

Non classifié

Français - Or. Français

15 novembre 2022

**DIRECTION DES AFFAIRES FINANCIÈRES ET DES ENTREPRISES
COMITÉ DE LA CONCURRENCE**

Groupe de travail n° 2 sur la concurrence et la réglementation

Concurrence sur les marchés d'énergie – Contribution de la France

28 novembre 2022

Ce document est une contribution écrite soumise par la France au titre de la session 3 de la 74ème réunion du Groupe de Travail 2 tenue le 28 novembre 2022.

D'autres documents relatifs à cette discussion sont disponibles sur ...
<https://www.oecd.org/competition/competition-in-energy-markets.htm>

Mme Federica MAIORANO
[Email: Federica.MAIORANO@oecd.org]

JT03507689

France

Introduction

1. Une part significative des thèmes et questions abordés par l'appel à contribution du WP2 concernent la question de l'augmentation des prix de l'énergie dans le cadre de la crise actuelle, et la manière dont la régulation sectorielle et le droit de la concurrence peuvent être combinés pour permettre de limiter l'impact de cette situation tout en préservant le fonctionnement concurrentiel des marchés.
2. Dans ce contexte, l'Autorité de la concurrence (ci-après « l'Autorité ») dispose d'une certaine expérience concernant la question spécifique de la régulation tarifaire de l'énergie. En effet, en France, le secteur de l'énergie fait l'objet depuis longtemps d'une réglementation tarifaire fournie et détaillée, intervenant en plusieurs points de la chaîne de valeur (production, réseau et fourniture). Du point de vue des pouvoirs publics, cette réglementation est généralement envisagée à travers le double prisme de la protection des consommateurs et du tissu industriel contre des hausses soudaines du coût de l'énergie, et de la préservation d'un espace concurrentiel dans un marché national dont l'ouverture est parfois encore incomplète. Le régulateur sectoriel, la Commission de régulation de l'énergie (CRE), veille au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz en cohérence avec les objectifs de politique énergétique de la France. L'Autorité veille quant à elle au respect de l'équilibre concurrentiel du secteur et intervient lorsque celui-ci est faussé.
3. Toutefois, les secteurs concernés par ce type d'intervention publique présentent également des caractéristiques structurelles spécifiques, liées à des considérations physiques et à l'histoire du développement des infrastructures qui les sous-tendent. Ainsi, quel que soit le type d'énergie considéré (électricité, gaz et pétrole notamment), les entreprises ayant en charge ces secteurs sont confrontées à l'impératif de coordonner un réseau regroupant un grand nombre d'acteurs dans une chaîne de production et de distribution complexe. Ce réseau doit ensuite fonctionner d'une façon suffisamment intégrée pour permettre de mettre en adéquation l'offre et la demande à tout moment.
4. Ainsi, si le secteur de l'électricité constitue un cas d'école, dans la mesure où la production n'est pas stockable et la consommation pas ou peu reportable, le gaz et le pétrole présentent dans une moindre mesure des difficultés comparables, en raison du coût relatif important du stockage et de la rigidité de la consommation en aval.
5. Dans ce contexte, c'est la coordination de l'ensemble de la chaîne de production qui est en jeu, et qui doit également tenir compte de plusieurs niveaux de temporalité : fourniture à court terme, décisions de production à moyen terme et investissements de long terme.
6. Dans le contexte actuel de crise des secteurs de l'énergie, la préservation de signaux tarifaires clairs et interprétables est indispensable pour permettre d'adapter tant l'outil de production que les comportements de consommation aux nouvelles réalités. Si des mesures de politique publique apparaissent nécessaires, notamment pour atténuer l'impact de la hausse des prix pour les catégories de consommateurs les plus touchés, ces interventions doivent éviter de brouiller le signal et permettre de préserver des incitations cohérentes pour l'ensemble des acteurs des marchés concernés.
7. Marcel Boiteux, ancien Président d'Electricité de France (ci-après « EDF ») ne disait pas autre chose quand il déclarait devant l'Assemblée Nationale : « *Je suis finalement*

convaincu qu'il n'est pas inintéressant de faire savoir aux gens ce que coûte ce qu'ils consomment. Informés, nombre d'entre eux parviennent à trouver des solutions qui prennent en compte le coût réel. Je continue de penser que les tarifs sont faits pour dire les coûts comme les horloges pour dire l'heure »¹.

8. Dans le cadre de sa fonction consultative appliquée au secteur de l'énergie, l'Autorité de la concurrence tient donc compte de la nécessité de maintenir, dans des marchés soumis à une forte réglementation, des signaux tarifaires suffisamment clairs pour permettre aux acteurs du marché de mettre en œuvre des stratégies cohérentes.

9. Dans les développements qui suivent, l'Autorité détaillera comment cette question du signal tarifaire a été abordée dans ses avis portant sur la tarification de l'accès aux réseaux de transport et de distribution d'énergie (1), sur la tarification spécifique de certains types de production (2), et enfin sur la régulation des tarifs de fourniture aux consommateurs finals (3).

1. Le signal tarifaire dans les réseaux d'approvisionnement énergétique

10. Dans le domaine de l'énergie, les réseaux de transport et de distribution constituent généralement des monopoles naturels, en ce qu'ils ne sont pas reproductibles d'une manière matériellement et économiquement viable. Il s'agit donc d'infrastructures devant être utilisées par l'ensemble des opérateurs.

11. Dans le contexte d'un marché ouvert à la concurrence, le gestionnaire d'infrastructure n'est pas censé connaître l'ensemble des stratégies opérationnelles des utilisateurs, et les utilisateurs ne sont pas supposés se coordonner entre eux. Afin d'éviter des phénomènes dits de « tragédie des biens communs », le système de tarification doit jouer un double rôle :

- il doit assurer une rémunération équitable au gestionnaire du réseau, tout en maintenant ses incitations à optimiser le mode de fonctionnement et à investir dans les capacités ;
- il doit par ailleurs assurer un traitement équitable aux utilisateurs, tout en évitant les phénomènes de congestion.

12. Dans le cadre de l'ouverture à la concurrence des marchés du gaz et de l'électricité, le Conseil de la concurrence (désormais Autorité de la concurrence) a été consulté par le gouvernement sur les principes à respecter ou les dispositions à prévoir pour transposer en droit français les premières directives européennes d'ouverture des marchés électrique et gazier. Dans ce cadre, il s'est notamment prononcé sur les grands principes de tarification des réseaux². Il a ensuite été saisi de plusieurs textes organisant la tarification des réseaux de transport et de distribution d'électricité ainsi que la tarification du transport du gaz.

13. Dans ce contexte, le Conseil a rapidement été confronté au dilemme fondamental entre, d'une part, l'exigence de lisibilité et de non-discrimination du tarif et, d'autre part, la nécessité de s'assurer que le prix payé correspond bien aux coûts générés pour le gestionnaire du réseau. Ces questions se sont posées à chaque fois sous des formes différentes, comme le montrent les cas mentionnés ci-dessous.

¹ Audition de la Commission d'enquête relative aux tarifs de l'électricité, novembre 2014.

² Avis n°98-A-05 et Avis n° 99-A-15

1.1. La question de la facturation « timbre-poste » pour l'accès au réseau

14. Dans son avis n° 02-A-05 du 18 avril 2002 relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité³, le Conseil a longuement analysé la méthode de tarification dite du « timbre-poste », qui suppose qu'une prestation de transport nécessite de faire appel au réseau dans son ensemble, sans distinguer les infrastructures qui sont effectivement utilisées. Le tarif du transport est donc uniforme sur l'ensemble du réseau et indépendant de la distance, d'où l'appellation de "timbre-poste".

15. Le Conseil a ainsi indiqué que : « *Le choix de la méthode forfaitaire du timbre-poste constitue un compromis entre deux coûts :*

- Le coût qu'il faudrait supporter pour mesurer les "coûts réels" imposés au réseau par chaque utilisateur et faire fonctionner un système tarifaire qui répercute à chacun les "coûts réels" qu'il a engendrés ;
- Le coût des inefficacités résultant des transferts engendrés par la forfaitisation qui, inévitablement, conduit un certain nombre d'utilisateur à payer plus ou moins que les coûts réels qu'il a engendrés ; »

16. Une telle approche a le mérite de la simplicité pour les opérateurs, mais peut conduire à des différences de traitement importantes. Elle peut également générer des incitations négatives pour le gestionnaire de réseau, qui peut avoir moins intérêt à maintenir et moderniser les parties de réseau les plus complexes ou les plus coûteuses, dans la mesure où il ne sera pas spécifiquement rémunéré pour cela.

17. Dès lors, le Conseil a considéré que le recours à une tarification « timbre-poste » pouvait être privilégiée au début de la période d'ouverture du marché, mais que celle-ci devait pouvoir être révisée régulièrement si des situations problématiques en termes de discrimination étaient identifiées.

1.2. Le caractère incitatif de la tarification du point de vue du gestionnaire

18. Dès lors que l'accès à une infrastructure non reproductible fait l'objet d'une tarification uniforme, indépendamment des efforts réalisés par le gestionnaire, le risque est de réduire fortement les incitations de celui-ci à renforcer et moderniser le réseau. Cette problématique est d'autant plus prégnante lorsque le réseau est géré par plusieurs opérateurs bénéficiant de la même réglementation tarifaire.

19. Ainsi, dans son avis n° 04-A-22 du 09 novembre 2004 relatif au projet de décret fixant les tarifs des réseaux de distribution du gaz, le Conseil de la concurrence rappelait la nécessité de s'assurer du caractère incitatif des tarifs réglementés des réseaux de distribution du gaz.

20. En particulier, de nombreuses composantes du tarif proposé adoptaient une approche uniforme pour plusieurs entreprises de distribution, alors même que celles-ci présentaient de grandes disparités en termes de volume d'activité et d'efficacité organisationnelle. Ainsi, « *le revenu des distributeurs apparaît garanti par les prix réglementés mis en place, quelles que soient par ailleurs l'efficacité de la gestion de chaque opérateur et la pertinence économique de cette entreprise par rapport au marché auquel elle s'adresse* »⁴.

³ Avis n° 02-A-05, page 9.

⁴ Avis n° 04-A-22, paragraphe 29.

21. S'agissant ensuite de la prise en compte des politiques d'investissement, le tarif proposé prévoyait un taux uniforme de rémunération du capital. Le Conseil a insisté sur le fait que le tarif devait laisser à chaque distributeur la responsabilité de ses propres investissements, et donc ne pas prévoir une rémunération uniforme du capital⁵.

22. Par ailleurs, l'une des caractéristiques de la réglementation tarifaire des réseaux est que celle-ci est généralement orientée vers les coûts, en ce qu'elle vise à rembourser les coûts effectivement encourus par le gestionnaire et ainsi à éviter les bénéfices indus. Toutefois, un tel mécanisme n'incite pas les opérateurs d'infrastructures à réduire leurs coûts dans la mesure où ils sont certains d'en obtenir le remboursement.

23. Par exemple, dans un avis n° 05-A-25 du 15 décembre 2005 relatif aux tarifs des réseaux de transport et de distribution d'électricité, le Conseil s'est déclaré favorable à des mécanismes de plafonnement des prix (« price caps »), qui préservent l'incitation des gestionnaires à améliorer leurs processus internes⁶.

24. Au total, s'agissant de la tarification de l'accès aux infrastructures de réseaux, l'un des principaux enjeux, du point de vue de l'Autorité, est d'assurer que la régulation tarifaire ne brouille pas les signaux économiques et constitue effectivement une incitation à investir dans la modernisation de ces réseaux et à améliorer la performance opérationnelle des gestionnaires.

2. Le signal tarifaire au stade de la production et des marchés de gros

25. Dans le domaine de l'énergie, certains marchés de production ou de gros peuvent nécessiter l'intervention d'une réglementation tarifaire, lorsque les barrières à l'entrée sont élevées, que le marché concerné est trop étroit, ou encore que d'autres réglementations, telles que des exclusivités d'importation, limitent l'entrée de nouveaux opérateurs.

26. L'Autorité estime toutefois qu'une telle réglementation n'est pertinente que lorsque le stade de l'approvisionnement peut être clairement distingué de celui du détail, et que la fixation tarifaire ne peut pas être contournée par des manipulations comptables au sein d'entreprises verticalement intégrées ou de réseaux grossistes/distributeurs fortement structurés.

27. Ainsi, dans un avis n° 09-A-21 du 24 juin 2009 relatif à la situation de la concurrence sur les marchés des carburants dans les départements d'outre-mer, l'Autorité a remis en cause la pertinence d'une réglementation des prix de gros des carburants vendus en outre-mer. En effet, dès lors que l'organisation de la commercialisation permet des transferts financiers entre les grossistes et les détaillants, sous forme de redevance ou de remises, la régulation au stade du marché de gros n'est pas nécessairement effective⁷.

28. Ensuite, même lorsqu'il est possible d'isoler un prix de gros dans la chaîne de valeur, le principal risque d'une réglementation tarifaire au stade de la production et/ou du marché de gros est celui de perturber les signaux économiques sous-tendant les décisions d'investissement dans le secteur concerné.

⁵ Avis n° 04-A-22, paragraphe 41.

⁶ Avis n° 05-A-25, paragraphes 29 et 30.

⁷ Avis n° 09-A-21, paragraphes 193 à 199.

29. La plupart des travaux de l'Autorité concernant la réglementation tarifaire de la production ou du marché de gros ont concerné le mécanisme spécifique au marché français de l'accès régulé à l'énergie nucléaire mis en place pour les concurrents d'EDF.

2.1. L'analyse initiale de l'Autorité concernant l'ARENH

30. Il convient de noter qu'en France, l'électricité produite est majoritairement d'origine nucléaire (plus de 70 % du mix électrique français) et que la totalité des centrales nucléaires sont exploitées par un unique opérateur, EDF. La filière nucléaire est naturellement associée à l'approvisionnement du marché en électricité de base, c'est-à-dire un volume d'électricité consommé en permanence pendant une période donnée, étant donné son fonctionnement et son coût marginal⁸.

31. Dans le cadre de sa compétence consultative, l'Autorité a relevé que la prépondérance de l'électricité nucléaire dans la structure du parc de production français est susceptible à long terme de soulever des préoccupations de concurrence. Son impact est immédiat sur la concurrence au niveau de la production, mais elle a également des conséquences pour la fourniture d'électricité au détail. En effet, l'Autorité a relevé que *« [e]n aval, pour la fourniture d'électricité aux consommateurs, la prépondérance de la filière nucléaire dans l'approvisionnement du marché fait que l'accès à la production nucléaire s'avère indispensable pour l'émergence d'offres de détail compétitives. La concentration des centrales nucléaires dans les mains de l'opérateur historique confère donc à EDF un avantage de coûts vis-à-vis de concurrents, qui ne disposent pas de ces moyens de production. »*

32. *Cet avantage a un effet significatif sur les prix de vente au détail, car la partie production de l'énergie représente environ la moitié du prix total hors taxe facturé au consommateur final d'électricité. Or, les concurrents d'EDF, qui ne peuvent pas couvrir leurs besoins d'électricité de base au moyen de leur propre parc de production, doivent s'approvisionner sur le marché de gros. Ils subissent donc les écarts parfois considérables observés entre le coût de production nucléaire et les niveaux de prix constatés sur le marché de gros. »*⁹

33. Dans une décision rendue en urgence en 2007, le Conseil avait enjoint à EDF, susceptible d'avoir commis un abus de position dominante en vendant de l'électricité en gros aux fournisseurs alternatifs à des tarifs ne leur permettant pas d'être compétitifs sur les prix de détail aux consommateurs éligibles, de fournir de l'électricité en gros à ces alternatifs sans ciseau tarifaire¹⁰.

34. Pour remédier à la situation spécifique du marché français,¹¹ le mécanisme réglementaire de l'« Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique » ou « ARENH », a été instauré par la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant organisation du marché de l'électricité (ci-après « loi NOME »). Ce dispositif, créé pour une période transitoire allant du 1^{er} juillet 2011 au 31 décembre 2025, consiste à reconnaître aux fournisseurs d'électricité alternatifs actifs sur le marché français un droit d'accès, 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.

⁸ Avis n° 10-A-08, paragraphe 18.

⁹ Avis n° 10-A-08, paragraphes 20-21.

¹⁰ Décision 07-MC-04.

¹¹ Avis n° 14-A-16, paragraphe 36.

35. Le mécanisme de l'ARENH a été institué afin de remplir trois objectifs visant à stimuler la concurrence tant sur le marché amont qu'aval ainsi qu'à protéger le consommateur. Ces objectifs sont les suivants :

1. faire bénéficier tous les consommateurs de la compétitivité du parc électronucléaire historique français, quel que soit le fournisseur auprès duquel ils souscrivent un contrat d'électricité ;
2. stimuler la concurrence sur le marché aval de la fourniture au détail d'électricité en permettant aux fournisseurs alternatifs de concurrencer EDF en leur donnant accès à un prix de production de l'électricité, qui s'avère inégalable à moyen terme par les autres fournisseurs pour des raisons tenant à la technologie mise en œuvre et au caractère largement amorti des centrales nucléaires ;
3. stimuler la concurrence sur le marché amont en favorisant les investissements dans les installations de production¹². L'objectif étant de permettre l'adaptation du parc de production des concurrents d'EDF, en leur accordant un avantage de prix temporaire censé les aider à réaliser les investissements importants qu'impose l'activité de production qui est par nature très capitalistique.

36. L'ARENH n'est pas un dispositif de marché et est, par sa nature même, dérogatoire aux règles de libre concurrence puisqu'il fait échapper une partie significative des volumes d'électricité produits en France à des échanges libres sur les marchés de gros et repose au contraire sur un mécanisme administré d'approvisionnement à un prix fixe avec un droit de tirage plafonné¹³. Dans ce cadre, ce mécanisme « (...) s'analyse comme une aide au démarrage de l'activité des fournisseurs alternatifs pour leur permettre à terme de concurrencer EDF avec succès. Les restrictions importantes apportées au fonctionnement normal d'un marché concurrentiel n'ont ainsi de sens que si une amélioration véritable de la situation de la concurrence sur le marché de l'électricité est obtenue au terme de la période de régulation de 15 ans »¹⁴.

37. Là encore, la problématique liée au signal prix est particulièrement prégnante dans les différents avis et rapports de l'Autorité traitant du mécanisme de l'ARENH. En effet, un tel mécanisme constitue, par construction, un signal tarifaire envoyé à la fois à l'entreprise productrice et aux fournisseurs alternatifs qui bénéficient du système.

38. Ainsi, du point de vue de l'entreprise productrice, le prix de l'accès régulé constitue le niveau en dessous duquel elle doit maintenir ses coûts, en ce compris les coûts d'investissement dans le renouvellement du parc nucléaire. Du point de vue des fournisseurs alternatifs, le prix de l'ARENH constitue *de facto* un prix plafond pour tout investissement dans des moyens de production en base non nucléaires (tels que les installations fondées sur les énergies renouvelables).

39. Dans l'avis initial rendu sur le projet de loi dit « NOME » qui créait le dispositif ARENH (avis n° 10-A-08 du 17 mai 2010 relatif au projet de loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité), l'Autorité s'interrogeait notamment sur la question centrale de la gratuité de l'accès à une ressource pour laquelle les opérateurs bénéficiaires n'avaient concédé aucun investissement. L'Autorité a notamment rappelé qu'« une

¹² 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>

¹³ Voir en ce sens, avis n° 11-A-06, paragraphe 101 et avis n° 14-A-16, paragraphe 39 ; voir également avis n° 10-A-08, paragraphe 57.

¹⁴ Avis n° 10-A-08, paragraphe 57.

solution alternative était concevable par le recours à un système d'enchères organisant la confrontation réelle de l'offre et de la demande. Tel était le mode d'accès choisi pour le dispositif d'accès à la production nucléaire mis en place par la décision du Conseil de la concurrence n° 07-D-43 (...) ».

40. En effet, « l'accès à la production nucléaire pour des fournisseurs, n'ayant pas investi dans la production de base et ne supportant pas les risques associés, a une valeur propre en sus du seul coût de l'électricité. Cette valeur, si elle était déterminée par le biais d'enchères et payée par les nouveaux fournisseurs, représenterait donc le coût d'un investissement consenti par un opérateur, qui entend s'installer durablement sur les marchés de la vente d'électricité. Elle aurait donc un effet incitatif en faveur de l'investissement dans des moyens de production propres »¹⁵.

41. L'Autorité s'est également penchée sur la question de la prévisibilité et de la stabilité dans le temps des règles de fixation du prix d'accès à l'énergie nucléaire. Elle a considéré, à cet égard, que le maintien d'une même méthodologie pour fixer le tarif pendant 15 ans posait question, compte tenu de l'impact sur le coût de production de l'électricité de la maintenance des centrales nucléaires et du renouvellement du parc de production. Dans le même temps, des évolutions inattendues de la règle de calcul du prix, qui consisteraient à modifier les postes de coûts à prendre en compte, sont susceptibles d'engendrer des hausses fortes et imprévisibles. Partant, cela pourrait entraver l'objectif de développement de la concurrence sur un marché caractérisé par un cycle d'investissement à la fois long et coûteux et sur lequel les nouveaux opérateurs ont besoin de visibilité pour bâtir leur plan de développement. Dans ce contexte, l'Autorité a proposé d'annoncer dans la loi le découpage de la durée de 15 ans initialement prévue en trois périodes, permettant ainsi d'organiser, de manière prévisible, une prise en compte de l'évolution des coûts réels des installations nucléaires¹⁶.

42. En outre, l'Autorité a relevé que la bonne détermination du prix de l'ARENH, et partant le signal tarifaire qu'il renvoie aux différents acteurs du marché, constituait un enjeu majeur conditionnant l'atteinte des objectifs assignés au dispositif, notamment celui visant à inciter les concurrents d'EDF à investir dans des modes de production alternatifs au nucléaire¹⁷. En octobre 2014, dans son avis n° 14-A-16, l'Autorité a 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. »¹⁸

43. La méthode retenue pour le calcul du tarif doit répondre aux exigences des articles L. 336-1 et L. 337-14 du code de l'énergie qui prévoient que le prix de l'ARENH, réexaminé chaque année, reflète les conditions économiques de production d'électricité du parc nucléaire historique d'EDF. Cela vise à assurer, d'une part, une juste rémunération à EDF et, d'autre part, des conditions d'achat aux concurrents reflétant les coûts d'approvisionnement d'EDF par cession interne du nucléaire historique.

¹⁵ Avis n° 10-A-08, paragraphes 91 et 92.

¹⁶ Avis n° 10-A-09, paragraphes 117 à 123.

¹⁷ Avis n° 10-A-08, paragraphe 126.

¹⁸ Avis n° 14-A-16, paragraphe 53, voir également en ce sens.

44. En pratique, le prix fixé à 42 euros/MWh en 2012 n'a jamais été modifié depuis lors. Très récemment, la loi pouvoir d'achat a acté la revalorisation de ce prix à 49,5€/MWh pour les prochains guichets ARENH, sous réserve toutefois de la validation par la Commission européenne de la conformité de ce rehaussement du prix avec le droit de l'union européenne¹⁹.

45. Pourtant, l'Autorité a toujours préconisé, 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 EDF²⁰.

2.2. Bilan du mécanisme de l'ARENH

46. De manière générale, l'Autorité a conclu que le mécanisme de l'ARENH n'a pas permis d'atteindre l'ensemble des objectifs initiaux posés par le législateur.

47. Sur le marché aval de la fourniture, l'Autorité a constaté que le mécanisme de l'ARENH avait eu un rôle bénéfique sur le développement de la concurrence : *« dès lors que l'ARENH leur permettait, d'une part, de bénéficier d'une électricité de base (via les volumes ARENH) à un prix reflétant les coûts d'EDF pour la production de ce type d'énergie et, d'autre part, de ne s'approvisionner sur le marché que pour leurs besoins résiduels, les fournisseurs alternatifs ont pu construire des offres commerciales de fourniture d'électricité compétitives, sur l'ensemble des segments de clientèle »*²¹.

48. Toutefois, au fur et à mesure que le portefeuille de clientèle des fournisseurs alternatifs se développe, les demandes d'ARENH augmentent, provoquant le dépassement du plafond de 100 TWh et donc l'écèlement de ces demandes. Or, l'écèlement des demandes ARENH conduit à ce qu'une part plus significative de la facture des clients (y compris les clients au TRV) soit fournie, non pas au prix ARENH, mais sur la base des prix de gros. Concrètement, les consommateurs finaux supportent les conséquences de cette situation, 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 »*²². Paradoxalement, le développement de la concurrence rendu possible par le dispositif ne semble donc pas conduire à une baisse des prix de détail. En outre, 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. Ce phénomène est renforcé par le fait que le mécanisme ARENH n'a pas incité les fournisseurs à développer des modèles de couverture sur le long terme de leurs besoins d'approvisionnement.

49. Sur le marché amont de la production d'électricité, l'Autorité a dressé un constat d'échec concernant l'objectif d'investissement des opérateurs dans des moyens de production en base propres et la souscription de contrats d'approvisionnement de gré à gré avec l'opérateur historique. Dès 2015, l'Autorité a ainsi considéré qu'« il [était] raisonnable de penser que le dispositif ARENH n'apportera pas d'ici 2025 d'amélioration

¹⁹ Article 40 de la loi n° 2022-1158 du 16 août 2022 portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat.

²⁰ Avis n° 10-A-08 ; avis n° 14-A-16 ; rapport d'évaluation du 24 décembre 2020 sur le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique ; avis n° 22-A-03.

²¹ Rapport d'évaluation de 2020, paragraphe 43 ; voir également en ce sens Rapport d'évaluation du 18 décembre 2015 sur le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, paragraphe 23.

²² CRE, Rapport ARENH 2020, page 15.

substantielle par rapport à celles déjà observées au cours des dernières années. En effet (...) si elle a offert une impulsion aux fournisseurs alternatifs pour offrir sur le marché de détail des offres compétitives, la facilité que constitue l'ARENH ne semble pas être une solution efficace pour modifier la structure du marché amont de la production.»²³ Ce constat est partagé par le régulateur sectoriel, la Commission de régulation de l'énergie, qui dans son rapport de 2018, présentait 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.

50. Le signal prix envoyé aux concurrents, au travers du tarif de l'ARENH, n'a donc pas permis de transmettre des incitations suffisantes pour les pousser à investir dans leurs propres moyens de production en base ou encore développer des politiques d'approvisionnement de long terme et permettre ainsi l'émergence d'une véritable concurrence sur le marché amont²⁵.

51. Si le dispositif de l'ARENH permet, durant sa mise en œuvre, de neutraliser temporairement et partiellement les difficultés liées à l'accès à la ressource nucléaire et de développer la concurrence à l'aval, ces préoccupations pourraient resurgir lorsque le dispositif ARENH prendra fin. Dès son premier avis sur le dispositif en avril 2010, l'Autorité avait pointé ce risque²⁶. En 2015, elle a de nouveau indiqué qu'« (...) à la disparition programmée de l'ARENH en 2025, l'opérateur historique conservera un avantage certain, puisque même les opérateurs alternatifs ayant opté pour une intégration verticale ne pourront concurrencer EDF que sur les composantes de prix de pointe et semi-pointe et resteront dépendants des arbitrages d'EDF sur le marché de gros pour la composante d'électricité de base. »²⁷

52. Dans ce cadre, l'Autorité a, à plusieurs reprises²⁸, invité les pouvoirs publics à tirer les conséquences d'un tel constat en entamant une réflexion d'envergure sur un nouveau mécanisme d'accès amélioré de tous les acteurs aux capacités de production nucléaire de base, en prévision de l'échéance de 2025.

53. L'Autorité considère ainsi que le prochain mécanisme de régulation devra permettre de « (...) s'assurer que la concurrence peut s'exercer de manière saine à l'aval, en isolant la question du nucléaire ou en la rendant neutre pour le marché » et a, pour ce faire, suggéré deux possibilités : celle « d'une forme de financiarisation du dispositif », et

²³ Rapport d'évaluation de 2015, paragraphes 50 et 51.

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

²⁵ Il convient également d'ajouter que d'autres contraintes juridiques, économiques, financières et industrielles ont contribué à désinciter les fournisseurs alternatifs à investir à l'amont, hormis pour les moyens de production des semi-pointe et pointe.

²⁶ Avis n° 10-A-08, paragraphe 211 : « Faute de l'émergence de véritables opérateurs intégrés présents au stade de la vente au consommateur, la production de pointe et la production de base, la situation de marché pourrait ne pas avoir véritablement changé à l'échéance du dispositif (...) par rapport à aujourd'hui. La majeure partie des capacités de production d'électricité de base resterait détenue par EDF, tandis que les fournisseurs alternatifs seraient surtout présents sur la vente au détail au consommateur final et la production d'électricité de pointe. La probabilité d'une demande de prolongation du dispositif (...) serait alors élevée »

²⁷ Rapport d'évaluation de 2015, paragraphe 44.

²⁸ Rapport d'évaluation de 2015, paragraphe 76 ; avis n° 17-A-01, paragraphes 44 et 45.

celle tendant à « *séparer, au moins de manière comptable et financière, l'activité de production d'électricité nucléaire de celle de sa commercialisation et d'ouvrir l'accès à cette source d'énergie à tous les opérateurs qui en feraient la demande, y compris EDF, sur des bases objectives et non discriminatoires. Se poserait alors un problème de financement des investissements de production nucléaire analogue à celui du financement des réseaux de transport et de distribution* »²⁹. En tout état de cause, l'Autorité a rappelé que « *[d]ès lors qu'un dispositif de régulation pérenne serait mis en place, la préoccupation de placer les opérateurs sur un pied d'égalité deviendrait fondamentale. Or, (...) pour des raisons liées à ses objectifs initiaux et son caractère transitoire, le dispositif actuel consiste en un accès contingenté, asymétrique, et à prix administré au produit électronucléaire. Il aboutit à un traitement différencié du fournisseur historique. Des conditions identiques d'approvisionnement permettraient la neutralisation complète de l'avantage inégalable tiré de l'outil nucléaire par l'opérateur historique.* »³⁰ L'Autorité a également relevé dans son avis n° 19-A-01 l'existence de systèmes de régulation alternatifs dans d'autres pays, dont pourrait s'inspirer la France, et notamment l'utilisation de contrats de long terme pour le nucléaire et les énergies renouvelables (au Royaume-Uni) ou encore de modèles dits patrimoniaux (au Québec)³¹.

54. La question de la future régulation du nucléaire français est d'autant plus importante que les pouvoirs publics français ont récemment annoncé la construction de six nouveaux EPR d'ici 2035 par EDF et le prolongement de la durée de vie des réacteurs existants. Dans le cadre de ses différents avis, l'Autorité a toujours manifesté sa disponibilité pour contribuer aux réflexions concernant une telle réforme.

2.3. L'analyse de l'Autorité concernant les mesures de crise reposant sur l'ARENH

55. Dans le contexte actuel de hausse des prix de l'électricité, le dispositif de l'ARENH a été privilégié par les pouvoirs publics français pour contrer les effets néfastes de la crise. En effet, en plus d'autres dispositifs mis en place depuis le début de la crise (chèque énergie supplémentaire, baisse de la TICFE, plafonnement de la hausse du TRV à 4 % TTC), le gouvernement français a décidé d'augmenter temporairement le plafond de l'ARENH pour l'année 2022 en attribuant 20 TWh supplémentaires d'ARENH aux fournisseurs alternatifs, à un prix porté à 46,2 euros/MWh.

56. L'Autorité a été saisie pour avis concernant cette mesure exceptionnelle³². Dans ce cadre, elle a observé en février 2022 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). Or, cette mesure est par nature de portée générale et ne cible pas directement les clients les plus exposés à la crise. L'Autorité a ainsi considéré que « *[l]a 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* »³³.

²⁹ Rapport d'évaluation de 2015, paragraphes 76 à 78.

³⁰ Rapport d'évaluation de 2020, paragraphe 70.

³¹ Avis n° 19-A-01, paragraphe 225 à 227.

³² Avis n° 22-A-03.

³³ Avis n° 22-A-03, paragraphes 74 à 77.

57. En outre, l'Autorité a souligné qu'il subsistait des 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 souscrite³⁴. En effet, l'Autorité a observé que le lien entre l'attribution exceptionnelle de volumes ARENH supplémentaires et l'objectif poursuivi est indirect et qu'ainsi la capacité de la mesure à atteindre cet objectif allait dépendre des comportements adoptés par les fournisseurs pour répercuter ce bénéfice aux clients finals, étant entendu qu'aucune obligation légale *stricto sensu* n'impose aux fournisseurs d'opérer une telle répercussion sur leurs clients³⁵. L'Autorité n'a ainsi pas exclu que certains fournisseurs puissent préférer revendre les volumes acquis à prix régulé à des prix très élevés sur le marché pour réaliser une marge conséquente, puis mettre en œuvre des stratégies de reconquête lorsque les prix de marché auront baissé. Si ce type de comportements devrait donner lieu au paiement de compléments de prix (CP1 et CP2), l'Autorité a souligné qu'il était toutefois nécessaire que ces derniers soient calculés de manière suffisamment dissuasive pour neutraliser entièrement cette marge³⁶. Dans ce cadre, elle a recommandé 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.

58. De plus, l'Autorité a relevé que la mesure exceptionnelle devait conduire à des rééquilibres sur le marché de part et d'autre (les fournisseurs alternatifs devant théoriquement revendre l'équivalent de 20 TWh et EDF racheter un volume équivalent). Elle a identifié « 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 »³⁷.

59. Pour toutes ces raisons, l'Autorité a conclu que « 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 dérogoire aux règles de libre concurrence et qui, d'autre part, repose sur un transfert financier indirect via des intermédiaires, les fournisseurs »³⁸. Elle a donc recommandé 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 crise³⁹.

³⁴ En particulier, l'Autorité a constaté que la répercussion allait se faire 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. Toutefois, 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, elle a observé que la répercussion des volumes d'ARENH supplémentaires sur les clients était incertaine et allait dépendre des mécanismes contractuels que les fournisseurs accepteront de mettre en œuvre pour répercuter l'ARENH dans ces contrats.

³⁵ Avis n° 22-A-03, paragraphes 80 à 82.

³⁶ Avis n° 22-A-03, paragraphe 93.

³⁷ Avis n° 22-A-03, paragraphe 121.

³⁸ Avis n° 22-A-03, paragraphe 110.

³⁹ Avis n° 22-A-03, paragraphes 104 et 110.

60. Enfin, l'Autorité a souligné 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 a donc recommandé à nouveau qu'une réflexion sur des mesures à moyen terme soit engagée le plus rapidement possible, 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.

3. Le signal tarifaire au stade de la fourniture

61. La réglementation tarifaire au stade de la fourniture concerne les tarifs effectivement payés par les consommateurs finals d'énergie. Comme pour les autres types de contrôle des prix, ce type de mesure constitue un signal tarifaire double, dirigé à la fois vers les clients et vers les fournisseurs :

- le tarif public informe les clients sur le prix réel de l'énergie, indépendamment des évolutions concrètes des marchés de gros et de détail ;
- il informe en outre les fournisseurs sur le niveau à partir duquel leurs propres offres pourront être compétitives, à nouveau indépendamment des évolutions concrètes des marchés de gros et de détail.

62. Au stade de la fourniture, deux types de réglementation tarifaire se côtoient en France : les tarifs sociaux⁴⁰ et les tarifs réglementés.

63. Contrairement aux tarifs sociaux, les tarifs réglementés de vente (ci-après « TRV ») ne poursuivent pas un objectif de protection des consommateurs les plus vulnérables, mais visent à assurer une relative stabilité des prix pour de larges catégories de clients, en permettant notamment de lisser l'impact des évolutions des marchés de gros.

64. En France, jusqu'en 2014, la plupart des clients, hormis les plus gros clients industriels, pouvaient bénéficier d'un TRV pour les deux énergies. À partir de cette date, les TRV du gaz et de l'électricité ont progressivement été supprimés pour les plupart des clients non résidentiels au cours des années 2010⁴¹.

65. S'agissant des clients résidentiels, les tarifs réglementés de vente du gaz doivent disparaître définitivement le 1^{er} juillet 2023. En revanche, l'extinction des tarifs réglementés de vente de l'électricité pour les clients résidentiels et les toutes petites entreprises n'est pas prévue à ce stade. Toutefois, conformément à l'article 5 de la directive n° 2019/944 du 5 juin 2019, les TRV de l'électricité doivent faire l'objet d'un réexamen régulier avec la Commission européenne.

66. Dans ses avis concernant les TRV gaz et électricité, l'Autorité a régulièrement rappelé la nécessité de maintenir des signaux tarifaires clairs tant pour les consommateurs que pour les fournisseurs qui concurrencent le TRV.

⁴⁰ Depuis 2018, les tarifs sociaux proposés par les fournisseurs d'énergie ont été supprimés et remplacés par une aide directe aux consommateurs sous la forme du « Chèque Énergie ».

⁴¹ Voir décision n° 22-D-17 du 11 octobre 2022, § 10, pour les TRV gaz et décision n° 22-D-06 du 22 février 2022, § 14 à 22, pour les TRV électricité.

3.1. Le maintien de signaux tarifaires cohérents pour les consommateurs les plus vulnérables

67. Les tarifs sociaux sont ceux qui soulèvent généralement le moins de questions sur le plan concurrentiel, dans la mesure où ils ne concernent qu'une petite part de la consommation totale, et sont financés par la solidarité nationale. Toutefois, l'Autorité a rappelé à plusieurs reprises que, même pour ce type de tarifs, le mécanisme utilisé devait, autant que faire se peut, préserver les signaux tarifaires pour les clients comme pour les fournisseurs.

68. Ainsi, dans son avis n° 13-A-13 du 24 juillet 2013, relatif aux tarifs sociaux du gaz et de l'électricité, l'Autorité a accueilli favorablement la possibilité ouverte à tous les fournisseurs, et non plus seulement aux fournisseurs historiques, de proposer le tarif social. En effet, dans la mesure où ce tarif ne s'applique que jusqu'à un certain niveau de consommation, les consommateurs bénéficiant de ce tarif ne pouvaient faire jouer la concurrence en prix pour la part de consommation supplémentaire. Distinguer le principe du tarif social du fournisseur qui en est chargé permet ainsi de préserver une part du signal prix y compris pour les clients les plus vulnérables⁴².

69. En outre, la prise en compte de ce signal prix dépend également du niveau d'information du consommateur qui le reçoit. C'est la raison pour laquelle l'Autorité suggérerait que les pouvoirs publics initient des actions de communication destinées aux personnes bénéficiaires de tarifs sociaux, afin de leur rappeler qu'elle peuvent également bénéficier de réduction de prix au travers de la mise en concurrence des fournisseurs⁴³.

3.2. Les TRV gaz et la préservation du lien entre marchés de gros et marché de détail

70. S'agissant des TRV gaz, qui disparaîtront le 1^{er} juillet 2023, l'Autorité a relevé dans son avis n° 13-A-09 du 25 mars 2013 l'existence d'une situation paradoxale s'agissant de la formule de calcul de ces tarifs. En effet, le mode de calcul mis en œuvre par les pouvoirs publics se fondait sur les coûts réellement supportés par les fournisseurs historiques, notamment en matière d'approvisionnement. Or, ces fournisseurs historiques étaient à l'époque contraints par des contrats de long terme fortement indexés sur les prix du pétrole, alors que leurs concurrents avaient pu conclure des contrats indexés majoritairement sur les prix du gaz⁴⁴. En raison du développement de l'exploitation du gaz de schiste aux États-Unis, le prix du gaz évoluait significativement moins à la hausse que le pétrole. Par conséquent, les TRV gaz, fondés sur le coût d'approvisionnement des fournisseurs historiques, n'étaient pas compétitifs vis-à-vis des nouveaux entrants. Cette situation a conduit les pouvoirs publics français à s'écarter du mode de calcul initial afin de modérer la hausse prévue des TRV gaz⁴⁵.

71. Selon l'Autorité, cette situation a généré un climat de défiance des opérateurs du marché vis-à-vis de l'action du gouvernement. Face à une réglementation tarifaire imprévisible, certains opérateurs auraient choisi de ne pas entrer sur le marché français, ou d'y entrer en consentant le moins d'investissements possible.

⁴² Avis n° 13-A-13, paragraphe 31.

⁴³ Avis n° 13-A-13, paragraphe 36.

⁴⁴ Avis n° 13-A-09, paragraphe 25.

⁴⁵ Avis n° 13-A-09, paragraphe 29.

72. En effet, la question du signal prix engendré par un tarif de fourniture au consommateur concerne également les concurrents. En analysant leurs propres coûts d'approvisionnement, ces opérateurs peuvent déterminer la pertinence d'une entrée sur le marché concerné en les comparant avec la formule de calcul du TRV. Cette capacité du tarif réglementé à informer sur les conditions de concurrence sur le marché de détail est fortement obérée en cas d'intervention non prévue sur le niveau final des prix⁴⁶.

73. En outre, la faiblesse persistante des investissements commerciaux des opérateurs alternatifs permet de maintenir l'idée que le TRV est le seul prix du gaz en France et contribue à renforcer un signal prix erroné dans l'esprit des consommateurs⁴⁷.

74. L'Autorité concluait ainsi que « [l]es TRV dissuadent l'entrée des fournisseurs sur le marché ou, lorsqu'ils décident d'investir ce marché, entravent considérablement leur développement, les empêchant de faire connaître leurs offres à grande échelle. Par ailleurs, la publicité faite chaque trimestre autour des évolutions des TRV conforte les ménages dans l'idée que l'État protège les consommateurs en maintenant les prix du gaz bas et que les TRV sont systématiquement plus avantageux que les offres des fournisseurs alternatifs »⁴⁸.

75. Par ailleurs, dans l'avis précité, l'Autorité a également accueilli favorablement le passage à une évolution mensuelle des TRV gaz. En effet, l'augmentation de la fréquence de réévaluation des tarifs apparaît positive pour assurer une meilleure couverture des coûts d'approvisionnement de l'opérateur historique. En outre, elle signifie que l'évolution des coûts d'approvisionnement pourrait être plus fidèlement répercutée dans les TRV, ce qui améliore le signal prix envoyé aux concurrents et aux consommateurs.

3.3. Les TRV électricité et la question de la couverture des coûts

76. L'Autorité a dédié de nombreux avis aux TRV électricité⁴⁹. L'une des principales questions soulevées dans ces avis est celles de la couverture des coûts du fournisseur historique par le tarif réglementé. En effet, le principe général posé par la loi est que les TRV électricité doivent couvrir les coûts de l'entreprise qui les fournit. Toutefois, l'application concrète de ce principe n'est pas évidente et univoque, et dépend largement de nombreuses circonstances de fait.

77. Ainsi, dans son avis n° 14-A-14 précité, l'Autorité a considéré que le principe de couverture des coûts n'impose pas, en lui-même, une méthode unique de construction des tarifs et n'oblige notamment pas de se fonder sur les méthodes comptables internes à l'opérateur historique. La couverture des coûts n'est donc pas un principe autorégulateur mais résulte d'ajustements périodiques. Il ne peut être mis en œuvre au travers d'une formule qu'il suffirait d'appliquer mais doit nécessairement être vérifiée concrètement à intervalles réguliers⁵⁰.

78. Cela signifie, en pratique, qu'il est préférable de privilégier une approche souple, permettant des écarts temporaires entre les tarifs et les coûts, tout en s'assurant que ces

⁴⁶ Avis n° 13-A-09, paragraphe 35 à 36.

⁴⁷ Avis n° 13-A-09, paragraphe 37.

⁴⁸ Avis n° 13-A-09, paragraphe 40.

⁴⁹ Les principaux étant les avis n° 14-A-14 du 26 septembre 2014, n° 15-A-18 du 15 février 2015 et n° 19-A-07 du 25 mars 2019.

⁵⁰ Avis n° 14-A-14, paragraphes 39 à 42.

écarts sont périodiquement résorbés. Par ailleurs, l'Autorité s'est dite favorable à la mise en œuvre d'un « price cap », destiné à inciter l'opérateur concerné à contrôler l'évolution de ses coûts.

79. Une telle souplesse doit à nouveau être distinguée de la possibilité laissée au pouvoir réglementaire de s'affranchir du principe de couverture des coûts en vue de poursuivre d'autres objectifs de politique publique. Comme indiqué par l'Autorité dans son avis n° 15-A-18 précité, la possibilité pour le gouvernement de définir des « orientations » pour les TRV électricité est contradictoire avec l'existence d'une méthodologie définie par loi, et ajoute de l'imprévisibilité pour l'ensemble des opérateurs du marché et des consommateurs⁵¹.

3.4. Des tarifs réglementés, pour quels objectifs ?

80. Dans ses différents avis précités relatifs au TRV électricité, l'Autorité avait déjà évoqué la possibilité d'une contradiction entre, d'une part, le principe de la couverture des coûts et, d'autre part celui de la contestabilité du tarif.

81. Dans son rapport du 22 juillet 2021 sur le dispositif des tarifs réglementés d'électricité, l'Autorité a souligné le fait que les évolutions successives des TRV électricité, qui visaient à permettre aux concurrents d'EDF de demeurer compétitifs vis-à-vis du tarif réglementé, avaient fortement réduit la capacité de ce même tarif à assurer la stabilité des prix et la lisibilité des signaux tarifaires pour les consommateurs.

82. En particulier, la fixation fictive d'une part du complément d'approvisionnement sur le marché de gros de 30 %, destinée à assurer la contestabilité du tarif, expose davantage les consommateurs aux TRV à la volatilité du marché que ne le ferait un prix calculé à partir des coûts de l'opérateur historique⁵². Comme indiqué ci-dessous, ce phénomène est renforcé lorsque le plafond de l'ARENH est dépassé, ce qui conduit à une augmentation mécanique de la part de l'approvisionnement sur les marchés de gros dans le TRV⁵³.

83. Or, le TRV a un fort effet structurant sur le marché, dans la mesure où les opérateurs alternatifs présentant de manière quasi systématique leurs offres sous la forme d'un rabais par rapport à ce tarif. Par conséquent, toute augmentation du TRV entraîne l'augmentation d'une grande partie des prix de marché⁵⁴.

84. Cette situation conduit à s'interroger sur le rôle qui doit être joué par le TRV électricité, alors même que ce tarif compte parmi les plus chers du marché. L'Autorité a notamment indiqué que « *le fait que le consommateur disposant d'une offre aux TRV ne se rende pas compte qu'un dispositif institutionnel censé le protéger est devenu en réalité un prix plafond du marché afin de permettre une concurrence effective devrait constituer une réelle préoccupation pour les pouvoirs publics* »⁵⁵.

85. Ainsi, la confusion persistante concernant la raison d'être du TRV et le rôle qu'il joue dans l'organisation du marché de l'électricité constitue l'un des facteurs majeurs du

⁵¹ Avis n° 15-A-18, paragraphe 59.

⁵² Paragraphe 127 du rapport.

⁵³ Paragraphes 128 à 131 du rapport.

⁵⁴ Paragraphe 165 du rapport.

⁵⁵ Paragraphe 164 du rapport.

brouillage du signal prix qu'il est censé transmettre aux consommateurs et aux différents fournisseurs.

86. C'est la raison pour laquelle l'Autorité concluait dans son rapport que, dans l'hypothèse où le gouvernement souhaiterait maintenir les TRV électricité, il conviendrait d'initier une communication volontariste auprès des consommateurs, afin « *qu'ils soient informés que les TRV ne sont pas conçus pour conduire à l'offre la plus compétitive et qu'ils soient invités à comparer l'ensemble des offres concurrentes indexées sur les TRV, dont l'objectif principal est d'abord d'assurer une modération des prix de marché et de constituer une offre de référence permettant de faire des choix éclairés sur le marché* ».