement « REMIT », pouvant donner lieu à la saisine du Comité de règlement des différends et sanctions (CoRDIS) si des manipulations sont détectées.
122. Cela correspond d'ailleurs à l'une des recommandations faites par la Commission dans sa Communication sur les prix de l'énergie susmentionnée. En effet, la Commission préconise d'anticiper les risques pour la sécurité d'approvisionnement et de garantir la transparence et l'intégrité du fonctionnement des marchés, en dissipant les craintes de pratiques manipulatoires ou d'abus. Pour ce faire, elle indique qu'il convient de mobiliser tous les leviers de surveillance du marché et d'exécution dont elle dispose, en partenariat avec les États membres, en particulier l'instrument de surveillance que constitue le règlement sur l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie (REMIT) afin de détecter les manipulations de marché⁹⁰.

Recommandation n° 3 : L'Autorité recommande qu'un contrôle renforcé soit effectué par la CRE sur la revente, par les fournisseurs, de leurs volumes supplémentaires d'électricité sur le marché, pour s'assurer que ces fournisseurs n'adoptent pas de comportements opportunistes sur les marchés de gros durant cette période exceptionnelle.

B. SUR LE PRIX AUQUEL SERONT VENDUS LES VOLUMES SUPPLEMENTAIRES D'ARENH

123. Le projet d'arrêté (« pris en application de l'article L. 337-16 du code de l'énergie et fixant le prix des volumes d'électricité additionnels cédés dans le cadre de la période de livraison exceptionnelle instaurée par le décret du xx, pris en application de l'article L. 336-10 du code de l'énergie »), objet du présent avis, fixe, de manière exceptionnelle et uniquement pour la cession des 20 TWh de volumes d'électricité additionnels, un prix de 46,2 euros/MWh. Ce prix diffère substantiellement de celui fixé pour les volumes d'ARENH ordinairement cédés chaque année, à savoir 42 euros/MWh.

⁸⁸ Compte-rendu d'entretien entre les services d'instruction et la DGEC (cote 118).

⁸⁹ La CRE a une mission de surveillance des marchés de gros de l'énergie, qui s'inscrit depuis le 28 décembre 2011 dans le cadre de REMIT (règlement européen relatif à l'intégrité et à la transparence des marchés de gros de l'énergie (règlement (UE) N°1227/2011 du 25 octobre 2011)).

⁹⁰ Commission européenne, Communication du 13 octobre 2021 précitée, pages 9-10.

124. La réévaluation de ce prix apparaît cohérente avec l'article L. 337-16 du code de l'énergie, tel que modifié par la loi Énergie-Climat, qui prévoit que l'évolution du volume global maximal d'ARENH défini par l'article L. 336-2 peut être prise en compte dans le cadre d'une éventuelle révision du prix ARENH (voir paragraphe 13 ci-dessus).
125. Il convient toutefois de rappeler que, conformément à l'article L. 336-1 du code de l'énergie, le prix des quantités d'énergie cédées est censé refléter les conditions économiques de production d'électricité par les centrales nucléaires d'EDF mises en service avant le 8 décembre 2010 (voir paragraphe 13 ci-dessus). Alors qu'il avait initialement été fixé à 40 euros/MWh lors de la mise en place du dispositif en 2011, il a par la suite été porté à 42 euros/MWh en 2012⁹¹ et n'a jamais été modifié depuis lors, malgré le dispositif de la décision de la Commission européenne du 12 juin 2012 précitée qui appelait à un réexamen annuel, tout comme le texte de l'article L. 337-14 du code de l'énergie. Le projet d'arrêté examiné en l'espèce ne fait référence à aucune méthodologie relative au calcul du prix de ces volumes supplémentaires d'ARENH, reposant sur une étude quantitative et comptable des coûts supportés par EDF dans le cadre de sa production nucléaire.
126. Comme relevé par l'Autorité dans son avis n° 10-A-08, « [l]e prix (...) ne doit être ni supérieur au coût de production du mégawattheure concerné, ce qui reviendrait à maintenir l'avantage actuel d'EDF que les autres producteurs ne sont pas en mesure d'égaliser, ni être inférieur à ce coût, auquel cas EDF subventionnerait de fait les autres charges de ses concurrents (approvisionnement en électricité de pointe et coûts de fonctionnement propres à chaque entreprise) »⁹². Dans son avis n° 14-A-16, l'Autorité avait de nouveau pointé les risques liés à une mauvaise évaluation du prix de l'ARENH du point de vue de la concurrence : « (...) En effet, une surévaluation du prix de l'ARENH créerait un risque de subventions croisées entre l'activité nucléaire et les autres activités d'EDF, ce qui aurait notamment des conséquences sur les conditions de concurrence sur le segment du complément de fourniture. Inversement, une sous-évaluation du prix de l'ARENH dissuaderait les opérateurs alternatifs d'investir dans des moyens de production nouveaux et accentuerait leur dépendance à un dispositif réputé être transitoire. »⁹³ (soulignement ajouté).
127. L'Autorité comprend de ses échanges avec la DGEC que « le prix de 46,2 € correspond numériquement au niveau de 42€/MWh, revalorisé de l'évolution de l'indice des prix à la consommation constatée depuis le 1^{er} janvier 2012 »⁹⁴ (soit environ 10 % d'inflation). Cette prise en compte est prévue à l'article L. 337-16 du code de l'énergie tel que modifié par la loi Énergie-Climat, en vertu duquel « [p]armi les éléments pouvant être pris en compte pour réviser ce prix figurent notamment l'évolution de l'indice des prix à la consommation (...) ».
128. À titre général, elle relève qu'il lui apparaît légitime de fixer un prix actualisé de l'inflation pour la vente des volumes ARENH.

⁹¹ Ce prix a été calculé en application du rapport Champsaur pour les besoins du démarrage du dispositif après l'entrée en vigueur de la loi NOME.

⁹² Avis n° [10-A-08](#) du 17 mai 2010 relatif au projet de loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, paragraphe 126.

⁹³ 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, paragraphe 53.

⁹⁴ Compte-rendu d'entretien entre la DGEC et les services d'instruction (cote 121).

129. Toutefois, si la méthodologie suivie dans le cadre de cette mesure exceptionnelle consiste à prendre en compte l'inflation, l'Autorité s'interroge sur le fait qu'une telle actualisation soit, pour la première fois et de manière temporaire, appliquée dans le cadre de cette cession exceptionnelle de 20 TWh supplémentaires. Cela conduit à s'interroger sur le caractère potentiellement sous-évalué du prix de 42 euros/MWh auquel les volumes ARENH sont vendus dans le cadre du dispositif ordinaire.
130. Selon la DGEC, la réévaluation du prix à 46,2 euros/MWh est justifiée de manière temporaire et précisément pour la cession de ces volumes supplémentaires. Elle explique « [qu']au vu de l'impact sur [EDF], c'était un signal que le Gouvernement était prêt à donner. D'autant plus que la disponibilité du parc nucléaire est plus faible cette année ce qui justifie aussi que l'on augmente le prix car à coûts constants, on a un volume de production moindre. (...) ce niveau se justifie essentiellement par la baisse de la production nucléaire sur l'année 2022 conjuguée, dans le même temps, à une hausse du plafond de l'ARENH, lesquelles rendent temporairement nécessaire une hausse du prix de l'ARENH. »⁹⁵
131. En tout état de cause, en l'absence de méthodologie explicite, l'Autorité n'est pas en mesure d'évaluer avec précision si la réévaluation de ce prix est proportionnée à la baisse annoncée de la production nucléaire pour 2022. Elle rappelle, à toutes fins, qu'elle préconise, depuis la mise en place du dispositif ARENH, que les règles de calcul du prix ARENH soient définies de manière claire et prévisible et reposent sur des principes comptables transparents permettant de garantir la couverture des coûts encourus par EDF tels qu'actuellement définis à l'article L. 337-14 du code de l'énergie⁹⁶. À cet égard, elle souligne que le prix de cession des volumes ARENH, que ce soit dans le cadre du mécanisme ordinaire ou de cette mesure exceptionnelle, ne peut être seulement déterminé par des compromis et la volonté de minimiser l'impact des cessions d'ARENH sur l'état financier d'EDF, mais doit faire l'objet d'un calcul reposant sur une méthodologie prédéfinie et vérifiable.
132. L'Autorité observe, par ailleurs, qu'EDF a souligné dans ses observations que : « *Le prix [de 46,2 euros/MWh] censé refléter effectivement les conditions économiques de production et permettant ainsi d'assurer une juste rémunération de l'outil de production d'EDF devrait à l'évidence s'appliquer à l'ensemble des volumes d'ARENH, pour ce guichet comme pour les suivants* ». L'Autorité appelle, dès lors, l'attention du Gouvernement sur la circonstance qu'EDF risque de demander que le prix de 46,2 euros/MWh, conçu comme exceptionnel, devienne le nouveau prix de référence de l'ARENH pour 2023 et pour les guichets suivants. EDF demande, en outre, que le prix de 46,2 TWh soit appliqué au volume d'ARENH de 120 TWh, et non aux seuls 20 TWh additionnels.

C. SUR LE REHAUSSEMENT EXCEPTIONNEL DU PLAFOND D'ARENH

133. Le projet d'arrêté (« 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, pris en application de l'article L. 336-2 du code de l'énergie »), également objet du présent avis,

⁹⁵ Compte-rendu d'entretien entre les services d'instruction et la DGEC, (cote 121).

⁹⁶ Voir en ce sens l'avis n° 10-A-08 du 17 mai 2010 relatif au projet de loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité ; 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.

porte à 120 TWh le volume global maximal d'électricité nucléaire historique pouvant être cédé par EDF aux fournisseurs qui en font la demande. L'Autorité relève que cette mesure conduit à augmenter les volumes d'électricité vendus en dehors du marché, à un prix régulé, dans le cadre d'un mécanisme dérogatoire aux règles de libre fonctionnement des marchés et de concurrence.

134. L'Autorité souligne que c'est dans le cadre de l'examen de la compatibilité des TRV Jaune et Vert par la Commission européenne au regard des règles relatives aux aides d'État, que la France a pris l'engagement de mettre en place un dispositif temporaire d'accès régulé à l'énergie nucléaire historique produite par les installations existantes au bénéfice des fournisseurs alternatifs⁹⁷. Cependant, l'une des caractéristiques de ce droit d'accès, défini dans la décision de la Commission européenne, consiste dans le plafond du volume d'électricité nucléaire historique régulé mis à la disposition des opérateurs alternatifs, fixé à 100 TWh. Le rehaussement du plafond d'électricité nucléaire historique envisagé par le Gouvernement, au-delà du volume mentionné dans la décision de 2012, n'est pas prévu dans cette décision.
135. S'agissant de la quantification du niveau de volumes supplémentaires, l'Autorité note que le projet d'arrêté ne fait pas référence à une méthodologie particulière. Elle n'est donc pas en mesure d'évaluer si ces volumes sont strictement nécessaires et proportionnés aux besoins exceptionnels induits par la crise, contrairement aux prescriptions susvisées de l'article L. 336-2 du code de l'énergie.
136. En l'absence de méthodologie, il est toutefois possible de constater que le plafond de 100 TWh avait été initialement déterminé dans une période où la pénétration concurrentielle était encore faible, alors que désormais la part de marché des fournisseurs alternatifs a largement augmenté, rendant ainsi les volumes ARENH disponibles chaque année de moins en moins dimensionnés à la taille du portefeuille des alternatifs.
137. En tout état de cause, la détermination des 20 TWh semble, dans le cas d'espèce, relever d'une logique de compromis, la DGEC ayant expliqué que le besoin théorique se situait plutôt aux alentours de 30 TWh supplémentaires⁹⁸, tandis que certains fournisseurs ainsi que la CRE demandent le relèvement du plafond au maximum prévu par la loi Énergie-Climat (c'est-à-dire 150 TWh) depuis ces dernières années (voir paragraphe 44 ci-dessus).
138. Par ailleurs, les opérateurs alternatifs, notamment réunis au sein de l'ANODE, saluent la mesure envisagée mais demandent, d'ores et déjà, la pérennisation de la hausse du plafond de l'ARENH au-delà de 2022. Ils justifient leur demande au regard de l'état des prix de l'électricité sur les marchés de gros et du risque de hausse des TRV au 1^{er} février 2023. L'Autorité appelle, dès lors, l'attention du Gouvernement sur la circonstance que les opérateurs alternatifs risquent de demander que le plafond de 120 TWh, là encore conçu comme exceptionnel, devienne le nouveau plafond de l'ARENH pour 2023 et pour les guichets suivants.

⁹⁷ Commission européenne, décision du 12 juin 2012 précitée, paragraphes 165 et suivants.

⁹⁸ Compte-rendu d'entretien entre les services d'instruction et la DGEC, (cote 118).

D. LA NÉCESSITE D'ENGAGER RAPIDEMENT DES REFLEXIONS SUR LA REGULATION A VENIR DU SECTEUR

139. Le caractère exceptionnel et transitoire de la mesure est cohérent avec l'urgence de la situation et le caractère inédit de la crise du marché. Toutefois, il convient d'anticiper le risque de sa prolongation en 2023. EDF a d'ailleurs récemment ajusté son estimation de production nucléaire pour l'an prochain à 300-330 TWh contre 340-370 TWh précédemment, ce qui laisse supposer que les tensions sur les prix des marchés de gros devraient vraisemblablement perdurer dans le temps.
140. Dans ce cadre, si le Gouvernement anticipe que la crise se poursuive au-delà de 2022, l'Autorité souligne qu'il convient, le plus rapidement possible, d'engager une réflexion sur des mesures de moyen terme d'ici les prochains guichets ARENH, permettant à tous les acteurs – EDF et les fournisseurs alternatifs – de formuler des anticipations adéquates et, le cas échéant, de procéder à des opérations de couverture en amont sur les marchés à terme pour réduire la dépendance de leurs offres de détail à la volatilité des cours (notamment en fin d'année, à l'issue du guichet ARENH). En effet, l'Autorité considère qu'il faut éviter d'avoir de nouveau recours à une mesure curative intervenant tardivement et conduisant à des rééquilibrages sur les marchés et des risques de non-répercussion aux clients finals.
141. Les questions de la quantité d'ARENH disponible pour les prochains guichets (et notamment d'un nouveau relèvement du plafond au-delà de 100 TWh) et du prix de ces volumes méritent d'être arbitrées à moyen terme, dans l'attente d'une refonte générale et pérenne du système de l'ARENH que l'Autorité appelle de ses vœux pour préparer l'échéance de 2025.
142. En effet, conformément à ce que l'Autorité a déjà indiqué dans plusieurs de ses avis et rapports sur l'ARENH, le relèvement du plafond ne peut être qu'une solution de court terme qui pourrait atténuer partiellement la crise énergétique actuelle. Il est nécessaire de penser une réforme dans le temps long, pour permettre une stabilité des prix grâce à l'outil de production nucléaire.
143. Le fait que le plafond en volume de l'ARENH ait régulièrement été atteint depuis 2019 met en évidence les limites de la régulation actuelle (voir paragraphe 45 ci-dessus). Ces dysfonctionnements ne sont donc pas nouveaux, mais ils paraissent aujourd'hui exacerbés par la crise actuelle et démontrent l'absence de résilience du système de régulation ARENH, tel qu'actuellement conçu, et son incapacité à maintenir un fonctionnement sain du marché de détail au bénéfice des consommateurs finals.
144. Dans son dernier rapport en la matière, l'Autorité a considéré que *« 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 »*⁹⁹.
145. Le relèvement du plafond ARENH envisagé, même de façon temporaire, conduit une fois de plus, à s'interroger sur le caractère prétendument transitoire du dispositif, alors que l'échéance de 2025 approche. De manière générale, il conduit à rappeler les objectifs assignés à l'ARENH, à savoir l'émergence de la concurrence à l'amont et la baisse

⁹⁹ Rapport d'évaluation de l'Autorité de la concurrence du 24 décembre 2020 sur le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, paragraphe 63.

significative des prix de détail en aval. Or, aucun de ces objectifs n'a été atteint. Dans ce cadre, et comme souligné par l'Autorité dans son avis n° 19-A-01, « [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 et de leur éventuelle hiérarchisation »¹⁰⁰.

146. 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.
147. 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.
148. Dans le même sens, dans son document de consultation publique du début de l'année sur la nouvelle régulation économique du nucléaire existant, la DGEC relevait : « 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. »¹⁰¹
149. 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. Ces constats impliquent de repenser la place du nucléaire dans la régulation du système 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.
150. Dans son rapport quinquennal publié en 2020, l'Autorité a rappelé que 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.
151. Dans la perspective des réflexions à mener, l'Autorité recommande que le Gouvernement fasse un bilan de la mesure envisagée, en vue de nourrir la réflexion qui devra être menée au sujet de la régulation de l'accès à l'électricité nucléaire historique après 2025, et d'engager rapidement les réflexions sur la régulation à venir.

¹⁰⁰ Avis n° 19-A-01 précité, paragraphe 200.

¹⁰¹ Document de consultation publique de la DGEC, « Nouvelle régulation économique du nucléaire existant », page 4
(https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/190801_consultation%20r%C3%A9gulation%20%C3%A9co%20nucl%C3%A9aire.pdf.)

Recommandation n° 4 : L’Autorité recommande d’engager rapidement une réflexion sur des mesures à moyen terme d’ici les prochains guichets ARENH, permettant à tous les acteurs – EDF et les fournisseurs alternatifs – de formuler des anticipations adéquates et des opérations de couverture sur les marchés pour réduire la dépendance de leurs offres de détail à la volatilité des cours.

Recommandation n° 5 : L’Autorité préconise de dresser un bilan de la mesure envisagée en vue de nourrir la réflexion qui devra être menée au sujet de la régulation de l’accès à l’électricité nucléaire historique après 2025.

Conclusion

152. L’Autorité de la concurrence relève que le dispositif envisagé par le Gouvernement répond à un objectif de court terme motivé par la crise inédite des prix de l’électricité. Elle souligne toutefois qu’un tel dispositif a été, en partie, rendu nécessaire par les dysfonctionnements préexistants du mécanisme de l’ARENH, qui se trouvent exacerbés par la situation actuelle.
153. Elle émet un avis réservé sur le dispositif envisagé par le Gouvernement, assorti des recommandations suivantes :
- le renforcement des mesures de contrôle pour vérifier que ce dispositif exceptionnel bénéficiera effectivement aux consommateurs ; celui-ci pourrait, par exemple, prendre la forme de l’obligation, pour chaque fournisseur bénéficiant de volumes d’électricité supplémentaires, de rendre compte, de manière détaillée, auprès de la CRE de la façon dont ces volumes ont été répercutés dans les différents contrats, par catégories de clients et par catégories de contrats ;
 - une réflexion sur la mise en œuvre, à l’avenir, de mesures plus ciblées permettant d’atteindre, de manière aussi, voire plus efficace, l’objectif de protection des clients les plus sévèrement exposés à la crise ;
 - la mise en place d’un contrôle renforcé par la CRE sur la revente, par les fournisseurs bénéficiaires de la mesure, de leurs volumes supplémentaires d’électricité sur le marché de gros, pour s’assurer que ces fournisseurs n’adoptent pas de comportements opportunistes sur les marchés de gros durant cette période exceptionnelle ;
 - l’engagement rapide d’une réflexion sur des mesures à moyen terme, d’ici les prochains guichets ARENH, permettant à tous les acteurs – EDF et les fournisseurs alternatifs – de formuler des anticipations adéquates et des opérations de couverture sur les marchés pour réduire la dépendance de leurs offres de détail à la volatilité des cours ;
 - l’établissement d’un bilan de la mesure envisagée en vue de nourrir la réflexion qui devra être menée au sujet de la régulation de l’accès à l’électricité nucléaire historique après 2025.

Délibéré sur le rapport oral de Mme Juliette Ogez, rapporteure, et l’intervention de Mme Laure Gauthier, rapporteure générale adjointe, par Mme Irène Luc, vice-présidente, présidente de séance, M. Emmanuel Combe, M. Henri Piffaut et Mme Fabienne Siredey-Garnier, vice-présidents.

La secrétaire de séance,

Claire Villeval

La présidente de séance,

Irène Luc