



Retour d'expérience sur

le mécanisme de capacité français

SYNTHÈSE

Retour d'expérience sur

le mécanisme de capacité français

SYNTHÈSE

SOMMAIRE

6

Principaux enseignements

12

Introduction

14

Un mécanisme qui s'est avéré déterminant pour la sécurité d'approvisionnement sur ses premières années de fonctionnement

17

Un mécanisme qui a apporté à la collectivité des bénéfices économiques supérieurs à ses coûts de mise en œuvre

19

Un coût pour le consommateur qui peut être significatif mais limité par le dispositif ARENH et des revenus nets pour les consommateurs flexibles

22

Un équilibre sur le marché de capacité qui peut s'écarter du diagnostic établi par le Bilan prévisionnel

24

L'architecture décentralisée n'a pas entièrement répondu aux attentes et induit des enjeux de lisibilité de la formation du prix

27

Les incitations renvoyées par le placement des signaux PP1/PP2 contribuent à la sécurité d'approvisionnement mais la variabilité de leur placement génère des incertitudes pour les acteurs

29

Le contrôle de disponibilité n'intègre que partiellement les enjeux de fiabilité et ne permet pas d'observer l'ensemble des capacités valorisées

31

Le mécanisme est complexe, conjuguant (i) une volonté de précision et d'incitations pertinentes, (ii) intégrant des dispositions structurelles à la demande des autorités européennes et (iii) la prise en compte de spécificités propres aux acteurs et aux filières

SYNTHÈSE

Principaux enseignements

Le mécanisme de capacité a été institué par la loi NOME de 2010 pour assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France dans le cadre du marché européen. À l'issue d'un long travail de concertation et d'une instruction approfondie par les autorités nationales et communautaires, il a été mis en œuvre à compter de 2017. Défini par plusieurs lois (désormais codifiées aux articles L.335-1 à L.335-7 du code de l'énergie), organisé par les décrets de 2012 et 2018 et régi par plusieurs versions successives de règles de marché entre 2015 et 2020, le mécanisme de capacité repose aujourd'hui sur un cadre réglementaire complet et constitue une réalité opérationnelle pour tous les acteurs de marché.

Partout où ce type de dispositif a été mis en œuvre, les débats sur sa nécessité, sa proportionnalité et son effectivité ont été passionnés. Les mécanismes de capacité sont en effet des dispositifs relativement nouveaux qui complètent les marchés de l'énergie, en permettant d'atteindre des objectifs spécifiques de politique publique ; leur existence dépend ainsi de ces objectifs et il est logique qu'ils soient amenés à évoluer.

En France, dès la mise en œuvre du mécanisme de capacité, une clause de revoyure a été inscrite dans le cadre réglementaire, fondée sur un retour d'expérience complet visant à évaluer le fonctionnement concret du mécanisme ainsi que sa performance à l'issue de ses premières années de fonctionnement. Tel est l'objectif du présent document.

Les constats issus de ces travaux peuvent être articulés selon trois catégories.

1. L'intérêt et la valeur économique : un dispositif qui remplit ses objectifs à un coût globalement conforme aux attentes

En premier lieu, il existe aujourd'hui **un consensus sur la nécessité d'un dispositif capacitaire**, c'est-à-dire d'une organisation du système dans laquelle la sécurité d'approvisionnement ne repose pas uniquement sur le fonctionnement du marché horaire de l'électricité. D'une part, les présupposés théoriques au fonctionnement d'un marché «*energy-only*» ne sont pas remplis, aujourd'hui comme hier. D'autre part, les conséquences sociales d'un système fondé uniquement sur les pics de prix apparaissent inacceptables, comme l'a montré la récente crise au Texas où les pénuries d'approvisionnement se sont accompagnées d'une fulgurante augmentation des prix. Enfin, la nature même de la transition énergétique, avec des objectifs de décarbonation qui ont été considérablement rehaussés depuis 10 ans et une perspective désormais claire de renforcement du rôle de l'électricité, a évolué et contribué à tendre le fonctionnement du système électrique, qui ne dispose plus, pour les années qui viennent, de marge par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement fixé par les pouvoirs publics (voir le diagnostic du dernier Bilan prévisionnel). Dans ce contexte, le principe d'une intervention publique pour garantir la présence d'une capacité suffisante apparaît conforté et non remis en cause.

Par rapport à ces objectifs, **le mécanisme de capacité a bien contribué au maintien du niveau souhaité en matière de sécurité d'approvisionnement**. Dans un premier temps, la perspective de sa mise en œuvre a permis d'éviter

des mises sous cocon de centrales de semi-base ou de pointe alors que les prix issus des marchés de l'énergie étaient historiquement bas. Le mécanisme a par ailleurs participé à l'émergence de la filière des effacements. En 2020, lors de la crise sanitaire, il a adressé les signaux économiques pertinents pour modifier la programmation des arrêts des réacteurs nucléaires et parvenir à une mobilisation d'un gisement supplémentaire d'effacement, qui étaient indispensables pour éviter des pénuries lors de l'hiver 2020-2021 – et ces pénuries ont bien été évitées. Il n'a pas excédé son objectif, ne retardant pas la fermeture des grandes centrales au fioul (2016-2017) – qui n'étaient plus indispensables à la sécurité d'approvisionnement – ni celles des dernières centrales au charbon qui sont en cours conformément aux orientations fixées dans la PPE. Comme on pouvait l'anticiper lors de sa mise en œuvre, le mécanisme de capacité a accompagné le système électrique vers son état actuel et un niveau effectif de sécurité d'approvisionnement qui correspond parfaitement – ni plus, ni moins – au critère établi par les pouvoirs publics.

Les sessions d'échange de certificats de capacité ont généré un prix unique de la capacité, **qui confère une valeur de référence à la sécurité d'approvisionnement** – tel était un objectif initial du dispositif. Cette valeur s'est stabilisée aux alentours de ~15 k€/MW/an avant la crise COVID et aux alentours de ~30-40 k€/MW/an pour l'année 2021 et au-delà, une évolution du prix qui reflète une tension accrue sur l'équilibre offre demande qui ressort également du Bilan prévisionnel et donc de l'évaluation centralisée. Ces niveaux de prix correspondent aux coûts fixes de maintien en activité de centrales de semi-base ou de pointe, mais est inférieur aux coûts fixes nécessaires à la construction de nouvelles centrales : **ces résultats sont cohérents avec les fondamentaux économiques.**

Le dispositif représente sur la période 2017-2019 **un coût moyen pour le consommateur (complet, en intégrant le TURPE et les taxes) de 1,2 à 2,6 €/MWh. Ce résultat est conforme à la fourchette évaluée dans le rapport de 2014 accompagnant les règles du mécanisme de capacité (1 à 2 €/MWh, hors TURPE et taxes) et se situe dans la moyenne des pays**

européens ayant mis en place un mécanisme de capacité. Le principal bénéfice pour le consommateur consiste en une réduction du risque de défaillance : l'analyse confirme que les coûts liés à l'existence du mécanisme sont inférieurs au gain qu'il engendre pour la collectivité, et que les bénéfices excèdent ces coûts de mise en œuvre.

Enfin, comme cela était souhaité, **le mécanisme de capacité est bien financé par les consommateurs à hauteur de leur contribution à la pointe électrique.** Notamment, les consommateurs industriels qui consomment peu voire pas du tout à la pointe (par exemple en s'effaçant lorsqu'elle survient) acquittent une contribution capacitaire faible, voire nulle ou négative. En ce sens, ses fondamentaux économiques sont sains.

2. Le fonctionnement concret : une architecture de marché qui fonctionne mais n'a pas pleinement démontré sa plus-value par rapport à un système centralisé

Le mécanisme de capacité français possède aujourd'hui des caractéristiques précises : (i) il porte sur toute la capacité (par opposition à une réserve stratégique) et rémunère de la même manière toutes les capacités qui contribuent à couvrir le niveau de demande d'électricité nécessaire au respect du critère de sécurité d'approvisionnement, (ii) il est décentralisé et repose sur l'obligation individuelle faite à chaque fournisseur de respecter un objectif en faisant l'acquisition de certificats auprès des détenteurs de capacités de production/effacement à hauteur de la contribution de son portefeuille à la pointe de consommation, (iii) sa temporalité est diffuse, et offre la possibilité aux acteurs d'échanger des certificats de quatre ans avant à trois ans après l'année de livraison, (iv) il institue une vérification du niveau effectif de disponibilité et de contribution à la pointe, qui peut faire l'objet de contrôles et occasionne des règlements financiers annuels, (v) il est assorti de dispositions *ad hoc* de contrôle *a priori* du pouvoir de marché qui structurent fortement la temporalité des échanges de certificats, (vi) il prend en compte la contribution des interconnexions avec les pays voisins et permet sous condition de mener à bien

un dispositif approfondi auprès d'autres États membres, (vii) il est complété d'un appel d'offres long terme visant à favoriser le développement de nouvelles capacités, lorsque celles-ci sont nécessaires, selon des conditions qui stimulent le développement de la concurrence, c'est-à-dire d'un objet excédant l'ambition initiale du dispositif.

Toutes ces caractéristiques ont été passées en revue dans le cadre de ce retour d'expérience pour analyser les résultats obtenus par rapport à leur plus-value attendue au regard d'autres choix possibles de conception du mécanisme.

Le caractère «*capacity-wide*» du mécanisme n'est pas consensuel, mais demeure assis sur des bases théoriques solides. **Il n'existe en effet pas de raison objective d'exclure des capacités participant au mécanisme de capacité alors qu'elles contribuent toutes de la même manière à assurer la sécurité d'approvisionnement.** Cependant, il faut rappeler que la mise en œuvre d'un mécanisme de capacité portant sur toute la capacité allait de pair avec celle de l'ARENH, et qu'ils constituent un tout cohérent. Dès lors, une réforme structurelle du financement du parc nucléaire historique et de la répartition de l'avantage économique qui en découle serait susceptible de réinterroger cette caractéristique du mécanisme de capacité. En l'absence d'issue des discussions sur ce point et dans la perspective de la fin de l'ARENH en 2025, les travaux sur la surface du mécanisme de capacité devront prendre en compte plusieurs scénarios.

S'agissant de la décentralisation de la demande, le rapport met en évidence que l'estimation prévisionnelle par les acteurs de leur obligation réglementaire a été dans l'ensemble de qualité analogue aux anticipations centralisées – à l'exception des plus petits acteurs qui ont pu rencontrer des difficultés ou n'ont pas transmis d'estimation. Ainsi, **l'agrégation des anticipations des acteurs n'a pas donné d'information plus fiable que l'évaluation prévisionnelle centralisée réalisée par RTE, ce qui est de nature à interroger sur la plus-value du dispositif** ; d'autant plus que la coexistence de deux visions – l'une centralisée, découlant des exercices prévus par la loi comme le Bilan prévisionnel, l'autre décentralisée

correspondant au fonctionnement du mécanisme de capacité – ne favorise pas l'établissement d'un diagnostic clair sur la situation du système électrique français au regard de l'objectif de sécurité d'approvisionnement et peut rendre plus difficile l'appréciation de la nécessité et la mise en œuvre d'éventuelles actions correctrices.

S'agissant de sa temporalité diffuse, **l'architecture décentralisée ne semble pas non plus avoir produit d'effet significatif.** Dans la réflexion de 2014-2016, l'opportunité offerte aux fournisseurs alternatifs, ou aux grands consommateurs, de s'approvisionner en certificats au moment de leur choix était considérée comme une caractéristique majeure du dispositif, offrant de la souplesse et permettant également de réduire les effets du pouvoir de marché. Associée à la faculté pour chacun de pouvoir gérer son obligation par une «couverture physique» (c'est-à-dire en activant des effacements de consommation durant les périodes PP1), cette caractéristique devait faire des fournisseurs et consommateurs des acteurs dynamiques, et constituer un puissant élément de régulation à la baisse du prix de la capacité. Ces éléments ont joué, mais dans des proportions relativement faibles (+300 MW d'effacement implicite). Il est trop tôt pour conclure si la raison en est structurelle, conjoncturelle (du fait de la jeunesse du mécanisme ou des niveaux de prix sur la période 2017-2019) ou liée aux modalités de comptage de la consommation des sites qui s'améliorent à partir de 2021. Par ailleurs, il ressort que cette temporalité diffuse a conduit – et ce malgré la qualité de ces anticipations décentralisées transmises avant l'année de livraison et le peu d'effacements implicites constatés – à ce qu'une partie notable de la demande (près de 5 GW) ne soit pas couverte lors de la dernière enchère avant de l'année de livraison fixant le prix de référence, ce qui nuit à **la lisibilité de la formation de ce prix.**

Le contrôle du niveau effectif de disponibilité ou d'obligation est également une spécificité du mécanisme français. **Il s'est avéré plus complexe à mettre en œuvre qu'escompté,** notamment pour les petites capacités rarement appelées sur les marchés et souvent raccordées aux réseaux de distribution (les deux-tiers des plus petits exploitants certifiés représentent moins de 1% de la

capacité française). En revanche, **l'indexation de la rémunération sur le niveau effectif de disponibilité – et non sur la capacité installée ou une vision purement normative de la disponibilité – joue un rôle positif pour la sécurité d'alimentation.** Elle incite en effet au développement des effacements implicites d'une part, et à l'amélioration de la disponibilité des moyens de production et d'effacement lors des périodes de tension d'autre part. Cet effet a été constaté en particulier pendant la crise sanitaire, en ce qu'il a permis de valoriser les actions conduisant à modifier les dates de maintenance des réacteurs nucléaires pour privilégier l'hiver – une opération coûteuse pour l'exploitant mais nécessaire pour la sécurité d'approvisionnement – ainsi que le développement de capacité d'effacement consécutivement à l'augmentation du prix sur le marché de capacité.

Les dispositions de contrôle du pouvoir de marché introduites par la décision d'approbation du mécanisme de capacité sont importantes : obligation d'offres de certificats selon un calendrier déterminé (multiplicité des enchères), obligation de publication des transactions de gré à gré, obligation de publication du prix des transactions internes, encadrement des certifications au sein d'un tunnel défini *ex ante*, frais incitatifs visant à limiter les redéclarations de disponibilité etc. Ces obligations participent d'une même logique : contrôler le pouvoir de marché d'EDF *a priori*, en contraignant son comportement sur le dispositif. Parmi ces obligations, la première joue un rôle fondamental dans le fonctionnement effectif du dispositif. **Le retour d'expérience met en lumière qu'elle a conduit à fragmenter l'offre, sans plus-value en matière de liquidité, ce qui nuit également à la lisibilité de la formation du prix** (sans garantie de liquidité en l'absence de contrainte de couverture par enchère côté demande, la logique conduit à un système de type *pay-as-bid* qui n'incite pas les acteurs à révéler leur «missing money», mais plutôt à anticiper le prix d'équilibre) **et, consécutivement, à la confiance des acteurs de marché sur son niveau.** Réformer ce système constitue une priorité de la concertation à court-moyen terme. Plusieurs options, dont celle d'une enchère unique ou de référence en amont de l'année de livraison, devront être considérées.

Depuis l'origine, le mécanisme de capacité prend en compte la contribution à la sécurité d'approvisionnement de l'interconnexion du système électrique français avec ceux des États voisins. Cette prise en compte, devenue explicite à compter de 2019 en application de la décision de la Commission européenne, s'effectue actuellement selon des modalités simplifiées et aura vocation à prendre une forme plus approfondie qui permettra la certification et la valorisation directe de capacités transfrontalières au titre du mécanisme français via une coordination inter-GRT. À ce jour, **la valorisation par RTE des certificats associés aux capacités d'interconnexion vient en déduction des coûts à couvrir par le TURPE et permet de ne pas augmenter le coût du mécanisme pour le consommateur.**

Enfin, l'une des spécificités du dispositif consiste en l'organisation d'un appel d'offres de long terme. Lors de sa première édition organisée en 2019, celui-ci a attiré plus de 1,6 GW de nouvelles capacités candidates – dont certaines portées par de nouveaux acteurs – et a retenu pour plus de 375 MW – soit l'équivalent d'un cycle combiné au gaz – de nouvelles capacités décarbonées et utiles à la sécurité d'approvisionnement. La grande majorité des capacités lauréates correspondant à des projets de batteries, **l'appel d'offres de long terme a ainsi contribué à lancer le développement de la filière du stockage stationnaire par batterie en France.**

3. La gestion opérationnelle : une complexité du dispositif, réelle ou perçue, qui appelle des actions correctrices immédiates

Au-delà de la nécessité d'un encadrement des marchés pour atteindre l'objectif public de sécurité d'approvisionnement, le mécanisme de capacité fait consensus sur un point : sa complexité.

De manière structurelle, **il existe une complexité intrinsèque à tout mécanisme de capacité** qui valorise non pas l'énergie produite, mais la capacité à produire ou à renoncer à consommer de l'énergie lors des périodes de tension. À elle seule, cette caractéristique nécessite un ensemble de règles, définitions et contrôles spécifiques.

Au-delà, **trois couches de complexité propres au mécanisme français se sont ajoutées** :

(i) les spécificités du choix initial d'architecture de marché (mécanisme décentralisé à temporalité diffuse), (ii) les dispositions structurelles ajoutées par la Commission européenne (contrôle du pouvoir de marché, prise en compte explicite des interconnexions et appel d'offres de long terme), (iii) les dispositions particulières introduites dans les règles à la suite de la concertation, notamment pour prendre en compte les spécificités propres à certains acteurs et certaines filières.

La prise en compte de l'ensemble de ces effets engendre indubitablement **une difficulté de compréhension des règles, des coûts de transaction et une lourdeur dans la gestion opérationnelle du mécanisme**. En ce sens, face aux attentes et aux difficultés opérationnelles identifiées par l'ensemble des acteurs du mécanisme, RTE identifie quatre axes d'amélioration et de simplification prioritaires :

► **Faciliter le maniement quotidien du mécanisme par RTE et les parties prenantes :**

- Réduire la lourdeur administrative liée à l'application du tunnel de certification qui n'offre pas de plus-value élevée en pratique ;
- Simplifier les calculs de l'obligation de capacité et du niveau effectif de disponibilité des capacités en limitant l'implication de tous les gestionnaires de réseau de distribution à toutes les étapes ;
- Alléger les obligations contractuelles des capacités certifiées qui s'appliquent actuellement indépendamment de leur taille et ne sont pas toutes proportionnées aux enjeux ;

► **Améliorer la performance du mécanisme au regard de ses objectifs :**

- Permettre une meilleure observabilité de l'ensemble des capacités certifiées et améliorer la prise en compte de la fiabilité des capacités ;
- Renforcer la cohérence entre l'analyse des marges qui résulte des déclarations des acteurs dans le cadre du mécanisme de capacité et l'évaluation réalisée par RTE dans le cadre du Bilan prévisionnel, afin d'assurer que les enjeux pour la sécurité d'approvisionnement identifiés dans les exercices du Bilan

prévisionnel renvoient les bonnes incitations sur le marché de capacité ;

► **Renforcer la lisibilité du mécanisme :**

- Simplifier les signaux (jours PP1/PP2) du mécanisme, en réduisant l'incertitude que leur tirage actuel génère pour les acteurs sans remettre en cause leur pertinence – confirmée par le présent retour d'expérience – pour la sécurité d'approvisionnement ;

► **Réduire la contrainte financière portée par les participants au mécanisme :**

- Supprimer des multiples « frais incitatifs » qui restent de second ordre par rapport aux règlements des écarts et nuisent à leur lisibilité ;
- Réduire la temporalité du mécanisme en rapprochant le règlement des écarts de la période de livraison, afin de limiter l'incertitude et la contrainte de trésorerie induite pour les acteurs (nécessaire jusqu'ici pour se fonder sur les données réelles de consommation que les GRD consolident en année A+2, une temporalité qui pourra être réduite avec le déploiement du compteur communiquant Linky).

Outre ces enjeux, un cadre réglementaire spécifique aux mécanismes de capacité a par ailleurs été développé au niveau européen à l'occasion du Clean Energy Package, dont les dispositions ont vocation à être déclinées au sein des règles du mécanisme français.

Il apparaît ainsi **nécessaire d'engager une action pour traiter rapidement les points qui peuvent l'être dans le cadre des règles, puis d'ensuite à revenir sur les aspects du dispositif qui sont intrinsèquement porteurs d'une complexité superflue**.

Cependant, l'argument de la complexité possède également certaines limites. Si le cadre français a conduit à débattre largement de l'ensemble des caractéristiques du dispositif et à résulter dans un dispositif très conceptuel, d'autres mécanismes de capacité peuvent avoir l'apparence de la simplicité mais déléguer un grand nombre de détails à des actes délégués ou des contrats opérationnels. De même, **réguler la sécurité d'approvisionnement par un ensemble de contrats bilatéraux**

constituant autant de réserves stratégiques n'apparaît simple que sur le papier, et n'est certainement pas plus transparent que le dispositif français qui trace dans un registre les certificats et leurs détenteurs, les transactions bilatérales, et jusqu'aux cessions internes aux entreprises verticalement intégrées. Enfin, il existe nécessairement une forme de complexité du fait (i) du but recherché d'assurer la coordination d'acteurs agissant selon leur logique propre et aux nombreuses spécificités pour atteindre un même objectif d'intérêt général, (ii) de la caractéristique intrinsèque d'un mécanisme de capacité qui tend à valoriser le probable (la disponibilité en situation de tension) et non le tangible, et (iii) des besoins de transparence sur le fonctionnement du mécanisme pour accompagner les acteurs.

Un plan d'action pour les prochains mois

Afin de tirer en pratique les conséquences des constats réalisés à l'occasion du présent retour d'expérience, RTE propose d'engager une concertation en distinguant trois thèmes :

- 1) Thème « simplification » :** faire émerger un programme de simplification susceptible d'être mis en œuvre au plus tôt et dont l'entrée en vigueur interviendrait en tout état de cause pour les années de livraison 2023 et 2024 (v4 des règles). Parmi les mesures de ce type seraient notamment considérés la prévisibilité des modalités de tirage des jours de pointe, la suppression de frais incitatifs hors rééquilibrages, ou encore le renforcement de la cohérence entre la vision des marges issue du mécanisme de capacité et celle du Bilan prévisionnel.
- 2) Thème « temporalité des échanges et centralisation » :** renforcer la confiance dans la

formation du prix, en identifiant les évolutions possibles dans l'architecture du marché, notamment son caractère centralisé/décentralisé et la temporalité des échanges de certificats. Parmi les différentes options possibles pour y parvenir, celles permettant une mise en œuvre dans le cadre de référence actuel (décision de la Commission européenne de novembre 2016) devront faire l'objet d'un travail spécifique dans la mesure où elles pourraient être mises en œuvre plus rapidement.

- 3) Thème « autres évolutions structurelles » :** instruire les évolutions plus structurelles du mécanisme qui impliqueraient une modification du cadre validé par la Commission européenne au titre du droit de la concurrence. Cette catégorie recouvre les discussions sur l'articulation du mécanisme avec les discussions en cours entre les autorités françaises et la Commission européenne sur les suites de l'ARENH – ou les options de réforme de l'architecture de marché (notamment centralisation et nature des enchères) que les discussions sur le thème précédent n'auraient pas pu traiter dans le cadre actuel.

Les échanges menés dans le cadre des travaux du retour d'expérience plaident désormais pour :

- ▶ **poursuivre la concertation engagée sur le volet « simplification » et décider dans les meilleurs délais de mettre en œuvre les ajustements consensuels**, tout en garantissant l'ouverture dès que possible des échanges pour les années de livraison 2023 et 2024 et répondre ainsi aux demandes des acteurs ;
- ▶ **engager au second semestre 2021 la concertation sur le thème « temporalité des échanges et centralisation », puis sur celui portant sur les « autres évolutions structurelles »**. Les options permettant d'améliorer l'architecture de marché à l'horizon 2025 seront notamment débattues dans ce cadre.

Introduction

Le mécanisme de capacité a été institué par la loi NOME de 2010 pour assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France dans le cadre du marché européen. À l'issue d'un long travail de concertation et d'une instruction approfondie par les autorités nationales et communautaires, il a été mis en œuvre à compter de 2017. Défini par plusieurs lois (désormais codifiées aux articles L.335-1 à L.335-7 du code de l'énergie), organisé par les décrets de 2012 et 2018 et régi par plusieurs versions successives de règles de marché entre 2015 et 2020, le mécanisme de capacité repose aujourd'hui sur un cadre réglementaire complet et constitue une réalité opérationnelle pour tous les acteurs de marché.

Partout où ce type de dispositif a été mis en œuvre, les débats sur sa nécessité, sa proportionnalité et son effectivité ont été passionnés. Les mécanismes de capacité sont en effet des dispositifs relativement nouveaux qui complètent les marchés de l'énergie, en permettant d'atteindre des objectifs spécifiques de politique publique ; leur existence dépend ainsi de ces objectifs et il est logique qu'ils soient amenés à évoluer. En France, dès la mise en œuvre du mécanisme de capacité, une clause de revoyure a été inscrite dans le cadre réglementaire, fondée sur un retour d'expérience complet visant à évaluer le fonctionnement concret du mécanisme ainsi que sa performance à l'issue de ses premières années de fonctionnement.

Cet exercice de mise en perspective du mécanisme de capacité apparaît d'autant plus crucial qu'il s'inscrit dans un contexte de transition énergétique caractérisé par des objectifs de décarbonation qui ont été considérablement rehaussés depuis 10 ans et par une perspective désormais claire de renforcement du rôle de l'électricité. En effet, les analyses de sécurité d'approvisionnement issues du Bilan prévisionnel 2021 ont permis de mettre en lumière que ces évolutions structurelles qui contribuent à tendre le système électrique conduisent à ce que le système ne dispose aujourd'hui plus de marge par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement fixé par les pouvoirs publics (la

sécurité d'approvisionnement est sous vigilance sur au moins les deux prochains hivers).

Par ailleurs, à partir de l'horizon 2024-2025, les fondamentaux permettant de fixer le niveau actuel du critère de sécurité d'approvisionnement évoluent : un rehaussement du niveau de sécurité d'approvisionnement est atteignable sans développer de nouvelles capacités mais seulement en maintenant les capacités thermiques existantes et donc pour un coût significativement inférieur. RTE mènera au cours de l'année 2021 une analyse sur l'opportunité économique d'un rehaussement du critère de sécurité d'approvisionnement, en cohérence avec l'exigence du paquet législatif *Une énergie propre pour tous les citoyens européens* (règlement électricité 2019/943). Cette analyse pourrait conduire à des propositions d'évolution du critère de sécurité d'approvisionnement de nature à accroître l'exigence sur la sécurité d'approvisionnement et donc l'intérêt d'un dispositif permettant de garantir ce niveau renforcé de sécurité d'approvisionnement.

Après quatre ans de fonctionnement du mécanisme (2017-2020) et sur la base du débouclage de deux exercices (2017 et 2018), RTE a conduit un retour d'expérience exhaustif dans l'objectif de dresser **un constat factuel, objectif et quantifié sur le fonctionnement du mécanisme depuis son lancement et ainsi d'alimenter les réflexions sur le mécanisme de capacité français** tant sur son architecture que ses modalités pratiques de mise en œuvre.

Ainsi, RTE a initié début 2020 un exercice de concertation complet et systématique auprès des membres du CURTE avec le cadrage du périmètre des travaux considérés dans le présent rapport. Suite à cet exercice de cadrage, RTE s'est attaché à concerter ces travaux à chacune des étapes : (i) en collectant directement auprès des parties prenantes les données nécessaires aux analyses (e.g. coûts de mise en œuvre, coûts fixes d'opération et de maintenance des moyens de production de pointes), (ii) en partageant des résultats « au fil de l'eau » dans le cadre de groupes de travail

organisés entre les mois de mars et de novembre 2020, et (iii) en sollicitant l'avis des parties prenantes sur les chapitres du présent rapport entre les mois de décembre 2020 et de mai 2021.

La suite du document s'attache à résumer les conclusions des analyses produites selon les 8 chapitres qui structurent le rapport complet, et présente les orientations qui en découlent et qui seront soumises à la concertation sur l'avenir du mécanisme de capacité. En définitive, ces orientations peuvent être articulées autour des trois thèmes qui structureront la suite de la concertation sur le cadre réglementaire :

- 1) **Thème « simplification »** : faire émerger un programme de simplification susceptible d'être mis en œuvre au plus tôt et dont l'entrée en vigueur interviendrait en tout état de cause pour les années de livraison 2023 et 2024 (v4 des règles). Parmi les ce type de mesures seraient notamment considérés la prévisibilité des modalités de tirage des jours de pointe, la suppression de frais incitatifs hors rééquilibrages, ou encore le renforcement de la cohérence entre la vision des marges issue du mécanisme de capacité et celle du Bilan prévisionnel.
- 2) **Thème « temporalité des échanges et centralisation »** : renforcer la confiance dans la formation du prix, en identifiant les évolutions possibles dans l'architecture du marché, notamment son caractère centralisé/décentralisé et la temporalité des échanges de certificats. Parmi les différentes options possibles pour y parvenir, celles permettant une mise en œuvre dans le cadre de référence actuel (décision de la Commission

européenne de novembre 2016) devront faire l'objet d'un travail spécifique dans la mesure où elles pourraient être mises en œuvre plus rapidement.

- 3) **Thème « autres évolutions structurelles »** : instruire les évolutions plus structurelles du mécanisme qui impliqueraient une modification du cadre validé par la Commission européenne au titre du droit de la concurrence. Cette catégorie recouvre les discussions sur le périmètre du mécanisme – qui ne pourraient intervenir qu'à l'issue des discussions en cours entre les autorités françaises et la Commission européenne sur les suites de l'ARENH – ou les options de réforme de l'architecture de marché (notamment centralisation et nature des enchères) que les discussions sur le thème précédent n'auraient pas pu traiter dans le cadre actuel.

Les échanges menés dans le cadre des travaux du retour d'expérience plaident désormais pour :

- **poursuivre la concertation engagée sur le volet « simplification » et décider dans les meilleurs délais de mettre en œuvre les ajustements consensuels**, tout en garantissant l'ouverture dès que possible des échanges pour les années de livraison 2023 et 2024 et répondre ainsi aux demandes des acteurs ;
- **engager au second semestre 2021 la concertation sur le thème « temporalité des échanges et centralisation », puis sur celui portant sur les « autres évolutions structurelles »**. Les options permettant d'aménager l'architecture de marché à l'horizon 2025 seront notamment débattues dans ce cadre.

Un mécanisme qui s'est avéré déterminant pour la sécurité d'approvisionnement sur ses premières années de fonctionnement

Les difficultés économiques rencontrées depuis le début des années 2010 par certaines filières de production (les CCG par exemple) dans un contexte de dégradation du niveau de sécurité d'approvisionnement ont alimenté les débats sur les imperfections d'un modèle de marché «energy only». En effet, les difficultés économiques rencontrées par certains exploitants de capacité dans un contexte de prix de l'énergie historiquement bas ont conduit à des restructurations importantes de la filière et des cessions d'actifs¹. Certains acteurs ont également envisagé la mise sous cocon ou la fermeture de leurs unités de production comme le groupe GDF Suez qui a annoncé en mars 2013 la mise sous cocon de trois de ses cinq CCG françaises.

C'est dans ce contexte de dégradation des marges que s'inscrit l'institution du mécanisme de capacité par la loi NOME de 2010, afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France dans le cadre du marché européen. En particulier, le mécanisme de capacité vise à garantir le respect du critère de sécurité d'alimentation retenu en France et fixé par les pouvoirs publics. Ce critère probabiliste fixe l'occurrence maximale des situations de défaillance à une espérance de trois heures par an.

Par rapport à cet objectif, l'analyse économique confirme que le mécanisme de capacité a bien contribué au maintien du niveau souhaité en matière de sécurité d'approvisionnement. En effet, il participe depuis sa mise en œuvre à éviter des mises sous cocon de centrales de semi-base ou de pointe alors que les prix issus des marchés de l'énergie ne suffisent pas toujours à couvrir les coûts annuels d'opération et de maintenance. Le mécanisme a par ailleurs participé à l'émergence de la filière des effacements.

En effet, les trajectoires de puissance installée de certaines filières sont conditionnées par leur viabilité économique via les marchés. Pour certaines capacités, les trajectoires d'évolution sont peu sensibles aux niveaux des prix sur les marchés de l'électricité. C'est notamment le cas des installations d'énergies renouvelables dont les trajectoires d'évolution sont avant tout le reflet des ambitions publiques (avec un pilotage en volume, via des appels d'offres pour les énergies renouvelables). Cependant, l'évolution de certaines capacités est directement sensible aux conditions de marché. C'est notamment le cas du parc thermique existant (hormis le parc charbon), mais aussi de certaines capacités d'effacement (quand elles ne sont pas éligibles au soutien public). L'analyse de la viabilité économique de ces filières permet d'apprécier les risques de fermeture et/ou de mise sous cocon pour raisons économiques.

Afin d'étudier l'apport du mécanisme de capacité à la sécurité d'approvisionnement, des analyses économiques ont d'emblée été menées afin d'établir un diagnostic sur la viabilité économique de différentes filières de production et d'effacement de consommation et d'identifier celles dont la viabilité économique aurait été mise à risque sans la rémunération apportée par le mécanisme de capacité. Sur la base de cette analyse économique, des trajectoires «contrefactuelles» reflétant une situation où le mécanisme de capacité n'aurait pas été institué ont été établies pour les filières CCG, Tac, Cogénérations gaz et effacement entre les années 2017 et 2019.

La construction des trajectoires contrefactuelles encadrantes a été établie en considérant que la proportion des capacités qui aurait été retirées en l'absence du mécanisme de capacité est d'autant plus importante que leur déficit de revenus sur les

1. Cession par Verbund de ses deux CCG au groupe KKR en 2014 et cession par Alpiq de son CCG à Direct énergie en 2015.

marchés de l'énergie (hors mécanisme de capacité) par rapport aux coûts à couvrir est important, d'une part, et que la part de revenus tirés du mécanisme de capacité est importante, d'autre part. Les trajectoires ont été établies en concertation avec l'ensemble des parties prenantes (exploitants des filières concernées, fournisseurs, CRE, DGEC, etc.).

Sur la base des analyses économiques établies par filière, les deux scénarios contrefactuels « sans mécanisme de capacité » retenus conduisent à considérer que le système électrique aurait été privé d'entre 1,8 GW (scénario bas) et 3,5 GW (scénario haut) de capacité disponible sur la période 2017-2019.

Suite à la fermeture progressive depuis 2010 de 10 GW de capacités thermiques, le système électrique français ne dispose désormais plus de marge par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement : les Bilans prévisionnels^{2, 3, 4} de RTE signalent depuis lors que le niveau de sécurité d'approvisionnement se trouve proche du critère public, un équilibre que le mécanisme de capacité participe vraisemblablement à maintenir.

L'absence de viabilité économique de certaines filières n'est donc pas liée à une situation de surcapacité du système électrique français dans la mesure où les marges évaluées en amont des années de livraison étaient inférieures à 500 MW sur les dernières années.

En définitive, quel que soit le scénario considéré (haut ou bas), le critère réglementaire de sécurité d'approvisionnement n'aurait pas été respecté en France en l'absence de mécanisme de capacité sur la période étudiée (déficit entre 3,5 GW et 1,5 GW sur les 3 hivers complets ayant fait suite à la mise en œuvre du mécanisme), ce qui confirme que le mécanisme de capacité a bien contribué au maintien du niveau souhaité en matière de sécurité d'approvisionnement.

Figure 1 Capacités à risque en l'absence de mécanisme de capacité et scénarios contrefactuels sans mécanisme de capacité (Puissance certifiée)

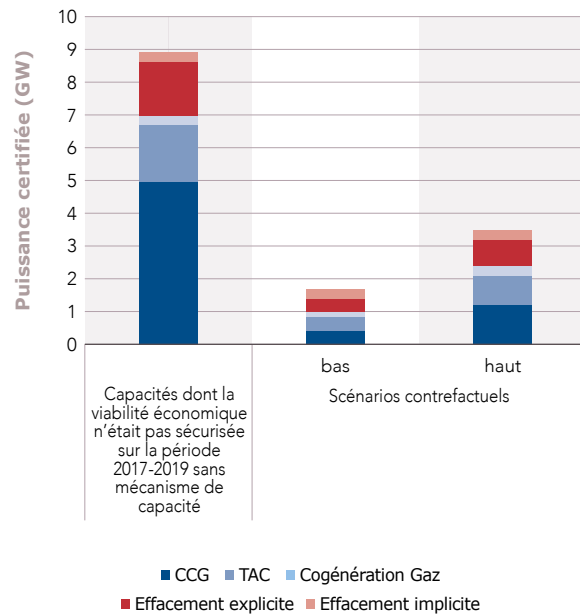
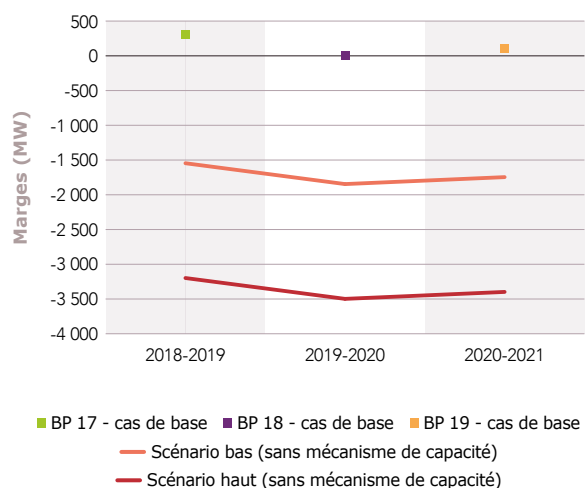


Figure 2 Évolution des marges avec et sans mécanisme de capacité



2. https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/bp2017_synthese_17.pdf

3. https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/synthese-bilan-_previsionnel-2018%20%281%29.pdf

4. https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/bp2019_synthesegse_12_1_0.pdf

Le mécanisme de capacité n'a pas non plus excédé son objectif, ne retardant pas la fermeture des grandes centrales au fioul (2016-2017) – qui n'étaient plus indispensables à la sécurité d'approvisionnement – ni celles des dernières centrales au charbon qui sont en cours conformément aux orientations fixées dans la PPE. Le mécanisme de

capacité a donc accompagné le système électrique vers son état actuel à savoir un niveau effectif de sécurité d'approvisionnement qui correspond parfaitement – ni plus, ni moins – au critère établi par les pouvoirs public, comme on pouvait l'anticiper lors de sa mise en œuvre puisqu'il est calibré à cet effet.

Lien avec la concertation à venir sur le mécanisme de capacité :

En premier lieu, ces analyses confortent le choix d'une organisation du système français dans laquelle la sécurité d'approvisionnement ne repose pas uniquement sur le fonctionnement du marché horaire de l'électricité et permettent ainsi d'établir un consensus sur la nécessité d'un dispositif capacitaire.

Les travaux détaillés dans le présent retour d'expérience apportent par ailleurs un cadre d'analyse sur les fondamentaux à considérer pour apprécier la contribution du mécanisme de capacité au respect du critère de sécurité d'approvisionnement. Cette contribution sera désormais appréciée de manière systématique par les études prévisionnelles européenne et nationale, conformément à la réglementation européenne sectorielle depuis l'adoption du paquet «énergie propre». En particulier, le Bilan prévisionnel 2021 s'est appuyé sur un cadre d'analyse similaire dans son chapitre 6 portant sur «L'analyse de la viabilité économique» et a ainsi mis en lumière l'intérêt du mécanisme de capacité pour garantir la sécurité d'approvisionnement pour les années de livraison 2023 et 2024.

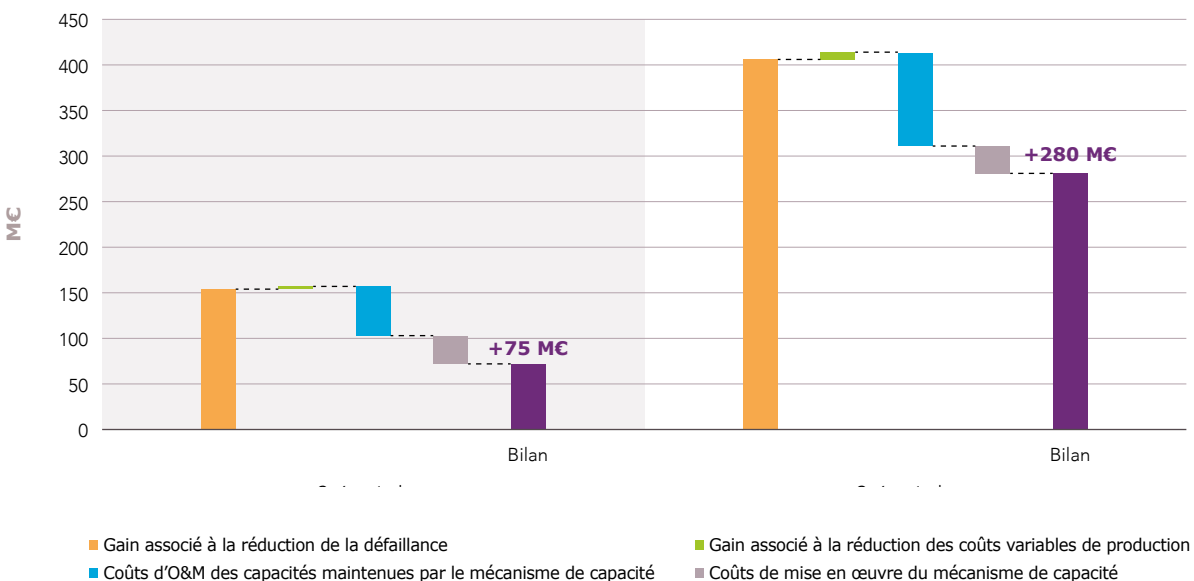
Un mécanisme qui a apporté à la collectivité des bénéfices économiques supérieurs à ses coûts de mise en œuvre

En garantissant le respect de défaillance, le mécanisme de capacité a permis d'améliorer la sécurité d'approvisionnement, ce qui constitue un bénéfice pour la collectivité. Afin d'évaluer la pertinence économique du mécanisme de capacité, le retour d'expérience s'est attaché à mettre ce bénéfice en regard des autres coûts et bénéfices engendrés par son existence.

Préalablement à la mise en œuvre du mécanisme de capacité français, différentes analyses théoriques – depuis recensées dans le rapport *Analyse d'impact du mécanisme de capacité*, publié en 2018 – ont pu illustrer l'intérêt économique d'introduire un tel mécanisme. Une analyse coûts-bénéfices *a posteriori* du mécanisme de capacité, portant sur ses trois premières années de fonctionnement, est désormais à même de confirmer que sa mise en œuvre a effectivement présenté un intérêt économique pour la collectivité.

La littérature académique comme les précédentes études publiées par RTE démontrent que les principaux bénéfices apportés par la mise en place d'un mécanisme de capacité correspondent (i) à l'amélioration du niveau de sécurité d'approvisionnement (réduction du volume de défaillance) et (ii) à la sécurisation des investissements dans de nouvelles capacités, par la réduction du risque sur la rémunération. En l'occurrence, seul le premier a été prégnant sur les premières années de fonctionnement, en raison du faible volume de nouvelles capacités ayant émergé en dehors de tout soutien public sur la période 2017-2019 ; le deuxième effet a donc été négligé dans l'analyse économique. Enfin, en affectant l'état du parc de capacités disponibles (maintien de capacités, nouvelles capacités) et donc le « merit-order », le mécanisme de capacité contribue également à la réduction des coûts variables de production d'électricité. Ce troisième bénéfice a été évalué dans le cadre de l'analyse.

Figure 3 Bilan de l'analyse coût-bénéfice du mécanisme de capacité français sur ses trois premières années de fonctionnement (2017-2019)



En permettant le maintien des capacités nécessaires à la sécurité d’approvisionnement de la France et en évitant le déclassement potentiel de 1,8 GW et 3,5 GW selon le scénario contrefactuel considéré, le mécanisme de capacité aurait permis en espérance d’éviter entre 8 et 20 GWh/an de défaillance, ce qui correspond à un gain «assurantiel» lié à la réduction de l’énergie non-distribuée estimé entre 150 et 400 M€/an selon le scénario contrefactuel considéré.

Par rapport à une situation «sans mécanisme de capacité», le bénéfice pour la sécurité d’approvisionnement procuré par le mécanisme s’accompagne en contrepartie d’un coût supplémentaire pour la collectivité, correspondant aux coûts fixes des capacités qui ne seraient pas en service sans le mécanisme de capacité. Ce surcoût pour la collectivité est estimé à entre 50 et 100 M€/an selon le scénario contrefactuel considéré.

Par ailleurs, à l’issue de l’année 2019, le coût total engagé par l’ensemble des acteurs du mécanisme (acteurs de marché et gestionnaires de réseaux) au titre de la mise en œuvre du mécanisme est estimé jusqu’à 100 M€ soit de l’ordre de 30 M€/an.

Ce montant apparaît important, même si peu de points de comparaison existent, aussi car RTE s’est attaché à évaluer le coût de l’ensemble des parties prenantes qui n’ont pas transmis de données et ainsi assurer la robustesse des conclusions de la présente analyse économique. Cette évaluation permet par ailleurs d’apprécier l’effort consenti par les différents acteurs et fonde les attentes de simplifications du mécanisme susceptibles de le réduire. Ces coûts ne sont portés que partiellement par les opérateurs du mécanisme de capacité (RTE et GRD) : ils sont globalement répartis entre les différentes catégories d’acteurs, ce qui découle de l’architecture décentralisée du mécanisme de capacité français.

Bien que ces coûts de mise en œuvre ne soient pas négligeables, leur comparaison avec les bénéfices apportés pour le système électrique et les consommateurs (en termes de sécurité d’approvisionnement selon une logique assurantielle) révèle que, quel que soit le scénario contrefactuel étudié, le mécanisme de capacité est créateur de valeur pour la collectivité, à hauteur d’environ 75 M€/an dans le scénario bas et de 280 M€/an dans le scénario haut.

Lien avec la concertation à venir sur le mécanisme de capacité :

Ces travaux permettent de conclure, au terme d’une évaluation économique rigoureuse, que la mise en œuvre du mécanisme de capacité a généré un bénéfice pour la collectivité (en raison de sa logique assurantielle) qui excède les coûts de mise en œuvre évalués sur la période étudiée.

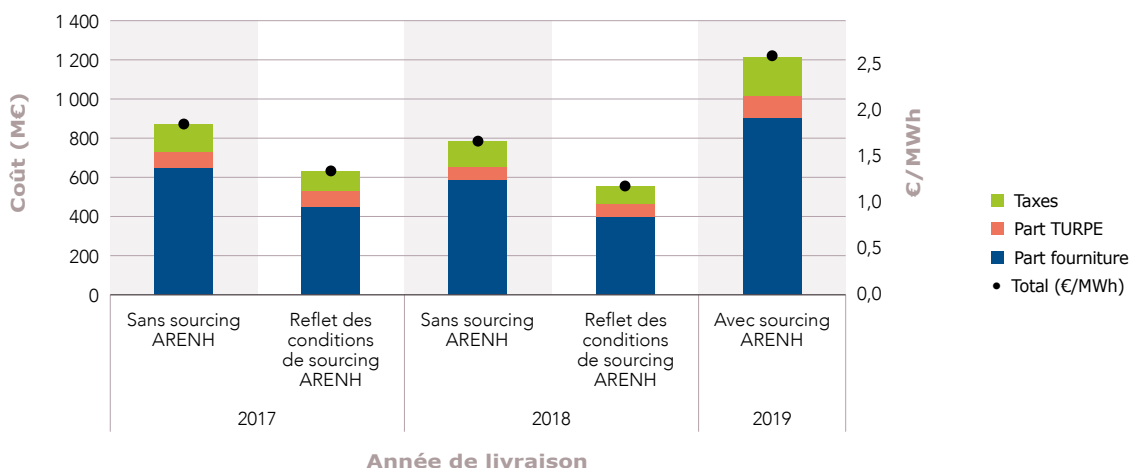
Ces travaux apportent par ailleurs un cadre d’analyse ainsi que des ordres de grandeurs issues de données observées qui pourront être réutilisés dans le cadre d’analyses plus prospectives, notamment dans la perspective d’évolutions à venir du mécanisme de capacité qui nécessiteraient de justifier son intérêt économique.

Un coût pour le consommateur qui peut être significatif mais limité par le dispositif ARENH et des revenus nets pour les consommateurs flexibles

Le mécanisme de capacité a été conçu de telle sorte que ce sont les consommateurs qui supportent *in fine* le coût de leur propre sécurité d’approvisionnement considérant que cela permet de refléter le juste coût pour assurer leur sécurité d’approvisionnement. C’est en effet à travers la couverture de l’obligation de capacité portée par les fournisseurs et les gestionnaires de réseau pour leurs pertes, qui génère un coût directement répercuté au consommateur, que le mécanisme de capacité permet le respect du critère de sécurité d’approvisionnement. Ce coût porté par les consommateurs peut représenter un enjeu de pouvoir d’achat pour les ménages et de compétitivité pour les industriels et constitue à ce titre un point d’attention important pour les parties prenantes et les pouvoirs publics.

Le coût de couverture de l’obligation de capacité porté par les fournisseurs, et *in fine* transmis aux consommateurs, ne reflète pas uniquement le prix de marché sur les enchères organisées, l’existence du dispositif ARENH conduisant à ce qu’une large part de l’obligation de capacité soit remplie sans occasionner le moindre coût pour les consommateurs (approvisionnement en produit ARENH, TRV ou offres de marché répliquant les conditions de fourniture des fournisseurs alternatifs). En prenant également en compte les effets induits sur la fiscalité et le TURPE, le coût du mécanisme de capacité pour le consommateur est évalué entre 1,2 et 2,6 €/MWh sur la période 2017-2019, ce qui correspond au coût anticipé dans le rapport de 2014 accompagnant les premières règles de marché⁵.

Figure 4 Coût de l’introduction du mécanisme de capacité pour le consommateur, sans prise en compte des effets de long terme



5. Dans le rapport de 2014, l’évaluation du coût pour le consommateur ne prenait pas en compte les taxes et la part TURPE et proposait une évaluation du coût moyen pour le consommateur situé entre 1 et 2 €/MWh.

Enfin, l'analyse permet de mettre en lumière que l'effet du mécanisme de capacité sur la facture des consommateurs est très variable selon le segment de consommateurs considéré (résidentiels ou industriels). Ainsi, le mécanisme de capacité est bien financé par les consommateurs qui contribuent à la pointe électrique, comme cela était prévu par son design initial. *A contrario*, les consommateurs (notamment industriels) qui ne participent pas à la pointe voire peuvent s'effacer lorsqu'elle survient acquittent une contribution capacitaire faible, voire nulle ou négative. En ce sens, les fondamentaux économiques du mécanisme de capacité sont sains.

Ces coûts du mécanisme de capacité portés par le consommateur constituent la contrepartie du respect du critère de sécurité d'approvisionnement et s'accompagnent de bénéfices liés à l'existence du mécanisme de capacité comme (i) l'effet de long terme du mécanisme de capacité sur les prix de l'énergie, et (ii) la valorisation de la sécurité d'approvisionnement. L'évaluation de ces effets ne repose toutefois pas sur des données observées car elle s'attache à évaluer les coûts supplémentaires qui auraient été générés pour les consommateurs les scénarios contrefactuels «sans mécanisme de capacité» :

- ▶ **effet de long terme sur les prix issus des marchés de l'énergie** : en contribuant à maintenir des capacités disponibles dans le marché (cf. chapitre 1), la mise en place du mécanisme de capacité a eu, toutes choses égales par ailleurs, un effet baissier sur le prix du MWh sur les marchés de l'énergie. En fonction de l'approche retenue pour cette évaluation, le bénéfice pour le consommateur est variable et peut être évalué entre 100 M€ et 500 M€ (soit 0,2 €/MWh à 1 €/MWh) dans le scénario bas et entre 200 M€/an et 1300 M €/an (soit 0,4 €/MWh à 2,7 €/MWh) dans le scénario haut. Bien que non-observé, cet effet est propre aux mécanismes de capacité qui ne sont pas des réserves stratégiques et impacte la facture d'électricité au bénéfice du consommateur ;
- ▶ **valorisation de la sécurité d'approvisionnement à hauteur de la valeur de l'énergie non-distribuée** : la défaillance évitée, valorisée à hauteur de la «*Value of Lost Load*», du fait de l'existence du mécanisme de capacité représente un bénéfice pour le consommateur qui n'est pas directement visible sur sa facture d'électricité. Sur les premières années de fonctionnement, il est évalué entre 150 M€ et 400 M€ (soit 0,3 €/MWh à 0,9 €/MWh).

Lien avec la concertation à venir sur le mécanisme de capacité :

Les analyses du retour d'expérience montrent que le coût moyen du mécanisme de capacité pour le consommateur est conforme à la fourchette évaluée dans le rapport de 2014 accompagnant les règles du mécanisme de capacité (1 à 2 €/MWh, hors TURPE et taxes) et se situe dans la moyenne des pays européens ayant mis en place un mécanisme de capacité.

Ces résultats sont fortement liés au choix de faire coexister un mécanisme de capacité portant sur toute la capacité et le dispositif ARENH, lequel limite significativement le coût du mécanisme pour le consommateur : en cela, ils constituent un tout cohérent. Dès lors, une réforme structurelle sur le financement du parc nucléaire et la répartition de l'avantage économique du nucléaire historique serait susceptible de réinterroger cette caractéristique. Les travaux sur la surface du mécanisme de capacité devront donc prendre en compte cette dimension avec potentiellement plusieurs scénarios à considérer s'agissant des conclusions sur le nouveau cadre réglementaire sur le nucléaire.

En effet, l'enjeu de la surface financière du mécanisme de capacité peut notamment être instruit en quantifiant les coûts et les bénéfices qu'il engendre pour le consommateur. Outre le fait que le coût de couverture de l'obligation de capacité découle *a fortiori* du périmètre des capacités considérées, les effets de long terme du mécanisme de capacité sur les prix de l'énergie représentent un des bénéfices propres au mécanisme de capacité dans son architecture «*capacity wide*», dans la mesure où les exploitants de capacité percevant une rémunération capacitaire participent également aux marchés de l'énergie, (par opposition à un modèle de type «réserve stratégique»). Ainsi, le cadre d'analyse développé dans le présent rapport est à même d'alimenter une étude comparative entre des architectures de mécanisme de capacité portant sur différents périmètres, comme le requiert le **Règlement européen 2019/943 sur le fonctionnement du marché intérieur de l'électricité** préalablement à l'approbation d'un mécanisme de capacité au titre des aides d'état.

Un équilibre sur le marché de capacité qui peut s'écarter du diagnostic établi par le Bilan prévisionnel

Le Bilan prévisionnel établit annuellement un diagnostic sur la sécurité d'approvisionnement sur les hivers à venir en étudiant pour chacun d'entre eux les marges ou déficits par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement. Par conséquent, bien que la période sur laquelle le Bilan prévisionnel porte un diagnostic (hiver en «année à cheval») est distincte de la période d'exercice du mécanisme de capacité (mois d'hiver sur une année civile), chacun des deux exercices conduit à établir un niveau de marge par rapport au respect du même critère de sécurité d'approvisionnement.

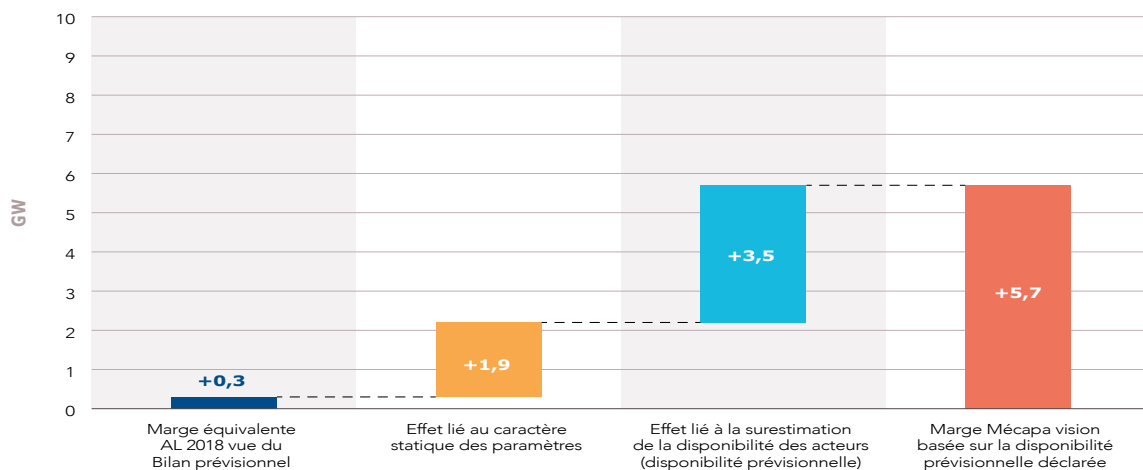
Depuis le lancement du mécanisme de capacité, plusieurs parties prenantes ont interrogé RTE sur les écarts entre le diagnostic sur la sécurité d'approvisionnement publié dans les Bilans prévisionnels et les études de passage de l'hiver, et l'équilibre offre-demande sur le marché de capacité. En particulier, il a été souligné que le marché de capacité semblait excédentaire sur les exercices AL2017 et AL2018 alors que le Bilan prévisionnel anticipait des marges faibles ou nulles sur ces exercices. Un tel écart est susceptible de questionner la bonne adaptation du

mécanisme de capacité à l'objectif de sécurité d'approvisionnement visé. En effet, un tel écart pourrait par exemple conduire à ce que des capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement ne trouvent pas de débouchés pour la vente de leurs certificats.

Les analyses issues du retour d'expérience ont permis d'établir que l'équilibre en certificats de capacité fournissent une vision dynamique des marges ou déficits en capacité (vision mécanisme de capacité) qui a pu diverger fortement du diagnostic «physique» établi dans le cadre du Bilan prévisionnel. Sur les premières années de fonctionnement du mécanisme de capacité (2017-2019), le niveau des marges résultant du marché de capacité en amont d'une année de livraison s'est ainsi trouvé supérieur de 3 à 9 GW au diagnostic établi par le Bilan prévisionnel.

L'essentiel de ces écarts s'explique par une anticipation de la disponibilité par les exploitants de capacité (vision décentralisée) plus optimiste que les hypothèses retenues par RTE (vision centralisée). L'analyse *ex post* de la disponibilité effective,

Figure 5 Explication de l'écart entre les marges vues du BP et vues du mécanisme de capacité pour l'année de livraison 2018 – vision basée sur la disponibilité prévisionnelle déclarée



qui s'est établie à des niveaux proches de l'anticipation centralisée établie par le Bilan prévisionnel, confirme le biais à l'optimisme des exploitants de capacités quant à leur disponibilité durant les premières années de livraison. Au niveau France, cet écart s'est élevé jusqu'à 3,5 GW (vision basée sur la disponibilité prévisionnelle déclarée) ou 7 GW (vision basée sur le niveau de certification) au 1^{er} janvier 2018 pour l'année de livraison 2018. Ces écarts, susceptibles d'impacter la formation du prix, ont eu tendance à se réduire au fur et à mesure des années de livraison.

Une partie plus limitée des écarts provient du caractère statique des paramètres du mécanisme

de capacité (contribution des interconnexions et coefficient de sécurité notamment). Pour des questions de stabilité et de réduction des risques pour les acteurs du marché de capacité, les paramètres sont figés plusieurs années à l'avance, lors de l'ouverture des échanges, sur la base de la meilleure vision du système dont dispose RTE lors de l'exercice de paramétrage. Ils se retrouvent biaisés quand des hypothèses sur la contribution des interconnexions évoluent (date de mise en service de liaison d'interconnexion, évolution des parcs de production à l'étranger). L'écart varie selon les années de livraison et a pu culminer jusqu'à près de 2 GW pour l'année de livraison 2018 (en outre du biais de 3,5 GW à 7 GW susmentionné).

Lien avec la concertation à venir sur le mécanisme de capacité :

Le retour d'expérience a permis d'identifier des écarts de diagnostic entre les marges établies par le Bilan prévisionnel et celles reflétées par le marché de capacité sur la période 2017-2019 et d'en préciser les deux causes principales :

- ▶ Les exploitants de capacité ont eu tendance à surévaluer la disponibilité prévisionnelle de leur capacité en amont de l'année de livraison, ce qui a conduit à ce que le marché de capacité affiche, en amont de l'année de livraison, des marges plus importantes que la marge réelle du système. Les derniers exercices de certification conduisent RTE à évaluer que ce biais a tendance à se résorber bien que les cas particuliers des années de livraison 2020 et 2021 fortement marquées par la crise COVID ne permettent pas de conclure définitivement sur ce point. Un travail de monitoring devra être poursuivi pour vérifier que ces effets d'apprentissage suffiront à ce que les exploitants de capacité renvoient, en amont de l'année de livraison, une vision probabiliste crédible de leur niveau de disponibilité prévisionnelle. En l'absence de convergence avérée entre les anticipations centralisée et décentralisée de la disponibilité, des solutions réglementaires devront être étudiées pour garantir cette convergence.
- ▶ Le caractère statique du paramétrage du mécanisme de capacité (i.e. les paramètres d'un exercice sont figés après l'ouverture des échanges pour cet exercice) a également généré des écarts de moindre ampleur entre les diagnostics établis par le marché de capacité et le Bilan prévisionnel, notamment lorsque les hypothèses du Bilan prévisionnel sur la disponibilité prévisionnelle des parcs de production étrangers ou des interconnexions sont actualisées d'un exercice à l'autre. Un paramétrage plus dynamique permettrait d'assurer un meilleur alignement dans le temps entre la vision reflétée par le marché de capacité et le diagnostic établi par le Bilan prévisionnel. Cet enjeu sera instruit dans le cadre de la concertation portant sur le cadre réglementaire V4.

L'architecture décentralisée n'a pas entièrement répondu aux attentes et induit des enjeux de lisibilité de la formation du prix

Le mécanisme de capacité français repose sur une architecture dite décentralisée : les fournisseurs ont l'obligation d'acquiescer, en l'absence d'acheteur unique, des garanties de capacité correspondant à la consommation électrique de leurs clients sur les périodes de pointe. Ces garanties sont vendues par les exploitants de capacité suite à la certification par RTE de la disponibilité de leur moyen de production ou d'effacement.

Ces choix ont été justifiés historiquement afin (i) de responsabiliser les acteurs côté demande dans l'équilibre offre-demande en incitant les fournisseurs et les consommateurs à limiter leur contribution à la pointe (en développant des effacements implicites), (ii) de transmettre des incitations également dans des temporalités courtes permettant un arbitrage entre l'achat de garanties de capacité et la réduction de la consommation à la pointe (temporalité diffuse) et (iii) d'inciter les exploitants de capacité à la disponibilité effective de leur moyens pendant l'année de livraison. RTE a analysé le comportement des acteurs et plus largement du fonctionnement concret du marché dans le cadre de cette architecture décentralisée rebouclant sur le réalisé pour en mesurer les conséquences et ainsi évaluer l'atteinte des objectifs qui ont justifié sa mise en œuvre.

S'agissant de la décentralisation de la demande, le retour d'expérience met en évidence que l'estimation prévisionnelle par les acteurs de leur obligation réglementaire a été dans l'ensemble de qualité analogue aux anticipations centralisées – à l'exception des plus petits acteurs qui ont pu rencontrer des difficultés ou n'ont pas transmis d'estimation. Ainsi, l'agrégation des anticipations des acteurs n'a pas donné d'information plus fiable que l'évaluation prévisionnelle centralisée réalisée par RTE, ce qui est de nature à interroger sur la plus-value du dispositif ; d'autant plus que la coexistence de deux visions – l'une centralisée, découlant des exercices prévus par la loi comme le Bilan prévisionnel, l'autre décentralisée correspondant au

fonctionnement du mécanisme de capacité – ne favorise pas l'établissement d'un diagnostic clair sur la situation du système électrique français au regard de l'objectif de sécurité d'approvisionnement et peut rendre plus difficile l'appréciation de la nécessité d'éventuelles actions correctrices.

S'agissant de sa temporalité diffuse, l'architecture décentralisée ne semble pas non plus avoir produit d'effet significatif. Dans la réflexion de 2014-2016, l'opportunité offerte aux fournisseurs alternatifs, ou aux grands consommateurs, de s'approvisionner en certificats au moment de leur choix était considérée comme une caractéristique majeure du dispositif, offrant de la souplesse et permettant également de réduire les effets de pouvoir de marché. Associée à la faculté pour chacun de pouvoir gérer son obligation par une « couverture physique » (c'est-à-dire en activant des effacements de consommation durant les périodes PP1), cette caractéristique devait faire des fournisseurs et consommateurs des acteurs dynamiques, et constituer un puissant élément de régulation à la baisse du prix de la capacité. Ces éléments ont joué, mais dans des proportions relativement faibles sur la période 2017-2019 (+300 MW d'effacement implicite). Il est trop tôt pour conclure si la raison en est structurelle, conjoncturelle (du fait de la jeunesse du mécanisme ou des niveaux de prix sur la période 2017-2019) ou liée aux modalités de comptage de la consommation des sites qui s'améliorent à partir de 2021 (en particulier pour les sites > 36 kVA dont le suivi de la consommation bascule d'une modélisation par profil à la mesure par courbe de charge). Par ailleurs, il ressort que cette temporalité diffuse a conduit – et ce malgré la qualité de ces anticipations décentralisées transmises avant l'année de livraison et le peu d'effacements implicites constatés – à ce qu'une partie notable de la demande (près de 5 GW) ne soit pas couverte lors de la dernière enchère avant de l'année de livraison fixant le prix de référence, ce qui participe au manque de lisibilité constaté sur la formation du prix.

Étant donné que l'architecture en vigueur repose sur une vision dynamique de l'offre qui doit reboucler sur la disponibilité effective, l'offre en capacité repose également sur une vision décentralisée puisque les exploitants de capacité sont responsables de l'estimation de leur niveau de disponibilité prévisionnelle. Sur les premières années de livraison, les anticipations décentralisées de la disponibilité prévisionnelle ont été très supérieures aux disponibilités constatées, ce qui a donné lieu à des rééquilibrages à la baisse importants entre le lancement d'un exercice et son débouclage (jusqu'à 10 GW), tandis que la prévision centralisée découlant des hypothèses du Bilan prévisionnel s'établit à un écart plus faible (moins de 1 GW) par rapport aux disponibilités effectives. Les derniers exercices de certification conduisent RTE à conclure que ce biais à l'optimisme a tendance à se résorber bien que le cas particulier des années de livraison 2020 et 2021 fortement marquées par la crise COVID ne permettent pas de conclure sur ce point.

Les sessions d'échange de certificats de capacité ont généré un prix unique de la capacité, qui confère une valeur de référence à la sécurité d'approvisionnement – tel était un objectif initial du dispositif. Cette valeur s'est stabilisée aux alentours de ~15 k€/MW/an avant la crise COVID et aux alentours de ~30-40 k€/MW/an pour l'année 2021 et au-delà, une évolution du prix qui reflète une tension accrue sur l'équilibre offre demande qui ressort également du Bilan prévisionnel et donc de l'évaluation centralisée. Ces niveaux de prix correspondent aux coûts fixes de maintien en activité

de centrales de semi-base ou de pointe, mais est inférieur aux coûts fixes nécessaires à la construction de nouvelles centrales : ces résultats sont cohérents avec les fondamentaux économiques.

En pratique, les courbes d'offres et de demande constatées lors des sessions de marché organisé s'éloignent du cadre théorique (courbe d'offre en escalier, construite à partir du missing money marginal par technologie). Le retour d'expérience met en lumière que la multiplicité des enchères conduit à fragmenter l'offre, sans plus-value en matière de liquidité, ce qui nuit également à la lisibilité de la formation du prix (sans garantie de liquidité en l'absence de contrainte de couverture par enchère côté demande, la logique conduit à un système de type pay-as-bid qui n'incite pas les acteurs à révéler leur «missing money», mais plutôt à anticiper le prix d'équilibre) et, consécutivement, à la confiance des acteurs de marché sur son niveau.

L'indexation de la rémunération sur le niveau effectif de disponibilité – et non sur la capacité installée ou une vision purement normative de la disponibilité – a joué un rôle positif pour la sécurité d'alimentation pendant la crise sanitaire, en ce qu'il a permis de valoriser les actions conduisant à modifier les dates de maintenance des réacteurs nucléaires pour privilégier l'hiver – une opération coûteuse pour l'exploitant mais nécessaire pour la sécurité d'approvisionnement – ainsi que le développement d'effacements de capacité certifiés consécutivement à l'augmentation du prix sur le marché de capacité.

Lien avec la concertation à venir sur le mécanisme de capacité :

L'agrégation des anticipations des acteurs obligés n'a pas donné d'information plus fiable que l'évaluation prévisionnelle centralisée réalisée par RTE, ce qui est de nature à interroger la plus-value de la décentralisation de la demande. La concertation à venir devra donc étudier l'opportunité d'évaluer le niveau de demande de manière plus centralisée.

Par ailleurs, les dispositions de contrôle du pouvoir de marché introduites par la décision d'approbation du mécanisme de capacité sont importantes (obligation d'offres de certificats selon un calendrier déterminé, avec de multiples enchères) et jouent un rôle fondamental dans le fonctionnement effectif du marché de capacité. Le retour d'expérience met en lumière que ce calendrier d'enchère ainsi que la dysmétrie des contraintes sur la couverture en garanties de capacité ont conduit à fragmenter l'offre, sans plus-value en matière de liquidité, ce qui nuit à la lisibilité de la formation du prix et consécutivement à la confiance des acteurs de marché sur son niveau. Réformer ce système constitue une priorité de la concertation à court-moyen terme. Plusieurs options, dont celle d'une enchère unique ou de référence en amont de l'année de livraison, devront être considérées dans le cadre des thèmes de concertation identifiés (Thèmes «temporalité des échanges et centralisation» et «autres évolutions structurelles».

Les incitations renvoyées par le placement des signaux PP1/PP2 contribuent à la sécurité d’approvisionnement mais la variabilité de leur placement génère des incertitudes pour les acteurs

Le fonctionnement du mécanisme de capacité français repose sur une responsabilisation des fournisseurs/consommateurs quant à leur consommation et des exploitants de capacité quant à leur disponibilité lors de périodes ciblées correspondant aux périodes de plus fortes tensions du système (périodes PP1 pour les acteurs obligés et PP2 pour les exploitants de capacité).

Le dimensionnement (en nombre de jours) et les principes de placement des périodes PP1 et PP2 ont été conçus pour répondre à plusieurs objectifs :

- ▶ un nombre de jours PP1/PP2 relativement limité pour que le signal associé soit suffisamment incitatif (e.g. valorisation de la disponibilité et à la pointe et des actions de maîtrise de consommation)...
- ▶ ... mais suffisant pour éviter une trop forte sélection de situations ponctuelles spécifiques et disposer de suffisamment de jours de pointe pour que les capacités valorisées puissent être sollicitées sur l’ensemble des périodes de tension effective du système.

L’analyse *a posteriori* sur les années de livraison 2017 à 2019 révèle que, compte tenu du nombre limité de jours PP1/PP2 et de la (quasi)-absence de contraintes sur leur placement, les jours de pointe PP ont constitué un réel levier pour la gestion du système et ont pu être placés lors de périodes où ils étaient les plus utiles. Par ailleurs, l’indexation de la rémunération sur le niveau effectif de disponibilité lors des jours les plus critiques pour la sécurité d’approvisionnement – et non sur la capacité installée ou une vision purement normative de la disponibilité – a joué un rôle positif pour la sécurité d’alimentation sur ces jours de pointe. En effet, elle a incité au développement d’effacements implicites d’une part (+300 MW constatés sur la période 2017-2019), et à l’amélioration de la disponibilité des moyens de production et d’effacement lors des périodes de tension d’autre part (entre 2,5 et 3 GW d’engagements

contractuels supplémentaires constatés sur cette période).

Les jours de pointe PP1 qui constituent la majorité des jours de pointe du mécanisme de capacité, sont tirés sur un critère prévision de consommation. La méthodologie de tirage a bien permis de tirer les jours de plus forte consommation effective sur les années de livraison 2017 à 2019. Cibler les jours de plus forte consommation a également permis sur cette période de cibler les jours de plus forte tension du système, caractérisés par des niveaux de consommation nette et de prix spot élevés. Ce critère conduit également à cibler les journées sur lesquelles les températures sont basses, ce qui permet de se rapprocher d’une configuration où l’obligation de capacité des consommateurs correspond à leur consommation effective (minimisation des imperfections de calcul de l’obligation liées à extrapolation de la consommation à température extrême). Avec des niveaux de prix de l’énergie relativement élevés sur ces plages horaires, les jours de pointe du mécanisme contribuent ainsi à maximiser les incitations à la réduction de la consommation sur les plages PP1.

Ces constats légitiment le critère consommation comme un critère efficace de placement des jours de pointe, c’est-à-dire tant des jours PP1 que par incidence des jours PP2 (dans la mesure où les jours PP1 constituent également la majorité des jours PP2).

Cependant, la (quasi)-absence de contraintes sur le placement des jours PP1 et PP2, qui participe à un placement adapté aux besoins du système électrique (i.e. possibilité de concentrer le placement si une situation de tension apparaît sur une période spécifique), conduit à générer des incertitudes sur les niveaux d’obligation et de certification à la maille de chaque acteur mais aussi, quoique dans une moindre mesure, à la maille France. L’incertitude sur l’obligation à la maille

nationale – qui caractérise l'équilibre du marché – résultant du placement des jours PP1 peut être estimée à environ 1 GW (en écart-type) mais celle-ci est plus importante encore à la maille «acteur» car l'incertitude susmentionnée se cumule avec des incertitudes générées par l'évolution des portefeuilles. Les incertitudes côté offre et liées au libre placement des jours PP2 sont significatives avec un écart type sur le NCE France évalué à près de 1,5 GW principalement porté par la disponibilité de la filière nucléaire, bien que l'absence de visibilité sur le nombre de jours PP2 qu'il reste à tirer génère des incertitudes pour toute capacité qui serait indisponible sur une partie à venir de l'année de livraison.

Un placement plus contraint des jours PP1/PP2 permettrait de réduire l'incertitude pour les acteurs sur leur obligation et leur certification mais réduirait également l'intérêt de ce levier pour la gestion du système électrique.

Enfin, l'augmentation du coefficient de sécurité à partir de l'année de livraison 2019 pourrait, dans un contexte où les parties prenantes appellent à réduire la complexité du mécanisme de capacité à laquelle contribue la coexistence des jours PP1 et PP2, légitimer un alignement des jours de pointe PP1 et PP2.

Lien avec la concertation à venir sur le mécanisme de capacité :

Les signaux du mécanisme de capacité représentent un sujet de préoccupation majeur pour les parties prenantes, notamment en raison des incertitudes que leur placement génère, tant pour les acteurs obligés que pour les exploitants de capacité. À ce titre, leurs modalités de placement constituent un des sujets prioritaires qui sera discuté dans le cadre de la concertation sur les règles V4, pour notamment améliorer la prévisibilité de leur tirage tout en maintenant leur intérêt pour la sécurité d'approvisionnement (Thème «Simplification»).

Par ailleurs, à l'aune de l'augmentation du coefficient de sécurité à partir de l'année de livraison 2019 et dans un contexte où les parties prenantes appellent à réduire la complexité du mécanisme de capacité à laquelle contribue la coexistence des jours PP1 et PP2, les conséquences d'un éventuel alignement des jours de pointe PP1 et PP2 seront également instruites dans le cadre de la concertation sur les règles V4.

Le contrôle de disponibilité n'intègre que partiellement les enjeux de fiabilité et ne permet pas d'observer l'ensemble des capacités valorisées

La valorisation des capacités à leur niveau effectif de disponibilité constitue une spécificité du mécanisme français. Le contrôle de disponibilité consiste à évaluer le nombre de MW qu'une capacité apporte effectivement pour la sécurité d'approvisionnement (i.e. contribution à la réduction du risque de défaillance), et plus particulièrement à évaluer le niveau de disponibilité qui ne fait pas l'objet d'activation sur tout ou partie des plages horaires PP2.

Si il apparaît que l'indexation de la rémunération sur le niveau effectif de disponibilité – et non sur la capacité installée ou une vision purement normative de la disponibilité – joue un rôle positif pour la sécurité d'alimentation, des travaux ont en outre été menés afin d'établir dans quelle mesure les contrôles en place permettent de vérifier la disponibilité des capacités de pointe dont les activations sont peu fréquentes afin de s'assurer en disposer au moment voulu. En effet, de tels dispositifs de contrôles ont été intégrés au cadre réglementaire du mécanisme de capacité français afin de garantir via le contrôle de disponibilité (i) d'observer au moins une fois par année de livraison l'ensemble des capacités certifiées et (ii) de refléter la fiabilité d'une capacité dans sa valorisation en MW.

Les analyses menées mettent en évidence que ces deux objectifs n'ont été que partiellement remplis sur la période 2017-2019 :

- **la fiabilité des capacités** est supposée être reflétée dans le niveau de capacité valorisé par deux outils réglementaires : le contrôle dit par le réalisé lors des activations naturelles des capacités et les tests d'activation. Cependant, il apparaît que les règles de calcul n'intègrent que partiellement les défauts d'activation lors des activations naturelles et ne sont donc pas de nature à refléter le niveau de fiabilité moyen d'une capacité. Les travaux menés dans le cadre du présent retour d'expérience permettent d'estimer que la disponibilité effective de l'ensemble des capacités a été

surestimée de l'ordre d'1 GW sur les années de livraison de la période 2017-2019 et mettent en évidence que les tests menés sur cette période n'ont permis de réduire cet effet que très marginalement à partir de leur mise en œuvre en 2018. Un déploiement plus appuyé des tests d'activation ne permettrait pas en tout état de cause de refléter le niveau de fiabilité «moyen» des capacités valorisées, en raison de l'absence d'articulation entre ces deux outils réglementaires. Il en ressort que la disponibilité effective attribuée aux exploitants de capacité est plus importante que la contribution réelle de leurs capacités à la sécurité d'approvisionnement lorsque celles-ci ne sont pas parfaitement fiables ;

- **la notion d'observabilité** dérive d'une exigence réglementaire inscrite à l'article 7.9.4.1 des règles du mécanisme de capacité, qui prévoit que toutes les capacités soient observées au moins une fois par année de livraison, via des tests d'activation ou des activations naturelles. Les tests d'activation constituent donc le terme de bouclage pour permettre d'observer les capacités certifiées qui ne font pas l'objet d'activation par le marché. Cet objectif n'a pas été rempli sur la période 2017-2019, qui se caractérise par des volumes de capacité non-observée évalués entre 2,5 à 3,5 GW. Ce résultat s'explique au premier ordre par la mise en place progressive des tests ainsi que par la volumétrie des entités à tester, qui ne permet pas d'observer l'ensemble des capacités valorisées. Par ailleurs, l'application de certaines contraintes réglementaires (e.g. nombre de tests limité à 3 tests par capacité) a pour conséquence de réduire la surface des capacités testables de 0,9 à 1,6 GW. Enfin, la puissance disponible proposée par les exploitants de capacité variant au cours de l'année de livraison et/ou d'une journée PP2, seul un opérateur omniscient serait en capacité d'activer chacun des exploitants de capacité à leur niveau de disponibilité maximal et ainsi atteindre une observabilité parfaitement exhaustive.

Lien avec la concertation à venir sur le mécanisme de capacité :

Il ressort de ces analyses que le reflet de la fiabilité dans le niveau de capacité effectif ainsi que l'observabilité de l'ensemble des capacités ont été partiels sur la période 2017-2019, car les outils réglementaires que sont les tests d'activation et le contrôle du réalisé ont été mal dimensionnés pour répondre à ces enjeux.

La concertation sur le cadre réglementaire V4 devra permettre d'instruire des alternatives réglementaires à même de mieux adresser ces deux enjeux majeurs pour la sécurité d'approvisionnement.

Le mécanisme est complexe, conjuguant (i) une volonté de précision et d'incitations pertinentes, (ii) l'intégration de dispositions structurelles à la demande des autorités européennes et (iii) la prise en compte de spécificités propres aux acteurs et aux filières

Au-delà de la nécessité d'un encadrement des marchés pour atteindre l'objectif public de sécurité d'approvisionnement, le mécanisme de capacité fait consensus sur un point : sa complexité.

De manière structurelle, **il existe une complexité intrinsèque à tout mécanisme de capacité** qui valorise non pas l'énergie produite, mais la capacité à produire ou à renoncer à consommer de l'énergie lors des périodes de tension. À elle seule, cette caractéristique nécessite un ensemble de règles, définitions et contrôles spécifiques. De plus, en s'appuyant pour évaluer cette disponibilité sur d'autres dispositifs de marché, l'évaluation de la disponibilité cumule la complexité inhérente aux règles du mécanisme de capacité à celle d'autres dispositifs comme les règles RE-MA, les règles relatives au fonctionnement des différentes réserves et à celui des plateformes d'échanges européennes.

Au-delà, **trois couches de complexité propres au mécanisme français se sont ajoutées :**

- (i) les spécificités du choix initial d'architecture de marché dérivant d'une volonté de précision et d'introduire des incitations pertinentes (mécanisme décentralisé à temporalité diffuse avec un bouclage sur la contribution effective au risque de défaillance),
- (ii) les dispositions structurelles ajoutées par la Commission européenne (contrôle du pouvoir de marché, prise en compte explicite des interconnexions et appel d'offres de long terme),
- (iii) les dispositions particulières introduites dans les règles à la suite de la concertation, notamment pour prendre en compte les spécificités propres à certains acteurs et certaines filières.

L'ensemble des irritants remontés par les parties prenantes de la concertation a été étudié afin

d'évaluer la valeur ajoutée des dispositifs identifiés comme complexes. De ces analyses exhaustives, quelques conclusions clés ressortent :

- Le processus de contractualisation génère une volumétrie opérationnelle peu commune, tant chez les opérateurs du mécanisme que chez les acteurs de marché. Cependant, ce processus d'identification des sites apparaît essentiel en l'absence de dispositif de sécurisation financière, lequel ne serait pas nécessairement compatible avec une architecture de marché «capacity wide» du fait des difficultés rencontrées par certains acteurs pour obtenir une garantie bancaire).
- Les obligations liées au contrôle du pouvoir de marché génèrent une complexité opérationnelle déjà importante et ne sont pas toujours en mesure de remplir les objectifs ayant justifié leur mise en place. S'agissant du tunnel de certification, les demandes de dérogation ralentissent le processus de certification, notamment afin que toutes les hypothèses alimentant le dossier de demande soient dûment justifiées, indépendamment de la taille de l'acteur et de l'ampleur de la demande. Bien que près d'une demande de certification sur deux nécessite une dérogation au tunnel de certification, la marge d'acceptabilité du tunnel appliquée à l'ensemble des capacités est de 19 GW, ce qui ne permet pas de remplir l'objectif de contrôle *ex ante* du pouvoir de marché. S'agissant de l'application des frais de rééquilibrage, leur calcul est complexe mais ils ne semblent pas remplir l'objectif initial d'une déclaration contractuelle de la disponibilité au plus tôt. En raison de l'incertitude portée par les exploitants de capacité, une stratégie «attentiste» consistant à rééquilibrer sa capacité au dernier moment (juste avant l'année de livraison, ou juste après l'année de livraison)

est souvent une stratégie préférable à une re-déclaration de la disponibilité dès qu'un aléa est identifié. Enfin, ces deux dispositifs s'appliquent au niveau de capacité certifié (NCC) contractuellement qui n'est pas l'indicateur reflétant le meilleur niveau de disponibilité déclaré par les exploitants de capacité (NCC évolué, déclaratif et non contractuel), ce qui biaise également l'incitation véhiculée.

- ▶ Les obligations contractuelles liées à la mise à disposition de la capacité sont lourdes et s'appliquent indépendamment de la taille de l'Entité de Certification (EDC) considérée bien que les 2/3 des EDC les moins représentatives représentent uniquement 1% de la disponibilité en France. Cette complexité découle notamment du choix de pouvoir prendre en compte la disponibilité de l'ensemble des capacités, qu'elles participent ou non au mécanisme d'ajustement, ce qui permet à ce jour à 2 GW de capacités disponibles d'être valorisées sur le mécanisme de capacité via d'autres dispositifs. La certification normative, actuellement appliquée aux capacités dont la source d'énergie est fatale, permet de largement simplifier ces obligations contractuelles, mais générerait des écarts conséquents entre NCC et disponibilité réalisée si elle était appliquée à l'ensemble des moyens commandables et notamment aux capacités les plus représentatives (1/3 des EDC représentent 99% de la disponibilité).
- ▶ Les règles de prise en compte de la thermosensibilité sont complexes, restent imparfaites (certains acteurs sont par convention considérés comme non-thermosensibles), mais semblent constituer un équilibre sain, à même de faire porter l'obligation de capacité aux acteurs obligés qui contribuent le plus au risque de défaillance (une attribution de l'obligation de capacité au prorata de la consommation observée générerait des effets de transferts entre acteurs obligés supérieurs à 35M€). S'agissant des remontées de données par l'ensemble des GRD pour le calcul du coefficient de bouclage sur la thermosensibilité, la réalisation d'une telle remontée par les seuls GRD de plus de 100 000 clients semble suffisamment représentative pour calculer ce coefficient.
- ▶ La temporalité du mécanisme de capacité s'étend jusqu'à AL+3 afin d'attendre les données issues de la réconciliation temporelle dans le calcul de l'obligation définitive. Si des données provisoires étaient utilisées pour le calcul de l'obligation définitive, cela pourrait notablement impacter l'obligation des acteurs obligés, avec des écarts évalués à environ 500 MW sur les deux premières années de fonctionnement du mécanisme, et des écarts relatifs pouvant aller jusqu'à 30% de l'obligation pour les plus petits acteurs. Le débouclage du dispositif trois ans après une année de livraison pose néanmoins question et devra être réinterrogé dans le cadre d'une éventuelle refonte du mécanisme.

Lien avec la concertation à venir sur le mécanisme de capacité :

Ce chapitre a *in fine* permis d'apporter des éléments d'instruction sur une large partie des dispositifs technique et réglementaire et permet de clarifier les conséquences des simplifications qui pourraient être opérées.

Ces travaux apportent ainsi des éléments d'éclairage sur certaines simplifications qui apparaissent plus aisément déclinables à court terme. Ces dispositions identifiées comme des « quick wins » vont pouvoir être concertées dès 2021 dans le contexte du thème « Simplification » qui sera intégré aux règles V4.

D'autres dispositions, largement encadrées par la décision de la Commission européenne, pourront être instruites lors des discussions sur une éventuelle refonte du mécanisme.



Le réseau
de transport
d'électricité



RTE
1, terrasse Bellini TSA 41000
92919 La Défense Cedex
www.rte-france.com

