



DELIBERATION N° 2021-292

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 septembre 2021 portant communication sur le mécanisme de capacité

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX et Jean-Laurent LASTELLE, commissaires.

1. CONTEXTE ET OBJET

Afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement du système électrique français, la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (« NOME »), par la suite codifiée aux articles L. 335-1 et suivants du code de l'énergie, instaure un mécanisme de capacité.

Les modalités d'application du mécanisme ont été précisées par décret en 2012¹, puis les règles du mécanisme ont été définies par arrêté en 2015². Ces textes fixent la structure du mécanisme de capacité qui prend une forme décentralisée et ouverte à toutes les capacités. Cette architecture, unique en Europe, a été autorisée le 8 novembre 2016 par la Commission Européenne³ dans le cadre de la réglementation relative aux aides d'Etat et pour une durée maximale de 10 ans.

En application des dispositions issues des règles du mécanisme de capacité, RTE a mené entre janvier 2020 et juillet 2021 un retour d'expérience⁴ (REX) portant sur le fonctionnement et les effets du mécanisme de capacité. Les travaux menés par RTE dans le cadre de son REX et de son dernier Bilan prévisionnel⁵ (BP) ont démontré le rôle du mécanisme de capacité pour assurer la sécurité d'approvisionnement des consommateurs français en électricité et l'intérêt de maintenir un mécanisme de capacité à court ou moyen terme.

Les analyses de RTE, qui portent sur les trois premières années de fonctionnement du mécanisme de capacité de 2017 à 2019, ont toutefois également mis en lumière que ce gain s'est fait au prix d'un transfert financier important des consommateurs vers les exploitants de capacité.

En premier lieu, la CRE se félicite du retour d'expérience mené par RTE, tant par la large concertation à laquelle il a donné lieu que par le champ très large et la qualité de ses analyses.

Prenant acte de l'expérience des premières années de fonctionnement du mécanisme, de l'évolution significative des marchés de l'électricité depuis la mise en œuvre du mécanisme de capacité et du poids financier croissant de ce dernier, la CRE estime que le jalon important du REX de RTE impose de se réinterroger (i) sur les objectifs visés lors de la mise en place du mécanisme, (ii) sur leur pertinence dans le contexte de marché d'aujourd'hui et (iii) sur la capacité du mécanisme dans sa forme actuelle à y répondre, au meilleur coût pour les consommateurs.

Cette remise en question des choix d'architecture prend tout son sens au regard d'un nécessaire nouvel examen du mécanisme par la Commission Européenne dans le cas où les autorités françaises jugeraient pertinent de maintenir un mécanisme de capacité au-delà de 2026, mais doit démarrer sans tarder.

¹ Décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité, codifié aux articles R 335-1 et suivants du code de l'énergie

² Arrêté du 22 janvier 2015 définissant les règles du mécanisme de capacité. La dernière version des règles est définie par l'arrêté du 16 septembre 2020 modifiant les règles du mécanisme de capacité et pris en application de l'article R.335-2 du Code de l'énergie

³ Décision de la Commission Européenne du 8 novembre 2016 concernant le régime d'aides SA.39621

⁴ <https://www.services-rte.com/fr/actualites/mecanisme-de-capacite-publication-du-retour-d-experience.html>

⁵ Bilans prévisionnels de RTE

2. ANALYSE DE LA CRE

2.1 Le choix d'une architecture décentralisée et ouverte à toutes les capacités était cohérent avec les spécificités et enjeux du système électrique français

La mise en place d'un mécanisme de capacité en France fait suite aux propositions du rapport du groupe de travail parlementaire présidé par MM. Poignant et Sido sur la maîtrise de la pointe électrique publié en avril 2010⁶, par la suite reprises dans la loi NOME. Le rapport mettait en évidence la dynamique élevée de croissance de la pointe de consommation en France, et jugeait insuffisante une architecture de marché *energy-only* pour donner des signaux d'investissement appropriés au développement des capacités d'effacement ou de production de pointe nécessaires à la couverture des pics de consommation.

Les objectifs du mécanisme de capacité mis en place par la loi NOME consistaient à maîtriser la pointe de consommation nationale, à sécuriser financièrement les capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement en amont des périodes de tension identifiées, et à créer un espace économique adapté au développement de capacités de pointe ou d'effacement. Pour ce faire, la loi NOME dispose que « *Chaque fournisseur d'électricité contribue, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement en électricité* ».

L'élaboration de l'architecture du mécanisme de capacité et de ses règles a par suite fait l'objet de larges travaux de concertation menés par RTE avec l'ensemble des acteurs du marché et des pouvoirs publics. L'architecture du mécanisme de capacité français s'organise autour de l'attribution de garanties de capacité aux exploitants de capacités disponibles en période de pointe, et d'une obligation de capacité pour les fournisseurs ou les consommateurs, dits « acteurs obligés », en proportion de leur consommation en période de pointe. Cette architecture s'articule donc autour de deux caractéristiques structurantes : elle porte sur toute la capacité nécessaire au passage des pointes, et elle est décentralisée, c'est-à-dire que chaque fournisseur doit se procurer les capacités nécessaires pour assurer la consommation à la pointe des consommateurs de son portefeuille.

Le mécanisme de capacité porte sur l'ensemble des capacités, nouvelles comme existantes, quelle que soit leur filière, qui sont rémunérées à hauteur de leur contribution à la réduction du risque de défaillance. Le choix de rémunérer toute capacité en fonction de sa participation à l'équilibre du système en période de pointe visait à inciter toutes les capacités à optimiser leur disponibilité lors des périodes de tension et à faire apparaître une valeur « marché » à la sécurité d'approvisionnement, qui repose bien sur la disponibilité de l'ensemble des capacités. Cette architecture est similaire à celle du marché de l'énergie, ce qui vise à prévenir toute distorsion qui pourrait être générée par un traitement différencié des capacités.

Le choix d'un mécanisme décentralisé permettait de responsabiliser les fournisseurs sur la maîtrise de la pointe de consommation de leur portefeuille, en cohérence avec les dispositions de la loi NOME affirmant le rôle des fournisseurs dans le marché de l'électricité. Cette approche partait également de l'hypothèse que les fournisseurs sont plus à même de prévoir, et d'infléchir la consommation de leurs clients que le gestionnaire du réseau de transport. Dans ce cadre, les échanges de garanties de capacité entre les acteurs prennent place de façon continue, en gré à gré ou lors d'enchères de capacités qui sont organisées en amont, mais aussi en aval de l'année de livraison jusqu'au moment du règlement financier du mécanisme. Ce choix inspiré par les principes de fonctionnement du marché de l'énergie devait faciliter l'intégration du mécanisme au marché intérieur de l'électricité et son élargissement potentiel à d'autres Etats membres.

En conséquence de ce choix, l'organisation d'enchères multiples, à intervalles réguliers, devait permettre d'envoyer des signaux économiques cohérents avec la vision la plus à jour du système et ainsi d'éviter la rémunération de surcapacités en cas de besoins moindres, de faire émerger à moyen ou court terme des capacités telles que l'effacement explicite en cas de besoins plus importants qu'initialement estimé, et d'inciter au développement d'effacement implicite par les fournisseurs pour maîtriser leur niveau d'obligation.

Le mécanisme de capacité français a fait l'objet d'une procédure de notification à la Commission européenne au titre de la réglementation relative aux aides d'Etat⁷ à partir de novembre 2015. Au cours de la procédure d'instruction, la Commission européenne s'était notamment inquiétée de potentielles rétentions de capacité ou de garanties de capacité par le producteur historique dominant. Ces craintes ont été prises en compte par les autorités françaises avec l'introduction d'un système de tunnel de certification d'une part, et des obligations de mise en vente de garanties de capacité pour les acteurs dominants d'autre part. Ces modifications du mécanisme initialement notifié ont conduit la Commission européenne à qualifier le marché de capacité d'aide d'Etat compatible avec le marché intérieur, et à autoriser le mécanisme de capacité par décision du 8 novembre 2016.

⁶ Rapport Poignant – Sido, groupe de travail sur la maîtrise de la pointe électrique

⁷ Article 108 du Traité sur le Fonctionnement de l'Union Européenne

2.2 Cependant le retour d'expérience sur le mécanisme nuance la pertinence des choix faits lors de sa mise en œuvre

Le mécanisme de capacité a été mis en œuvre à partir de l'année 2017 et est actuellement dans son sixième exercice. La CRE constate que le mécanisme de capacité pèse d'un poids significatif sur le prix de l'électricité en France et que le contexte général ayant fondé les objectifs et le choix d'architecture du mécanisme de capacité a considérablement évolué.

2.2.1 Sur le périmètre du mécanisme

Le mécanisme de capacité avait initialement vocation, entre autres objectifs listés plus haut, à permettre des nouveaux investissements dans des capacités de pointe, notamment thermiques fossiles. Les orientations de politique énergétique fixées par la stratégie nationale bas carbone et la programmation pluriannuelle de l'énergie ont fermé la porte à la mise en service de nouveaux moyens de production thermiques fossiles. L'utilité du mécanisme est aujourd'hui restreinte au maintien des capacités existantes. Si une rémunération capacitaire peut encore se justifier pour ces installations, leur nombre est limité et leur soutien ne semble plus nécessairement justifier un dispositif d'une telle ampleur.

La question du périmètre du mécanisme prend toute son importance à la lumière du REX mené par RTE. Le mécanisme de capacité a permis de maintenir en fonctionnement jusqu'à 3,5 GW de capacités essentielles au respect du critère de sécurité d'approvisionnement en 2017-2019. De manière cohérente, le BP 2021 de RTE identifie près de 3,4 GW de capacités thermiques dont la viabilité économique ne serait pas assurée à l'horizon 2023-2024 sans mécanisme de capacité. L'écart important entre cette profondeur « utile » du mécanisme de capacité et la capacité certifiée totale faisant l'objet d'une rémunération (autour de 90 GW) interroge fortement.

Plus généralement, les bénéfices du mécanisme pour la collectivité, évalués dans le REX entre 100 et 300 millions d'euros par an en termes de gains de sécurité d'approvisionnement, se font au prix d'un transfert financier important des consommateurs vers les exploitants de capacité de l'ordre de 1 milliard d'euros par an selon le REX de RTE⁸.

La pertinence et la légitimité d'un tel transfert posent question dans le cadre de la tendance pérenne qui se dessine de prix de gros de l'électricité plus élevés que par le passé du fait du prix du carbone. Les filières de base et/ou non émettrices de CO₂ comme le nucléaire ou l'hydraulique bénéficient d'une double rente infra-marginale tant sur les marchés de l'énergie que sur celui de la capacité, amplifiée par la hausse des prix de gros. En outre, le mécanisme de capacité français n'a pas conduit à ce que les prix de gros français se stabilisent à un niveau inférieur à celui des pays ne disposant pas de dispositif équivalent (l'Allemagne notamment).

Le coût du mécanisme de capacité met donc en exergue la problématique plus large de l'existence d'effets d'aubaine importants, dans un contexte de prix de l'électricité durablement élevés, et de l'éventuelle restitution aux consommateurs d'une partie des gains associés.

La CRE est parfaitement consciente que ces problématiques centrales font l'objet de discussions entre les autorités françaises et la Commission Européenne, notamment dans le cadre du projet de réforme de la régulation du nucléaire. Néanmoins, il lui semble indispensable que des réflexions soient menées sur la réduction de l'impact financier du mécanisme de capacité sur le consommateur, y compris dans le cas où la nouvelle régulation du nucléaire ne serait pas mise en œuvre à l'horizon 2025.

Dans ce contexte, il convient de s'interroger sur la possibilité d'atteindre les mêmes objectifs en termes de sécurité d'approvisionnement via des mécanismes plus ciblés et moins coûteux pour le consommateur.

2.2.2 Sur le caractère décentralisé du mécanisme

L'avantage théorique principal d'un mécanisme décentralisé est d'inciter l'ensemble des acteurs à réduire leurs soutirages ou augmenter leurs injections à la pointe, et en particulier d'offrir un espace économique aux effacements, qui constituent une filière émergente et disposent de peu d'opportunités de valorisation économique.

Le REX de RTE constate que cet objectif n'a pas été atteint entre 2017 et 2019. Les dernières années ont démontré que le développement des effacements dépend principalement de dispositifs *ad hoc* (NEBEF, Appel d'offres effacement) et non du mécanisme de capacité⁹. Le caractère décentralisé du mécanisme n'apparaît pas essentiel au

⁸ Le REX fait état d'un coût moyen de la capacité de 500 à 1200 millions d'euros entre 2017 et 2019. Cette estimation ne tient pas compte d'éventuels effets théoriques rétroactifs de baisse des prix de l'énergie, détaillés dans le chapitre 3 du REX. Le coût du dispositif pour les consommateurs en 2021, non calculé dans le REX, est de l'ordre de 2 milliards d'euros.

⁹ L'appel d'offre effacement (AOE), approuvé en 2018 par la CE au titre de la réglementation relative aux aides d'Etat, a sélectionné 1,5 GW d'effacements explicites pour l'année de livraison 2021, pour 2,8 GW certifiés sur le registre en date du 14 septembre 2021.

développement des effacements explicites. Par ailleurs, le mécanisme n'a pas non plus permis de stimuler les effacements implicites, qui diminuent depuis 2017¹⁰.

Les sources de flexibilité décentralisée se sont fortement développées depuis 2017-2019 et vont continuer de le faire : fin du déploiement de Linky, passage en courbe de charge des clients de puissance souscrite supérieure à 36 kVA, forte baisse des prix des batteries, arrivée à grande échelle de la mobilité électrique. On ne peut donc exclure que les avantages d'un mécanisme décentralisé se matérialisent dans les prochaines années.

La temporalité longue des échanges sur le marché de capacité, de gré à gré ou via des enchères organisées régulièrement, permet aux acteurs d'échanger des certificats de capacité de 4 ans avant à 3 ans après l'année de livraison. Ce choix, qui découle de l'aspect décentralisé du mécanisme, permet aux acteurs d'adapter leur stratégie d'achats-ventes de garanties suivant leur estimation la plus à jour de la consommation de leur portefeuille ou de la disponibilité de leurs capacités. Il a cependant induit des difficultés structurantes quant à la formation du prix sur le marché de la capacité.

Dans le cadre de ses missions de surveillance, la CRE a déjà alerté¹¹ sur la difficulté de surveiller un marché pour lequel l'offre et la demande se matérialisent librement sur une temporalité longue, dans des conditions ne permettant pas la rencontre efficace de l'offre et de la demande. Ces difficultés ont été accentuées par les contraintes de vente de garanties imposées aux opérateurs historiques dominants par la Commission européenne. La conjonction de contraintes d'offre sur certaines enchères et d'une totale liberté pour les acteurs obligés quant à leur stratégie d'approvisionnement sur de multiples enchères nuit à la pertinence du prix d'équilibre.

Ainsi, du fait de la multiplicité des enchères rendant difficile l'émergence d'un signal prix fiable, de nombreux détenteurs de capacités enchérissent à un prix plus élevé que leur « *missing money* ». La CRE constate également que dans le cas du producteur dominant, le prix de réserve de ses capacités constitue de facto un plancher pour le résultat des enchères.

Dans un tel contexte, l'augmentation régulière et importante du prix de la capacité, certes cohérente avec la réduction des marges du système, mérite une attention particulière de la part de la CRE.

Enfin, RTE a montré que près de 5 GW d'obligation n'étaient pas couverts en amont de l'année de livraison : ces volumes n'ont pas participé à l'équilibre de marché fondant le prix de référence de la capacité.

¹⁰ RTE, Retour d'expérience sur le mécanisme de capacité français, Chapitre 5.

¹¹ [Rapport](#) de surveillance des marchés de gros 2018

COMMUNICATION DE LA CRE

Depuis la mise en place du mécanisme de capacité en 2017, la mise en œuvre opérationnelle du dispositif a permis de mettre en exergue des dysfonctionnements liés aux choix d'architecture du mécanisme opérés en 2012 et 2015.

La CRE ne remet pas en cause l'utilité d'un mécanisme de capacité mis en œuvre pour assurer le niveau de sécurité d'approvisionnement requis par la réglementation nationale, et se protéger notamment de l'aléa climatique.

La CRE fait cependant les constats suivants :

- les bénéfices du mécanisme pour la collectivité, mis en évidence par le REX, se font au prix d'un transfert financier important des consommateurs vers les exploitants de capacités ;
- le périmètre du mécanisme pose question dans ce contexte, ou plus spécifiquement le niveau de rémunération des moyens de base par ailleurs déjà rentables sur le marché de l'énergie, a fortiori dans la perspective de prix de gros maintenus durablement à des niveaux élevés par les prix du carbone ;
- le caractère décentralisé de l'obligation n'a pas porté ses fruits entre 2017 et 2019. En particulier, il n'a pas été déterminant pour le développement de capacités d'effacement : des appels d'offres dédiés ont dû être mis en œuvre pour assurer le développement rapide d'effacements lors de l'hiver 2020-2021 ;
- la temporalité diffuse des échanges ne permet pas l'émergence d'un signal prix fiable, et conduit certains exploitants de capacité à intégrer dans leurs offres des prix de réserve alors qu'une grande partie des capacités ont un « *missing money* » nul. Le prix de réserve du producteur dominant constitue de facto un plancher pour le résultat des enchères.

Face à ces constats et en s'appuyant sur les éléments d'analyse et d'objectivation issus du retour mené par RTE dans le cadre d'une large concertation avec les acteurs du marché, il est nécessaire de mener une réflexion approfondie sur la structure du mécanisme de capacité.

A la suite du REX de RTE, les pouvoirs publics et RTE prévoient de mener à partir du second semestre 2021 et courant 2022 des travaux de réflexion impliquant l'ensemble des acteurs de marché dans le cadre des règles v5 du mécanisme de capacité. Ces règles v5, qui pourraient conduire à une refonte de l'architecture du mécanisme de capacité, ont vocation à s'appliquer au plus tôt à partir de l'année de livraison 2025, et devraient faire l'objet d'une notification préalable à la Commission européenne au titre de la réglementation relative aux aides d'Etat, qui aurait en tout état de cause été nécessaire à moyen terme dans la mesure où l'autorisation du mécanisme de capacité par la Commission court jusqu'à l'année de livraison 2026 incluse.

La CRE estime que les travaux autour des règles v5 doivent démarrer sans tarder et être l'occasion d'une réflexion d'envergure et exhaustive sur l'architecture du mécanisme de capacité ; ces travaux devront en particulier réinterroger les choix structurants du mécanisme français, à savoir son périmètre et son caractère décentralisé, dans l'objectif d'en améliorer le fonctionnement, et d'en réduire le coût pour les consommateurs. La CRE souhaite notamment que différents cas de figure soient étudiés concernant le périmètre du mécanisme, en prenant en compte une éventuelle future régulation du nucléaire.

La CRE souhaite que ces travaux aboutissent sous 18 mois. Le respect de ces délais est nécessaire pour entamer au plus tard début 2023 la procédure d'examen de la refonte du mécanisme de capacité par la Commission Européenne au titre de la réglementation relative aux aides d'Etat, afin de permettre une mise en œuvre des nouvelles règles pour 2025.

La présente délibération sera publiée sur le site Internet de la CRE. Elle sera transmise à la ministre de la transition écologique ainsi qu'à RTE.

Délibéré à Paris, le 23 septembre 2021

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO