



Retour d'expérience sur  
**le mécanisme  
de capacité français**

---

DOCUMENT COMPLET



Retour d'expérience sur

# **le mécanisme de capacité français**

---

DOCUMENT COMPLET

# SOMMAIRE

---

<b>Synthèse</b> .....	<b>8</b>
Principaux enseignements .....	8
Introduction .....	14
Un mécanisme qui s'est avéré déterminant pour la sécurité d'approvisionnement sur ses premières années de fonctionnement .....	16
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 .....	21
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 .....	26
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) 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 .....	33
<b>1. Un mécanisme qui s'est avéré déterminant pour la sécurité d'approvisionnement sur ses premières années de fonctionnement</b> .....	<b>36</b>
1.1 Un cadre d'analyse économique pour évaluer la viabilité économique des différentes filières et l'effet du mécanisme de capacité sur l'évolution des capacités disponibles .....	38
1.2 De l'ordre de 2 à 3 GW de capacités dont le maintien en fonctionnement est lié à la mise en œuvre du mécanisme de capacité .....	40
1.3 Sur les années 2017-2019, le respect du critère de sécurité d'approvisionnement assuré par l'introduction du mécanisme de capacité .....	48

## **2. Un mécanisme qui a apporté des bénéfices économiques pour la collectivité supérieurs aux coûts de mise en œuvre ..... 52**

- 2.1 Hors coûts de mise en œuvre, des bénéfices pour la collectivité estimés entre 100 et 300 M€/an depuis la mise en place du mécanisme..... 53
- 2.2 Des coûts de mise en œuvre significatifs..... 55
- 2.3 Un mécanisme de capacité qui est créateur de valeur pour la collectivité, de l'ordre de 75 à 280 M€/an ..... 59

## **3. Un coût pour le consommateur qui peut être significatif mais limité par le dispositif ARENH et des revenus nets pour les consommateurs flexibles ..... 62**

- 3.1 Une analyse rigoureuse nécessite la prise en compte de multiples effets sur la facture d'électricité des consommateurs..... 63
- 3.2 Un effet de « court-terme » sur la facture moyenne des consommateurs conforme aux attentes sur 2017-2019 et évalué entre 1,2 €/MWh à 2,6 €/MWh selon les années considérées..... 66
- 3.3 L'introduction du mécanisme de capacité a pu avoir un effet baissier sur la composante « énergie » de la facture des consommateurs..... 75
- 3.4 En contrepartie des garanties qu'il procure pour la sécurité d'approvisionnement, le mécanisme de capacité s'est traduit au cours des premières années par des effets redistributifs ..... 79

## **4. Un équilibre sur le marché de capacité qui peut s'écarter du diagnostic établi par le Bilan prévisionnel ..... 84**

- 4.1 Les conditions théoriques d'une convergence du diagnostic de sécurité d'approvisionnement avec l'équilibre sur le marché de capacité..... 85
- 4.2 Des écarts significatifs entre le diagnostic de sécurité d'approvisionnement et l'équilibre reflété par le marché de capacité..... 86
- 4.3 Des acteurs qui ont surestimé leur niveau de disponibilité sur les premières années de fonctionnement (2017 à 2019) ..... 89
- 4.4 Une légère tendance de RTE à la surestimation de la prévision d'obligation .... 91
- 4.5 Des biais liés à au caractère statique des paramètres du mécanisme de capacité ..... 95
- 4.6 En synthèse, des écarts entre le diagnostic du Bilan prévisionnel et l'équilibre sur le marché de capacité qui proviennent de la surestimation de la disponibilité par les exploitants de capacité et dans une moindre mesure de l'effet de la fixation des paramètres..... 98

# SOMMAIRE

---

## **5. L'architecture décentralisée n'a pas entièrement répondu aux attentes et induit des enjeux de lisibilité de la formation du prix ..... 100**

- 5.1. Le choix d'une architecture décentralisée à temporalité diffuse et d'un rebouclage sur la disponibilité effective..... 101
- 5.2. Décentralisation de la demande : la somme des anticipations décentralisées est de qualité analogue à la prévision «centralisée» pour les exercices AL 2017 et AL 2018 et les petits acteurs obligés rencontrent des difficultés pour anticiper leur portefeuille..... 103
- 5.3. Temporalité diffuse : l'optionnalité offerte aux acteurs obligés a permis un développement limité des effacements implicites et près de 5% de la demande agrégée n'est pas couverte avant l'année de livraison ..... 106
- 5.4. Bouclage sur la disponibilité effective : l'anticipation décentralisée de la disponibilité des exploitants de capacité a été largement surestimée en amont des premières années de livraison mais a eu un effet positif sur la sécurité d'approvisionnement lors de l'hiver 2020-2021..... 112
- 5.5. La formation des prix semble cohérente avec les fondamentaux, mais soulève des enjeux de lisibilité ..... 119

## **6. 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 ..... 124**

- 6.1. Les signaux Période de Pointe (PP) du mécanisme de capacité s'attachent à renvoyer une incitation à la disponibilité et à la maîtrise de la consommation effectives lors des périodes de pointe et de tension..... 124
- 6.2. Les signaux PP1 renvoient des incitations à la réduction de la pointe de consommation et les signaux PP2 renforcent les engagements de disponibilité des exploitants de capacité ..... 127
- 6.3. La définition et le placement des périodes de pointe permettent globalement de cibler les périodes les plus pertinentes..... 130
- 6.4. ... Mais la latitude importante sur leur placement conduit à une instabilité des puissances de référence et des niveaux de certification effectif, qui est plus importante à la maille acteur qu'à la maille France..... 136
- 6.5. Une meilleure répartition des périodes de pointe dans l'année permet de limiter fortement l'incertitude sur les niveaux d'obligation et de certification effectif pour les acteurs mais réduit la pertinence du placement pour le système électrique..... 142
- 6.6. L'équivalence entre effacement implicite et effacement explicite n'a pas été atteinte malgré l'existence de jours PP2 non-PP1 et l'augmentation du coefficient de sécurité ..... 144

**7. Le contrôle de disponibilité n'intègre que partiellement les enjeux de fiabilité et ne permet pas d'observer l'ensemble des capacités valorisées ..... 146**

7.1 Les contrôles appliqués lors des activations naturelles des capacités répercutent mal la fiabilité des capacités dans le niveau de capacité valorisé ..... 148

7.2 Près de 2,5 GW de capacité valorisée au moins une fois n'a pas pu être ni observée, ni sollicitée en raison des modalités de mise en œuvre des tests d'activation ..... 152

**8. 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 ..... 156**

8.1 Les analyses du REX ont permis d'identifier certaines dispositions complexes du mécanisme ..... 157

8.2 Le processus de certification génère une volumétrie administrative importante et les obligations contractuelles qui en découlent sont sources de complexité pour les parties prenantes ..... 163

8.3 Côté acteurs obligés, la prise en compte de la thermosensibilité est complexe et l'attente des données définitives pour les calculs définitifs est la principale cause de la temporalité *ex post* du mécanisme de capacité (règlements financiers en AL+3) ..... 187

# 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'actifs<sup>1</sup>. 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.).

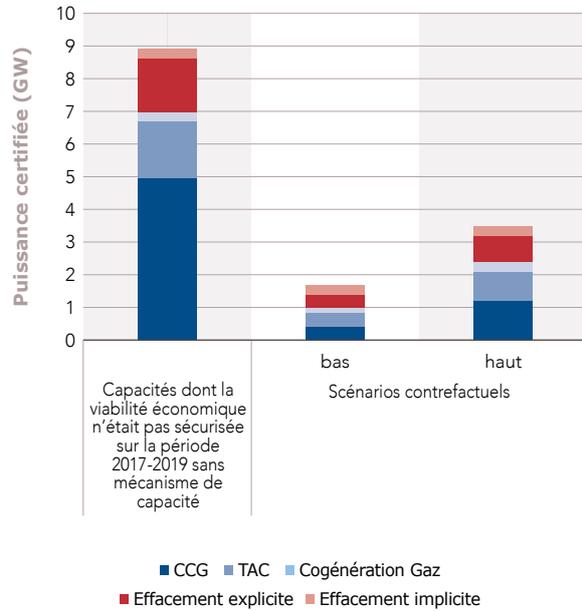
Sur la base des analyses économiques établies par filière, les deux scénarios contrefactuels « sans mécanisme de capacité » retenus conduisent à considérer que le système électrique aurait été privé d'entre 1,8 GW (scénario bas) et 3,5 GW (scénario haut) de capacité disponible sur la période 2017-2019.

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<sup>2, 3, 4</sup> 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.

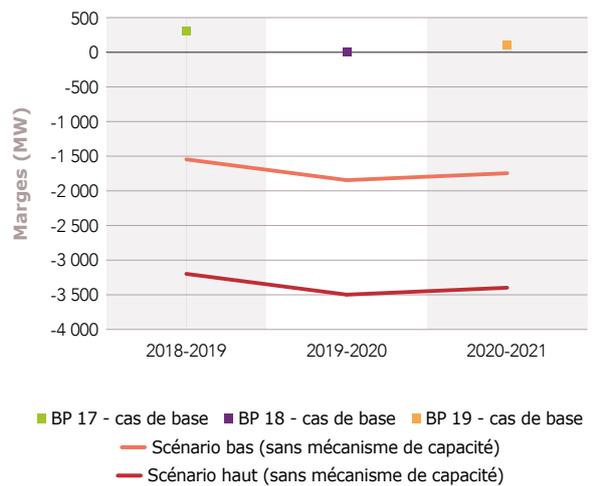
L'absence de viabilité économique de certaines filières n'est donc pas liée à une situation de surcapacité du système électrique français dans la mesure où les marges évaluées en amont des années de livraison étaient inférieures à 500 MW sur les dernières années.

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](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](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](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.

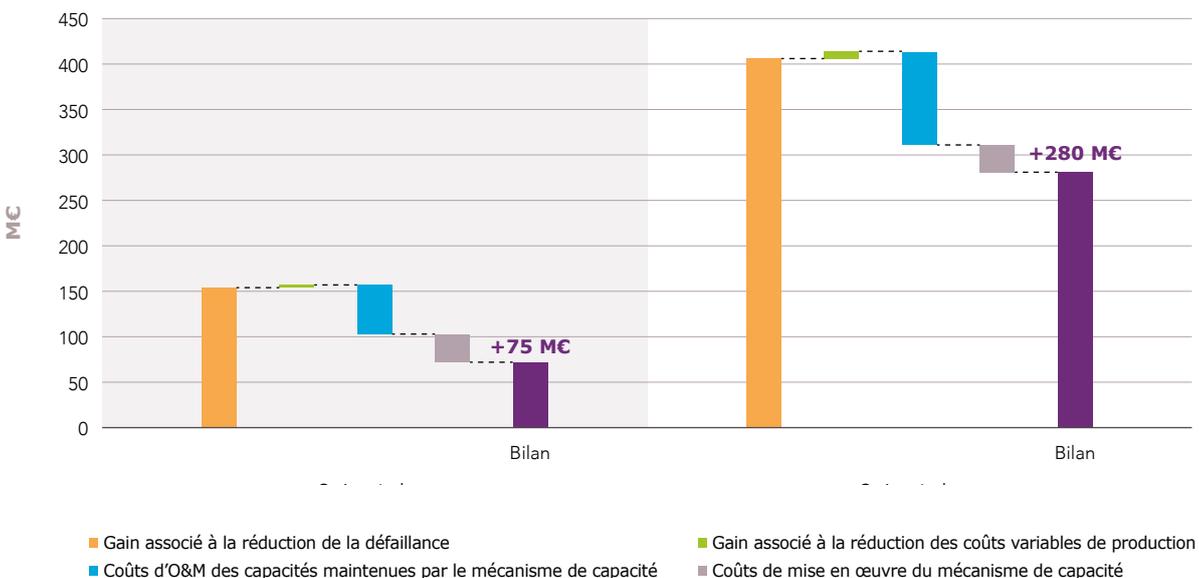
## Un mécanisme qui a apporté à la collectivité des bénéfices économiques supérieurs à ses coûts de mise en œuvre

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.

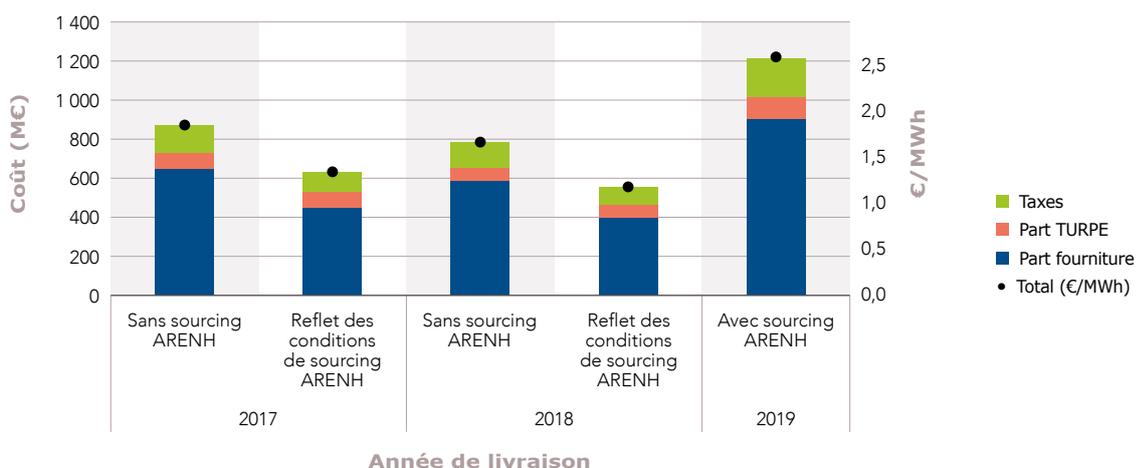
Ces travaux apportent par ailleurs un cadre d’analyse ainsi que des ordres de grandeurs issues de données observées qui pourront être réutilisés dans le cadre d’analyses plus prospectives, notamment dans la perspective d’évolutions à venir du mécanisme de capacité qui nécessiteraient de justifier son 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 marché<sup>5</sup>.

**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.

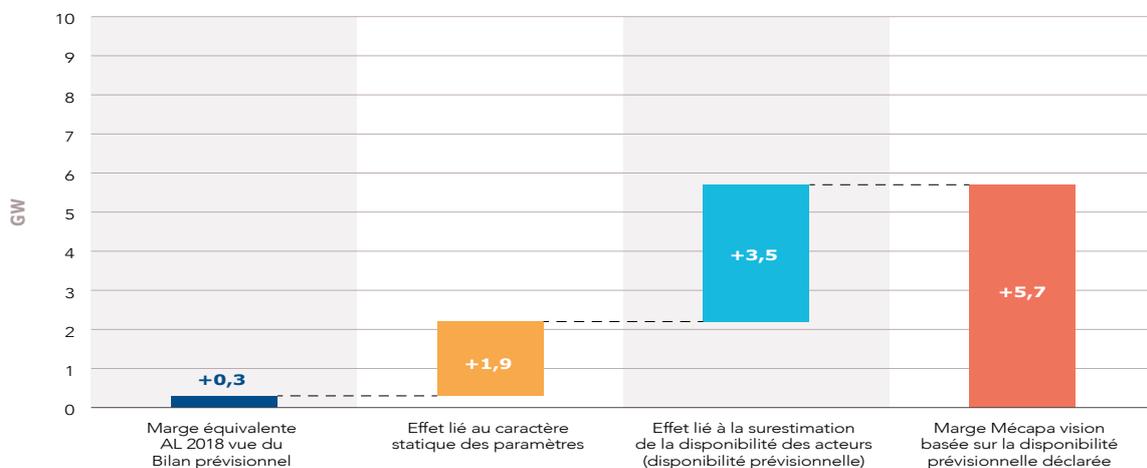
Depuis le lancement du mécanisme de capacité, plusieurs parties prenantes ont interrogé RTE sur les écarts entre le diagnostic sur la sécurité d'approvisionnement publié dans les Bilans prévisionnels et les études de passage de l'hiver, et l'équilibre offre-demande sur le marché de capacité. En particulier, 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<sup>er</sup> 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.

## UN MÉCANISME QUI S'EST AVÉRÉ DÉTERMINANT POUR LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT SUR SES PREMIÈRES ANNÉES DE FONCTIONNEMENT

Suite à la libéralisation du système électrique initiée en 1996<sup>6</sup>, la France a initialement mis en place un mécanisme de marché fondé sur le modèle dit «*energy-only*» qui repose principalement sur la rémunération des moyens de production pour l'énergie qu'ils produisent et d'effacement pour l'énergie qu'ils effacent, valorisée au prix de marché de l'énergie. Seuls certains marchés restreints (les marchés de réserves – services systèmes, réserves rapide et complémentaire), qui concernent moins de 3 GW sur un parc installé de plus de 100 GW, proposent alors une rémunération capacitaire. Le modèle de marché «*energy-only*» est théoriquement supposé conduire à un dimensionnement optimal du parc de production sur le long terme. Cependant, plusieurs hypothèses importantes conditionnent ce résultat théorique : (i) le fonctionnement du marché correspond à une concurrence pure et parfaite (acteurs parfaitement rationnels ne disposant pas ou n'utilisant pas de pouvoir de marché), (ii) les prix s'établissent au niveau réel de la perte d'utilité pour les consommateurs lors des périodes de délestage (définition des plafonds de prix à ce niveau et absence d'erreur d'estimation sur la valeur de l'énergie non distribuée)<sup>7</sup> et (iii) les acteurs intègrent, dans l'évaluation de la rentabilité prévisionnelle de leurs investissements en capacité, uniquement l'espérance des revenus<sup>8</sup> tirés sur les marchés de l'énergie, y compris les revenus obtenus lors des

périodes de pénuries, bien que celles-ci soient très rares et leur fréquence incertaine.

Les difficultés économiques rencontrées depuis le début des années 2010 par certaines filières de production (les CCG par exemple) ont alimenté les débats sur les imperfections de ce modèle théorique, largement détaillées dans la littérature<sup>9</sup>, alors qu'en même temps, les marges en capacité par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement<sup>10</sup> se sont fortement réduites en France. En particulier, les conditions de marché sur les années 2013 à 2015 ont conduit à des pertes financières pour de nombreux exploitants de cycles combinés au gaz. Non seulement les revenus nets (rente inframarginale) tirés sur le marché par les CCG ne permettaient pas de dégager un bénéfice suffisant pour «rembourser» les investissements initialement consentis, mais ces revenus ne permettaient pas non plus de couvrir les coûts annuels de fonctionnement (coûts fixes annuels d'exploitation et de maintenance).

Ces difficultés économiques ont conduit à des restructurations importantes de la filière et des cessions d'actifs<sup>11</sup>. Certains acteurs ont aussi envisagé la mise sous cocon ou la fermeture de leurs unités de production. Par exemple, le groupe GDF Suez, principal exploitant de CCG en France (5 CCG sur les 14 CCG installés en France) a annoncé en mars

6. Directive 96/92/CE du parlement européen et du conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

7. Il est aussi théoriquement nécessaire que le critère de sécurité d'approvisionnement soit établi de façon à être économiquement optimal.

8. Dans cette section, les revenus sont entendus comme la différence entre la rémunération sur les marchés de l'énergie diminuée des coûts de combustible et de carbone.

9. Fixation du prix : Joskow 2007, Batlle 2012 ; prix plafonds et rentabilité : Léautier 2012 ; cycles investissements : Ford 1999, 2002 ; De Vries 2004 Green 2006 ; Cepeda 2011

10. En France, le critère de sécurité d'approvisionnement est fixé «à une durée moyenne de défaillance annuelle de trois heures pour des raisons de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité.» (Article D141-12-6 du code de l'énergie).

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

**Figure 1.1** Annonces relatives aux centrales CCG sur la période 2013-2015



### La centrale thermique de Pont-sur-Sambre pourrait être vendue au russe Gazprom

L'ex-centrale thermique Poweo de Pont-sur-Sambre, revendue en 2010 au groupe autrichien Verbund pourrait à nouveau changer de main.

La Voix du Nord | Publié le 05/02/2014



Selon la presse russe (inspiré par l'AFP), le géant du gaz Gazprom serait prêt à racheter le site saménois. Les enchères du prix du gaz ont mis en difficulté la centrale de Pont-sur-Sambre, déjà placée sous procédure de sauvegarde début 2012. Verbund a annoncé en décembre dernier vouloir vendre le site polonois, en service depuis 2009, ainsi que celui de Toul (Lorraine), inauguré en juin dernier seulement.

Selon la quotidien russe Vedomosti, le géant russe Gazprom serait prêt à racheter les deux centrales thermiques de Verbund en France. L'agence Interfax, de sources financières, a indiqué de son côté que Gazprom pourrait s'aller au courtier suisse de matières premières Vitol pour ces centrales pour lesquelles Verbund a dépensé près de 850 millions d'euros.

Présentée comme un modèle du genre, la centrale de Pont-sur-Sambre à cycle combiné fonctionnant au gaz naturel (produisant chaque année de quoi alimenter 400 000 foyers) n'est jamais véritablement parvenue à trouver sa place dans un marché de l'électricité toujours dominé par l'opérateur historique EDF et ses filiales.

Pour Gazprom, le rachat de ces centrales serait aussi le moyen de rentrer sur le marché européen des fournisseurs d'électricité dominé aujourd'hui par cinq très gros opérateurs : EDF, GDF-SUEZ, l'italien Enel, les allemands RWE et E.ON.

## LesEchos

À la une | Météo | Économie | Élections | Entreprises | Finance-Marchés | Bourse | Monde | Tech-Médias | Start-up | Politique | Régions | Patrimoine | Le Mag | E

### Centrales à gaz : le pari audacieux du français Direct Énergie

Le fournisseur reprend à bas prix une centrale à gaz d'Alpiq, dans l'Allier. Elle ne sera pas rentable à court terme.

Lire plus tard | Octobre 2023 | Partager | Commenter



Par Véronique Le Billon, Anne Feltz  
Publié le 6 oct. 2013 à 10:01

Direct Énergie fait les soldes sur le marché des centrale alternatif de gaz et d'électricité vient d'annoncer le rachat d'euros, de la centrale à gaz de 408 mégawatts (MW) d'Alpiq. Une bonne affaire : mis en service en 2011, le cycle combiné plus de 300 millions d'euros au groupe suisse, en difficulté, cassé illustre les difficultés des énergéticiens européens : centrales à gaz, évincés du marché par le charbon à bas des énergies vertes, qui pèsent sur les cours de l'électricité.

Le pari de Direct Énergie n'est pas conjoncturel : l'écart l'électricité sur le marché et les coûts de production (le certes amélioré depuis le début de l'année (d'environ 5 mégawattheure, selon Direct Énergie), mais les CCG ne rentables.



ENERGIE

### GDF SUEZ VA ARRÊTER 3 DE SES 4 CENTRALES A GAZ EN FRANCE

Par AFP - Mis à jour le 11/04/2013 à 11:36  
Publié le 11/04/2013 à 09:41

f t



Le PDG de GDF Suez Gérard Mestrallet en conférence de presse pour l'annonce des résultats annuels 2012, le 28 février 2013 à Paris [Eric Piermont / AFP/Archives]

Le producteur français d'électricité GDF Suez va annoncer jeudi à ses salariés l'arrêt de trois de ses quatre centrales à gaz en France, affirme jeudi le quotidien économique Les Echos.

2013 la mise sous cocon de trois de ses cinq CCG françaises : deux unités<sup>12</sup> ont été placées sous cocon estival en 2015 et une unité<sup>13</sup> a été placée en conservation de longue durée sur la période 2013-2015.

La difficulté de certains moyens à couvrir leurs coûts fixes annuels d'opération et maintenance par les seuls revenus tirés sur les marchés de l'énergie au début des années 2010 ne concernait pas

uniquement les CCG, mais aussi les TAC, cogénérations et effacements de consommation (à l'exception des capacités de cogénération et de certaines capacités d'effacements disposant d'un soutien public). Les études menées dans le cadre de ce retour d'expérience permettent d'apporter des éléments quantitatifs sur la viabilité économique des différentes filières et d'ainsi évaluer la contribution du mécanisme de capacité au maintien en fonctionnement de certaines capacités.

<sup>12</sup>. Les centrales Combigo, à Fos-sur-Mer (Bouches-du-Rhône), et SPEM, à Montoir-en-Bretagne (Loire-Atlantique).

<sup>13</sup>. La centrale Cycofos à Fos-sur-Mer (Bouches-du-Rhône).

## 1.1 Un cadre d'analyse économique pour évaluer la viabilité économique des différentes filières et l'effet du mécanisme de capacité sur l'évolution des capacités disponibles

L'analyse économique détaillée dans cette section vise d'abord à établir un diagnostic sur la viabilité économique de différentes filières de production et d'effacement de consommation. Ce diagnostic permet d'identifier les filières pour lesquelles la rentabilité économique n'est pas assurée sans la rémunération apportée par le mécanisme de capacité. Sur la base de cette analyse économique, des trajectoires « contrefactuelles » de l'évolution de la capacité disponible pour ces filières sur la période 2017-2019 sont établies. Ces trajectoires reflètent l'évolution des capacités disponibles sur la période 2017-2019 si le mécanisme de capacité n'avait pas été mis en œuvre.

### 1.1.1 Plusieurs approches complémentaires pour évaluer la viabilité économique « sans mécanisme de capacité » des différentes filières

L'évaluation de la viabilité économique des filières sur la période 2017-2019 repose la quantification des revenus nets sur les marchés de l'électricité. Afin d'apporter un éclairage le plus complet possible, les deux approches complémentaires possibles ont été considérées :

- **Une approche « ex ante »**, qui vise à évaluer pour chaque année du passé, les revenus que les acteurs auraient pu anticiper en amont de l'année considérée.

L'approche est fondée sur une modélisation des prix sur la base des cotations forward (pour l'électricité, les combustibles et le CO<sub>2</sub>). En pratique, plusieurs simulations de prix Spot sont établies de telle sorte que ces simulations reflètent en moyenne les cotations des prix forward et présentent le même profil (shaping) que les prix Spot réalisés sur les 10 dernières années. Des simulations du fonctionnement optimal des moyens de production face à ces signaux de prix

sont réalisées. Les revenus affichés par la suite correspondent à la moyenne des cotations sur les deux années précédant l'année de livraison.

Si cette stratégie modélisée est plus représentative de la valorisation des moyens de base dont les revenus sont principalement couverts sur le marché forward, le niveau des revenus ainsi calculé vise à reconstituer la perception que les exploitants peuvent avoir en amont de l'année de livraison, au moment où les décisions de mise sous cocon peuvent se prendre (pour les capacités de pointe également).

- **Une approche « ex post »**, qui vise à évaluer pour chaque année du passé, les revenus qui auraient été réellement obtenus compte tenu des conditions de marché réalisées.

Cette approche repose sur la valorisation de la production réalisée au niveau des prix Spot (et symétriquement l'achat des combustibles et des permis d'émission de CO<sub>2</sub> au Spot). Les revenus ainsi calculés sont ceux qu'auraient effectivement perçus les exploitants de capacité vendant leur énergie sur le seul marché Spot, en l'absence de stratégie de couverture en amont. Cette stratégie modélisée est particulièrement crédible pour les moyens de pointe dont les revenus ne peuvent être aisément couverts sur le marché forward.

L'approche « ex ante » présente l'intérêt de refléter les éléments disponibles au moment de la prise de décision sur le devenir de capacités (potentiellement plusieurs mois ou années à l'avance) mais nécessite de prendre plus d'hypothèses sur le fonctionnement des capacités en fonction des signaux de prix. L'approche « ex post » présente l'intérêt de reposer sur peu d'hypothèses de modélisation : elle intègre les prix Spot (électricité, combustibles, CO<sub>2</sub>) réalisés et les programmes de production réalisés. Ces approches ont été confortées par les

parties prenantes de la concertation comme deux manières pertinentes de s'intéresser aux revenus énergie des capacités pour en étudier la viabilité économique ; l'approche *ex ante* traduisant l'anticipation de revenus pour les moyens de pointe et l'approche *ex post* reflétant les revenus effectif de ces moyens.

Les revenus issus de la participation aux services de flexibilité sont considérés (et estimés sur la base de rémunérations constatées *ex post*). Les revenus tirés sur le mécanisme de capacité sont estimés en valorisant les capacités certifiées au prix de référence marché (PRM).

Les hypothèses de coûts utilisées pour l'analyse économique se basent sur la littérature et ont été concertées auprès des parties prenantes. Pour les filières pour lesquelles aucune information n'a été portée à la connaissance de RTE dans le cadre de la concertation, les hypothèses publiées dans les précédents exercices du Bilan prévisionnel (2017 et 2019) sont considérées. Ces analyses sont toutefois sujettes à des incertitudes qui sont évaluées et représentées dans les analyses.

### 1.1.2 Une construction des scénarios contrefactuels « sans mécanisme de capacité » qui repose sur l'analyse économique et la consultation des acteurs concernés

Sur la base des analyses sur la viabilité économique des différentes filières, des trajectoires « contrefactuelles » de l'évolution de la capacité installée/disponible pour ces filières sur la période 2017-2019 sont établies. Ces trajectoires visent à refléter l'évolution des capacités disponibles évaluée sur cette période dans une situation contrefactuelle où le mécanisme de capacité n'aurait pas été mis en œuvre. Compte tenu des incertitudes sur certains paramètres de l'analyse économique (notamment les coûts de fonctionnement de certains moyens) mais aussi de l'existence d'autres considérations

intervenant dans les décisions des acteurs, deux trajectoires « contrefactuelles » encadrantes sont construites.

L'analyse économique citée précédemment permet d'identifier les filières qui sont économiquement fragiles sans mise en place d'un mécanisme de capacité. Cependant, l'identification des filières présentant des difficultés économiques en l'absence de mécanisme de capacité ne suffit pas pour déterminer quelle proportion des capacités de la filière aurait pu fermer ou être mises sous cocon. Une approche possible aurait consisté à simuler l'impact sur le prix de marché de l'énergie qu'aurait eu la fermeture de capacités (la fermeture d'une unité d'une filière a un effet haussier sur les prix et conduit à améliorer la viabilité économique des autres unités de la filière). Cette approche n'a pas été retenue car (i) elle est sensible à de nombreuses hypothèses (notamment sur les coûts) et (ii) nécessite que le point de référence qu'est la situation effectivement vécue soit cohérent vis-à-vis des prix réalisés et des capacités effectivement en service (i.e. absence de capacité non viables économiquement) et (iii) ne permet pas de prendre en compte d'autres considérations dans les décisions d'investissement et de désinvestissement des acteurs.

La construction des trajectoires contrefactuelles encadrantes a été établie en considérant que la proportion des capacités qui auraient été retirées en l'absence du mécanisme de capacité est d'autant plus importante que le déficit de revenus sur les marchés de l'énergie par rapport aux coûts à couvrir est important et que la part de revenus tirés du mécanisme de capacité est importante. Les trajectoires ont été établies en concertation avec l'ensemble des parties prenantes (exploitants des filières concernées, fournisseurs, CRE, DGEC, etc.).

Une fois les scénarios contrefactuels établis, l'impact sur le niveau de sécurité d'approvisionnement peut être quantifié.

## 1.2 De l'ordre de 2 à 3 GW de capacités dont le maintien en fonctionnement est lié à la mise en œuvre du mécanisme de capacité

### 1.2.1 Cycles combinés au gaz : une viabilité économique mise en risque vue des années 2013-2014 qui s'améliore avec l'introduction du mécanisme de capacité et l'augmentation des anticipations de revenus sur les marchés de l'énergie

Les analyses économiques<sup>14</sup> confirment le constat dressé par les exploitants de ces capacités et relayé par la presse (*cf. supra*). Sur la période 2011-2015, les revenus des CCG sont restés inférieurs aux coûts fixes de fonctionnement en raison des niveaux historiquement bas des prix sur les marchés de l'énergie et de la compétitivité des centrales charbons par rapport aux centrales gaz («switch coal to gaz») conduisant également à réduire le nombre d'heures de fonctionnement des CCG. Plus précisément, durant les années 2013-2015, les CCG n'étaient pas en mesure de couvrir leurs coûts fixes annuels (avec un minimum de revenus atteint en 2014 estimé à 12 k€/MW/an, alors que les coûts fixes annuels d'opération et maintenance sont estimés entre 30 et 45 k€/MW/an). Durant cette période, certaines centrales ont été mises sous cocon.

Cependant, dès 2016, les évolutions des prix de marché de l'énergie, des prix des combustibles et du CO<sub>2</sub> ont aussi conduit à faire évoluer la situation économique des CCG et l'ensemble des capacités ont été sorties de cocon, avant même la mise en place du mécanisme.

L'absence de fermeture définitive de CCG et leur maintien en service actuel résulte à la fois de l'amélioration des conditions de marchés et la mise en place du mécanisme de capacité sans qu'il soit

possible d'attribuer avec certitude l'effet de chacun de ces deux paramètres. À noter que l'amélioration seule de la situation des marchés de l'énergie est soumise des incertitudes (volatilité du prix) ce qui constitue un risque pour les acteurs de marché. Le mécanisme de capacité introduit une rémunération supposée assurer le maintien en service des moyens utiles au respect du critère de sécurité d'approvisionnement. Il apparaît plausible que sans mécanisme de capacité, certaines capacités n'auraient pas été en service sur la période étudiée (2017-2019).

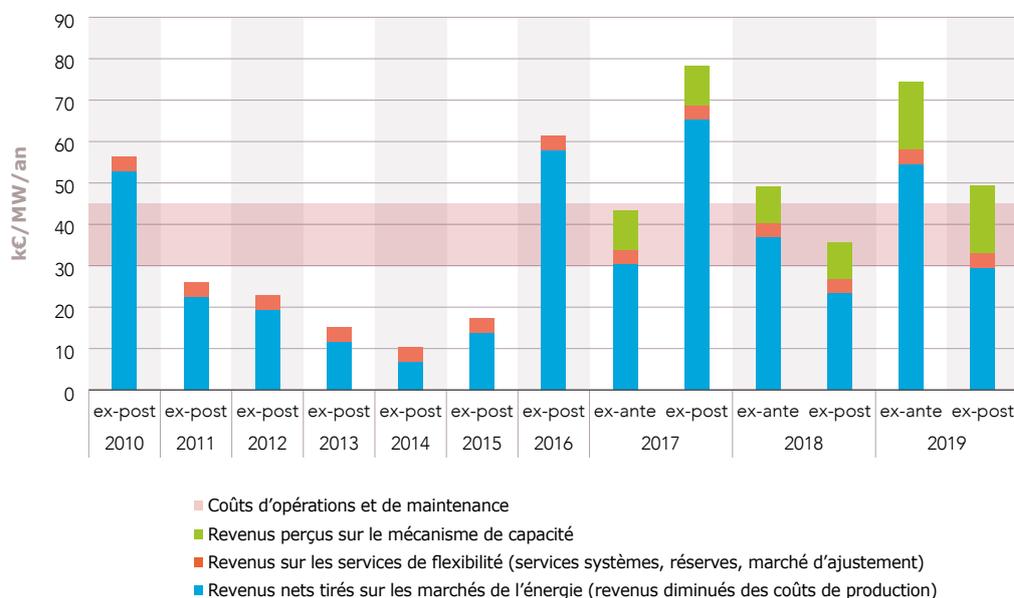
D'une part, sans perspectives de mise en place du mécanisme de capacité, la situation économique vécue sur la période 2013-2015 aurait pu conduire à la fermeture définitive de ces moyens. Dans le cadre de la concertation sur ce retour d'expérience, plusieurs opérateurs ont en effet affirmé que la perspective de mise en place du mécanisme de capacité (qui s'est concrétisée en 2015 via la parution de l'arrêté<sup>15</sup> définissant ses règles de fonctionnement, puis par sa mise en œuvre effective en 2017) a été déterminante pour le maintien en service de plusieurs unités, à travers l'anticipation d'une rémunération capacitaire complémentaire, susceptible d'assurer la couverture des coûts fixes de fonctionnement. D'autre part, sans cette rémunération capacitaire, la viabilité économique des CCG (notamment ceux dont les coûts fixes se situent dans le haut de la fourchette de coûts) depuis 2017 n'apparaît pas garantie sur chaque année considérée.

S'il apparaît légitime de considérer qu'en absence de mécanisme de capacité certains CCG auraient pu fermer, il est difficile d'évaluer leur nombre exact. D'une part, ces centrales étant des moyens de semi-base, la fermeture de certaines d'entre elles

14. Les analyses économiques portent sur les centrales qui bénéficient de revenus issus des marchés de l'énergie. Les deux centrales CCG de Dunkerque (DK6) qui sont alimentées en partie par les gaz de hauts fourneaux de l'usine d'Arcelor Mittal ne fonctionnent pas exclusivement sur la base des fondamentaux des marchés de l'énergie.

15. L'arrêté du 22 janvier 2015 pris en application de l'article 2 du décret n°2012-1405 du 14 décembre 2012.

**Figure 1.2** Revenus perçus sur les marchés et coûts fixes d'opération et maintenance à couvrir pour la filière CCG sur la période 2010-2019



aurait eu un impact haussier sur les prix de l'énergie, contribuant potentiellement à restaurer l'équilibre économique de certaines unités qui auraient alors été maintenues en exploitation. D'autre part, le choix de maintenir ou non des capacités peut différer d'un acteur à l'autre, selon la situation financière de l'entreprise, ses propres anticipations de l'évolution des conditions de marché, ou encore sa stratégie industrielle et les enjeux sociaux associés.

Les deux scénarios contrefactuels sans mécanisme de capacité construits en concertation se déclinent de la façon suivante pour les CCG : un scénario de déclassement bas pour lequel l'hypothèse est faite qu'une seule unité de production aurait été fermée si le mécanisme de capacité n'avait pas été mis en place ; un scénario de déclassement haut pour lequel il est considéré que trois unités de production auraient été fermées. Le scénario de déclassement haut est par ailleurs conforté par les retours reçus dans le cadre de la concertation qui précisent qu'en l'absence de l'annonce du mécanisme de capacité et vu de 2013, des décisions de fermeture définitive auraient pu être prises pour les trois centrales mises sous cocon.

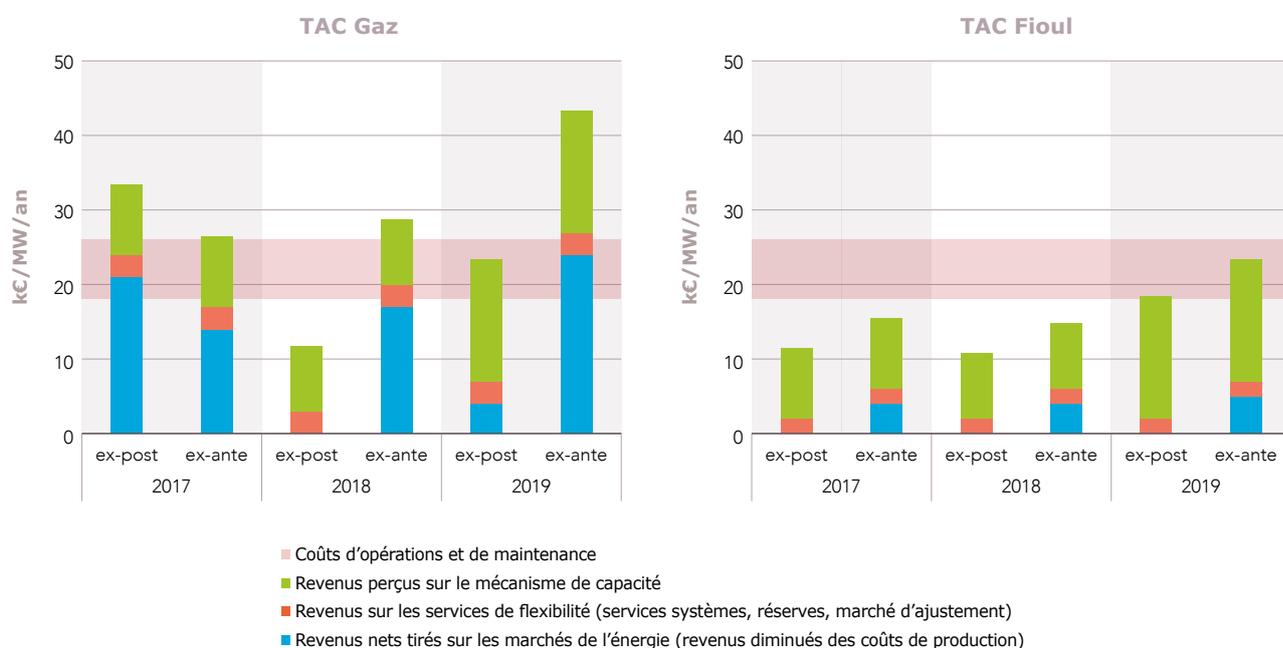
### 1.2.2 Turbines à combustion au gaz et fioul : les revenus issus du mécanisme de capacité apparaissent essentiels à leur équilibre économique sur la période 2017-2019

La filière TAC est composée d'unités fonctionnant au fioul ou au gaz. Du fait de leur coût variable de production élevé, ces unités produisent de l'électricité pendant les périodes de pointe et ne sont donc sollicitées qu'un nombre limité d'heures dans l'année. En 2018, les TAC au gaz ont fonctionné près de 210 heures à pleine puissance et celles au fioul 160 heures.

Les TAC au fioul et au gaz sont localisées en Bretagne et en Île-de-France et fournissent des services au réseau électrique, principalement pour la tenue du plan de tension. À ce titre, elles bénéficient de rémunérations spécifiques pour la fourniture de ces services (services système tension), prises en compte dans l'analyse.

Les analyses économiques menées avec les approches «*ex ante*» et «*ex post*» confirment

**Figure 1.3** Revenus perçus sur les marchés et coûts fixes d'opération et maintenance à couvrir pour la filière TAC sur la période 2017-2019



que, sans mise en place du mécanisme de capacité, ces moyens de pointe, dont la contribution au système électrique est essentiellement capacitaire, auraient difficilement pu couvrir leurs coûts fixes de fonctionnement. Même si l'absence de viabilité économique en l'absence de mécanisme de capacité est moins marquée pour les TAC au gaz, il est parfaitement réaliste de considérer qu'une part significative du parc de TAC aurait été déclassée en l'absence du mécanisme de capacité, sauf à imaginer d'autres dispositifs pour préserver leur disponibilité au titre des services que ces moyens rendent à la gestion de la tension du réseau électrique local. Compte tenu de la fragilité économique de la filière TAC sans mécanisme de capacité, les deux scénarios contrefactuels sont déclinés de la façon suivante. Dans le scénario de déclasser bas, l'hypothèse est faite que 25% du parc de TAC est définitivement déclassé. Dans le scénario de déclasser haut, cette proportion s'élève à

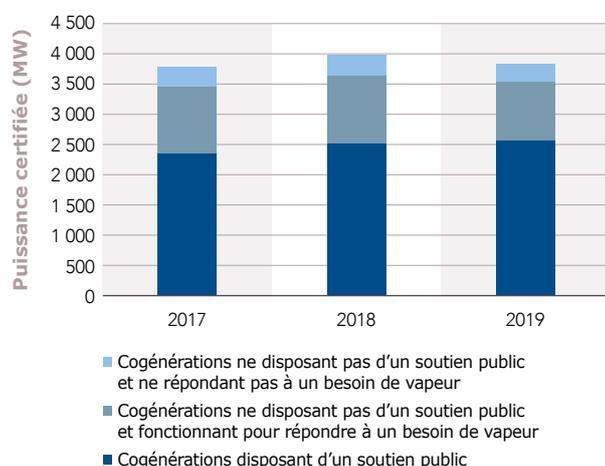
50%. Ces scénarios visent à refléter une situation sans mécanisme de capacité, toutes choses étant égales par ailleurs, et ne tiennent pas compte de l'utilité éventuelle de maintenir ces TAC pour le réglage de la tension (d'autres mécanismes alternatifs auraient dans ce cas été nécessaires).

### 1.2.3 Filière Cogénération : le maintien des centrales ne bénéficiant ni de dispositif de soutien ni d'un débouché vapeur « captif » apparaît conditionné aux revenus capacitaires

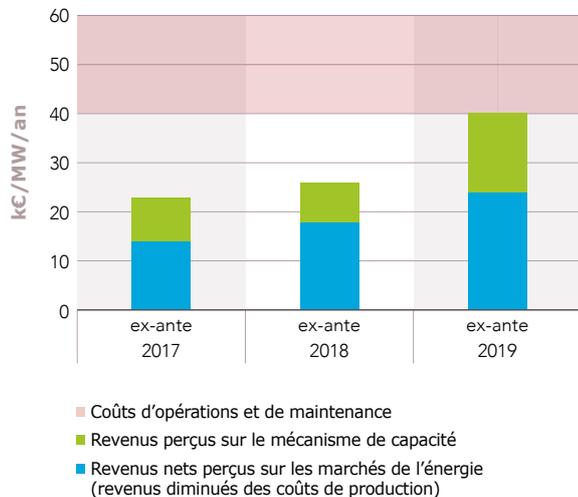
Le parc de cogénération au gaz et fioul<sup>16</sup> représente une capacité disponible pour la production d'électricité d'environ 4 GW, comprenant 2,5 GW de cogénérations bénéficiant d'un dispositif de soutien (dont les revenus sont pour cette raison insensibilisés au prix de marché du mécanisme de capacité)

16. Les cogénérations au fioul représentent une capacité installée très faible, estimée à environ 100 MW.

**Figure 1.4** Décomposition de la filière Cogénération au gaz en fonction de l'origine de ses revenus



**Figure 1.5** Revenus perçus sur les marchés et coûts fixes d'opération et maintenance à couvrir pour les cogénérations gaz (sans revenu vapeur) sur la période 2017-2019



et 1,5 GW de cogénérations se valorisant à la fois sur les marchés de l'électricité et sur la vente de vapeur. Parmi les cogénérations ne disposant pas (ou plus) de dispositif de soutien, certaines capacités fonctionnent pour répondre à un besoin de vapeur (industrie chimique, raffinerie, papeterie, réseau de chaleur...) qui n'est pas substituable à court ou moyen-terme. D'autres cogénérations ne

disposent pas (ou plus) d'un débouché vapeur ou bien celui-ci est arbitrable avec des chaudières, si bien que leur utilisation est très dépendante des conditions de marché.

L'évolution des capacités des cogénérations ne disposant pas d'un débouché vapeur « captif » apparaît conditionnée aux revenus perçus sur les marchés de l'électricité et notamment à la rémunération capacitaire.

Sur la base des éléments partagés par les exploitants d'unités de cogénération, des retours aux consultations menées dans le cadre des Bilans prévisionnels et des analyses menées par RTE, le parc de cogénération ne disposant pas de débouchés vapeur « captif » est estimé à 300 MW. L'analyse économique (réalisée en supposant l'absence de revenus chaleur) conduit à considérer que sans la mise en place du mécanisme de capacité, ces capacités auraient difficilement été maintenues.

L'hypothèse d'une fermeture de l'ensemble de ces 300 MW de cogénération est considérée dans le scénario contrefactuel haut tandis que, dans le scénario bas, la moitié seulement aurait été déclassée (soit 150 MW).

### 1.2.4 Effacements de consommation : le mécanisme de capacité contribue à la viabilité économique des effacements non-soutenus et hors tarif réglementé

Depuis le début des années 2010, l'architecture de marché en France a été profondément adaptée pour permettre aux effacements de consommation de participer explicitement à l'ensemble des mécanismes de marché. En 2020 (avant la crise sanitaire), la capacité d'effacement participant au système électrique français représentait environ 3,3 GW dont 2,7 GW participent de façon explicite aux différents mécanismes de marché, c'est-à-dire qu'ils valorisent leurs services comme les moyens de production et non sous forme d'une réduction des coûts d'approvisionnement par les fournisseurs des sites effacés.

La filière est constituée d'une variété de types de consommateurs et d'usages effacés qui répondent à différentes modalités d'activation.

### 1.2.4.1 Effacements implicites

Les effacements implicites désignent les capacités d'effacement indissociables de la fourniture et qui sont valorisées par les fournisseurs par une réduction de leurs coûts d'approvisionnement (à la fois en énergie et en capacité, à travers une réduction de l'obligation de capacité). Selon l'article R335-6 du code de l'énergie, les fournisseurs et consommateurs mettant en place des mesures de maîtrise de la consommation pendant les périodes de pointe doivent renseigner un registre mis en place par le gestionnaire de réseau de transport afin de permettre à l'ensemble des acteurs du marché de capacité d'anticiper le niveau d'obligation. Depuis 2019, seules les capacités d'effacement implicites correspondant aux options tarifaires EJP et Tempo des tarifs réglementés de vente font l'objet d'une déclaration (par EDF et représentaient 630 MW).

Les options tarifaires EJP et Tempo permettent aux consommateurs capables de s'effacer de réduire leur facture d'électricité. Ils bénéficient d'un tarif moins élevé sur l'ensemble des jours de l'année (hors jours de pointe mobile pour l'option EJP ou jours rouges pour l'option Tempo) et éventuellement<sup>17</sup> d'une part fixe liée à l'abonnement plus faible. L'intérêt pour un consommateur flexible dépend à la fois de la part effaçable de sa consommation lors de ces jours de pointe mobile et des écarts de tarifs entre les périodes de pointe mobile et les périodes normales.

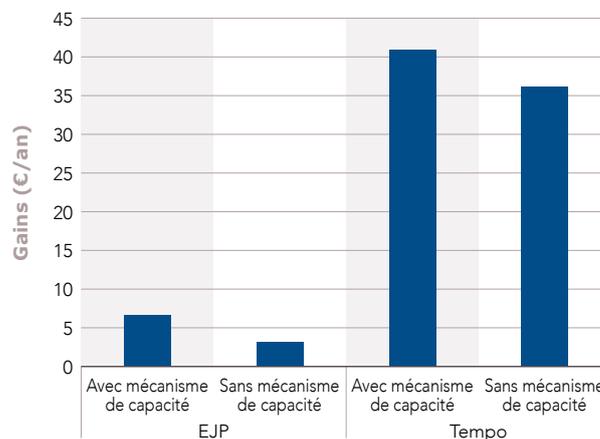
Pour les clients ayant souscrit une option à pointe mobile, la mise en œuvre du mécanisme de capacité ne les a pas incités à maximiser leurs effacements lors des périodes de pointe (pour lesquelles un jour PP1 est en pratique souvent tiré<sup>18</sup>). Théoriquement, la mise en œuvre du mécanisme de capacité accentue le différentiel de prix entre les heures des périodes de pointe et celles de base, incitant ainsi le client à maximiser ses effacements. En réalité, le prix de la capacité pour les années de livraison 2017 à 2019

n'a pas eu d'effet sur l'incitation des clients ayant souscrit l'option Tempo à s'effacer du fait que le ratio réglementaire de 7 entre le prix de la période tarifaire la plus élevée et le prix de la période tarifaire la plus faible n'a pas été dépassé<sup>19</sup>.

Pour les clients n'ayant pas souscrit une offre à pointe mobile (cas des clients disposant du tarif Bleu Option Heures Pleines/Heures Creuses par exemple), la prise en compte de la capacité n'a pas conduit à une attractivité suffisante pour les inciter à basculer dans cette option.

La réduction de facture pour un consommateur moyen flexible souscrivant à l'option Tempo est de l'ordre de 40 €/an<sup>20</sup> hors taxe tandis qu'elle s'élève à 7 €/an<sup>21</sup> hors taxe pour l'option tarifaire EJP, qui est en extinction (le tarif n'est plus proposé à de

**Figure 1.6** Gains moyens par site hors taxe induits par le choix du tarif EJP ou Tempo par rapport au tarif Base pour les consommateurs capables de s'effacer pour l'année



17. En fonction du tarif initial dont dispose le consommateur.

18. Tous les jours PP1 sont des jours de pointe mobile EJP et, en moyenne sur la période 2017-2019, 87% des jours PP1 sont des jours rouges du tarif TEMPO.

19. Pour le tarif Tempo, l'arrêté pris en application de l'article R. 337-20-1 du code de l'énergie impose une différenciation d'un rapport d'au moins 7 entre le prix de la période tarifaire la plus élevée et le prix de la période tarifaire la plus faible pour les consommateurs résidentiels. Le prix de la capacité n'a donc d'effet sur l'écart de prix pour le consommateur que dans le cas où ce ratio est dépassé.

20. Il s'agit de la différence entre la facture d'un consommateur (suivant le profil RES 4) disposant du tarif Tempo et s'effaçant lors des jours de pointe mobile rouges et la facture du même consommateur mais ne s'effaçant pas et disposant du tarif bleu Base.

21. Il s'agit de la différence entre la facture d'un consommateur (suivant le profil RES 3) disposant du tarif EJP et s'effaçant lors des jours de pointe mobile rouges et la facture du même consommateur mais ne s'effaçant pas et disposant du tarif bleu Base.

nouveaux clients). Quel que soit le tarif à pointe mobile considéré, son intérêt économique serait réduit, de l'ordre de 5 €/an hors taxe, s'il y avait pas de mécanisme de capacité.

Depuis plusieurs années, les capacités d'effacement correspondant aux options tarifaires EJP et Tempo subissent une érosion : la puissance d'effacement déclarée par le fournisseur sur le registre des mesures visant à maîtriser la consommation pendant les périodes de pointe a baissé de 50 MW de l'année 2017 à l'année 2019. Compte tenu de la très faible contribution du mécanisme de capacité à l'attractivité financière pour les consommateurs capables de s'effacer, il est difficile d'imaginer que l'érosion aurait été significativement supérieure en l'absence de mécanisme de capacité. En conséquence, dans les scénarios contrefactuels, aucun effet du mécanisme de capacité n'est considéré sur l'évolution des capacités d'effacement correspondant aux options Tempo et EJP.

Bien qu'obligatoire, une partie des effacements implicites n'ont pas été déclarés par les fournisseurs compte tenu de la difficulté à les évaluer et à les anticiper. À ce titre, une analyse statistique a permis d'identifier une baisse de consommation sur les jours PP1 de l'ordre de 300 MW qui semble s'ajouter à la puissance d'effacement déclarée pour les consommateurs ayant souscrit aux options tarifaires EJP et Tempo (cf. Chapitre 5)<sup>22</sup>. Cette baisse de consommation s'explique *a priori* par l'existence de contrats de fourniture définissant un prix spécifique sur les jours PP1 pour les clients en milieu et haut de portefeuille, comme l'a constaté la CRE dans le cadre de son analyse du marché de détail<sup>23</sup>.

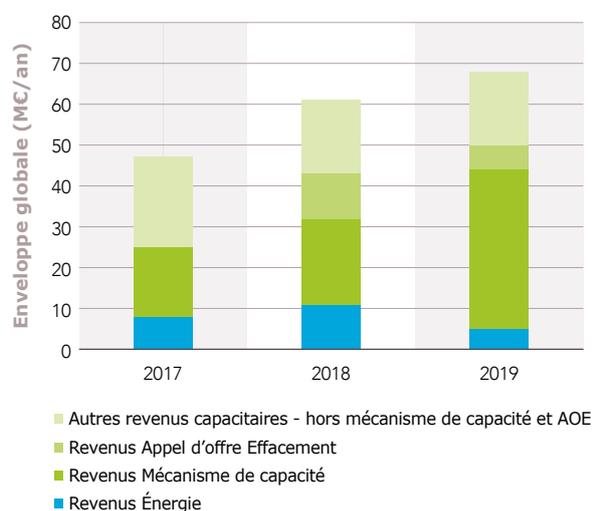
Ce gisement d'effacement peut être directement attribuable<sup>24</sup> au mécanisme de capacité et les scénarios contrefactuels considérés reposent sur l'hypothèse que ce gisement n'aurait pas été exploité en l'absence du mécanisme de capacité.

#### 1.2.4.2 Effacements explicites

Les effacements explicites désignent les capacités d'effacement se valorisant explicitement sur les marchés, grâce aux différents mécanismes de marché qui ont été ouverts aux capacités d'effacement (services système, réserves rapides et complémentaires, mécanisme d'ajustement, marché de l'énergie, mécanisme de capacité). Le revenu des effacements explicites est essentiellement capacitaire et la rémunération issue du mécanisme de capacité représente entre 35 % et 60 % de leurs revenus totaux selon l'année considérée.

Cependant, certains effacements explicites ont bénéficié de l'Appel d'Offres Effacement (AOE) sur les années 2018 et 2019. L'AOE étant un contrat pour différence par rapport au prix sur le mécanisme de capacité depuis 2018, la rémunération dont ils auraient bénéficié sur la période 2018-2019 aurait été identique<sup>25</sup>. Pour les capacités soutenues

**Figure 1.7** Décomposition des revenus de la filière des effacements explicites (hors interruptibilité)



22. Cette baisse de consommation a été estimée à partir d'une comparaison des erreurs de prévision J-1 de la consommation entre jours PP1 et jours non PP1 de l'hiver.

23. Dans le cadre de la concertation, la CRE a partagé ses analyses sur le marché de détail et a établi que, pour les sites télérelevés, « la plupart des fournisseurs estiment ex ante des coefficients de capacité liant la consommation en PP1 et l'obligation générée ».

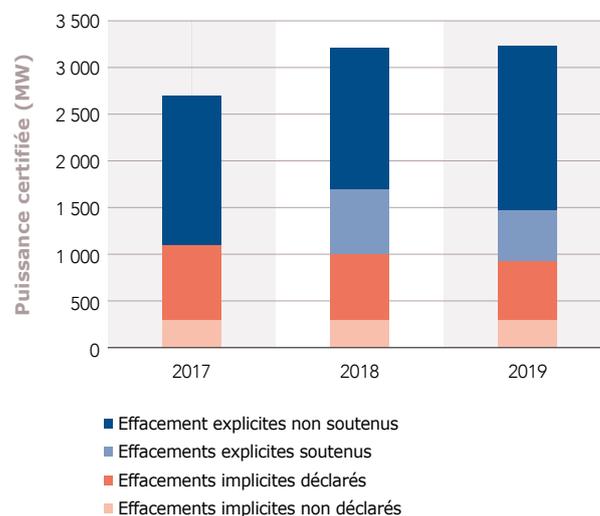
24. Dans une moindre mesure, l'existence d'une option à pointe mobile (calée sur les jours PP1) du TURPE HTA peut aussi avoir un effet sur la consommation lors des jours PP1.

25. Pour l'année 2017, l'appel d'offres pour les capacités d'effacement était cumulable avec la rémunération capacitaire.

par l'AOE, l'effet du mécanisme de capacité est donc neutre sur les années considérées. Un effet est possible à plus long terme, au-delà de l'horizon concerné par ce retour d'expérience, car la participation à l'AOE est limitée dans le temps. Il est cependant considéré que l'intégralité des effacements soutenus par l'AOE se serait maintenue en l'absence de mécanisme de capacité<sup>26</sup>. Les effacements explicites soutenus ne représentent néanmoins qu'une partie de la capacité d'effacement explicite : d'autres capacités participent aux marchés sans bénéficier du soutien de l'AOE pour diverses raisons, (i) certaines capacités ne sont pas éligibles à l'appel d'offres effacement (capacités participant au service d'interruptibilité, capacités participant à la réserve primaire et capacités basées sur des moyens thermiques d'autoproduction (diesels)), (ii) d'autres capacités sont éligibles mais ne sont pas candidates du fait des contraintes inadaptees à leur mode de fonctionnement<sup>27</sup> et (iii) certaines capacités candidates n'ont pas été retenues<sup>28</sup> du fait des mesures mises en place par les autorités françaises pour assurer la compétitivité du dispositif qui ont pu conduire à l'exclusion des offres de capacité d'effacement les plus chères<sup>29</sup>.

Du fait de la prépondérance de la rémunération capacitaire dans les revenus des effacements explicites non soutenus, leur viabilité économique est dépendante dans une large mesure du mécanisme de capacité. Une partie significative de ces capacités d'effacement non soutenues correspond à des sites interruptibles qui pourraient ne plus participer aux marchés de l'énergie et de l'équilibre mais pourraient continuer à participer au service d'interruptibilité. En l'absence de participation aux marchés, leur contribution à la sécurité d'approvisionnement serait réduite, compte tenu des contraintes sur les activations du dispositif d'interruptibilité<sup>30</sup>.

**Figure 1.8** Décomposition des capacités d'effacement explicites par catégories pour les années de livraison 2017-2019



RTE retient deux scénarios contrefactuels : un scénario bas dans lequel la capacité d'effacement explicite dont la rémunération dépend principalement du mécanisme de capacité serait réduite de 25% en l'absence du mécanisme de capacité ; un scénario haut dans lequel la réduction serait de 50%.

### 1.2.5 Autres filières

Pour les autres filières, dont la rentabilité n'est pas étudiée plus haut, l'évolution des capacités disponibles est considérée comme indépendante de l'existence du mécanisme de capacité sur la période étudiée :

- i. des dispositifs de soutien sont mis en place (obligation d'achat ou complément de rémunération)

<sup>26</sup>. Du point de vue des finances publiques, le mécanisme de capacité permet de réduire la contribution publique au soutien de la filière sans impact sur le niveau de rémunération de la filière.

<sup>27</sup>. Ces contraintes correspondent à un engagement à s'activer lors que les prix de marché ou d'ajustement dépassent un certain niveau de prix (100 €/MWh sur le marché de l'énergie et 300 €/MWh sur le mécanisme d'ajustement). Ces niveaux de « plafond de prix d'engagement » sont inférieurs au coût d'activation de certaines capacités, ce qui conduit à un impact économique de ces activations pour les acteurs. Ces contraintes ont été supprimées en 2020 pour l'AOE 2021.

<sup>28</sup>. 116 MW ont candidatés mais n'ont pas été retenus en 2018 et 381 MW en 2019.

<sup>29</sup>. Ces mesures sont précisés au considérant 60 de la décision d'approbation de l'appel d'offres effacement (lettre à l'État membre publiée le 02.03.2018).

<sup>30</sup>. Les détenteurs d'un contrat d'interruptibilité ne sont tenus d'accepter qu'un nombre limité d'activations (au maximum 5 sur 6 mois). Par ailleurs, sous certaines conditions spécifiques (notamment l'arrêt exceptionnel et planifié du fonctionnement d'une ou plusieurs unités de production d'un site pour répondre à une obligation réglementaire), ils ne sont pas tenus de s'activer.

et encadrent la rémunération de ces capacités. Dans ce cas, le niveau du prix de la capacité n'a pas d'impact sur les revenus de ces moyens ;

- ii. la rémunération capacitaire est de second ordre par rapport aux autres revenus et aux coûts et n'est donc pas un déterminant principal des décisions relatives à leur maintien en service (notamment si les capacités sont en mesure de couvrir leurs coûts fixes annuels sans les revenus du mécanisme de capacité) ;
- iii. les décisions des acteurs concernant l'évolution de la capacité installée sont conditionnées par un calendrier relativement indépendant des conditions économiques ;
- iv. les décisions d'évolution de la capacité installée résultent de choix de politique publique ou de préoccupations territoriales.

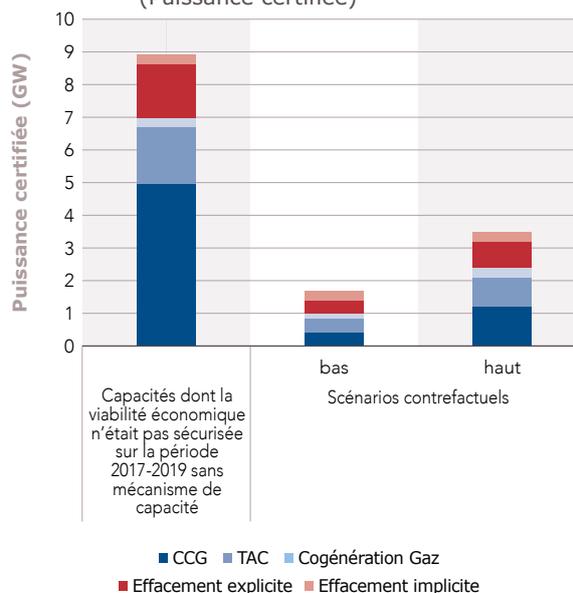
Les filières de production éolienne, photovoltaïque, hydraulique, charbon, nucléaire et petit thermique (notamment groupes diesels) peuvent être placées dans une ou plusieurs de ces situations : il a donc été considéré que l'évolution de chacune d'entre elles aurait été identique dans les scénarios contrefactuels « sans mécanisme de capacité ».

À noter que les analyses menées ne préjugent pas de l'existence ou non d'un « missing money » pour l'ensemble de ces filières – qui existe au moins du point de vue de la théorie économique et qui peut justifier l'existence d'une rémunération capacitaire pour ces filières également.

## 1.2.6 L'agrégation des résultats filière par filière permet d'établir que le mécanisme de capacité a permis le maintien de 2 à 3,5 GW de capacités

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

**Figure 1.9** Capacités à risque en l'absence de mécanisme de capacité et scénarios contrefactuels sans mécanisme de capacité (Puissance certifiée)



### 1.3 Sur les années 2017-2019, le respect du critère de sécurité d’approvisionnement assuré par l’introduction du mécanisme de capacité

Le critère de sécurité d’alimentation retenu en France est fixé par les pouvoirs publics. Il s’agit d’un critère probabiliste : il fixe l’occurrence maximale des situations de défaillance à une espérance de trois heures par an. Cette règle signifie que la durée moyenne pendant laquelle l’équilibre entre l’offre et la demande ne peut pas être assuré par le fonctionnement normal des marchés de l’électricité, dans toutes les configurations d’aléas considérées (au moyen de simulations de scénarios de consommation et de production), est inférieure ou égale à trois heures par an. Ce cadre probabiliste constitue la référence pour apprécier l’apport du mécanisme de capacité – dont le rôle est assurantiel – à la sécurité d’approvisionnement.

Suite à la fermeture massive de moyens de production en France depuis 2010 (10 GW de fermeture de capacités thermiques), le système électrique français ne dispose aujourd’hui plus de marge par rapport au critère de sécurité d’approvisionnement : les Bilans prévisionnels<sup>31,32,33</sup> de RTE signalent depuis plusieurs années que le niveau de sécurité d’approvisionnement se trouve proche du critère public et témoignent de cette réduction progressive des marges. Tant le scénario « haut » que le scénario « bas » de l’analyse révèlent que, le critère de sécurité d’approvisionnement établi par les pouvoirs publics n’aurait pas été respecté.

La première année de fonctionnement du mécanisme de capacité (2017) peut à première vue s’analyser comme une année singulière par rapport aux années postérieures : la marge du système électrique (par rapport au critère de sécurité d’approvisionnement) estimée dans le plus récent Bilan prévisionnel (c’est-à-dire le Bilan prévisionnel 2016, publié en juillet 2016) était à cette époque encore perçue comme

significative du fait notamment de la présence de groupes thermiques fiouls au sein du parc de production français. Néanmoins, au début de l’hiver 2016-2017, celui-ci avait été placé sous vigilance<sup>34</sup> par RTE du fait d’une faible disponibilité du parc nucléaire suite à la décision de l’Autorité de sûreté nucléaire (ASN) de prolonger 4 arrêts de tranche : cet hiver initialement envisagé comme disposant de marges significatives s’en est finalement vu privé, ce qui signifie que, durant l’ensemble des premières années couvertes par le mécanisme de capacité (2017 à 2020), le système électrique français s’est trouvé proche du critère de sécurité d’approvisionnement.

Une première conclusion est que l’absence de viabilité économique de certaines filières n’est pas liée à une situation de surcapacité dans la mesure où les marges perçues en amont des années de livraison suivaient une trajectoire décroissante pour être finalement inférieures à 500 MW lors des dernières années.

Une seconde conclusion est que, sans mécanisme de capacité, le critère de sécurité d’approvisionnement n’aurait pas été respecté sur la période 2017-2020. En l’absence de mécanisme de capacité, le niveau de sécurité d’approvisionnement en électricité en France se serait établi sur la période 2017-2019 à une espérance de durée de défaillance située entre 5,5 et 10h/an.

Ceci ne permet pas de conclure sur le choix d’architecture du mécanisme de capacité français mais confirme qu’un tel mécanisme (indépendamment des choix d’architecture et de mise en œuvre) était nécessaire pour garantir le respect du critère de sécurité d’approvisionnement.

31. [https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/bp2017\\_synthese\\_17.pdf](https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/bp2017_synthese_17.pdf)

32. [https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/synthese-bilan-\\_previsionnel-2018%20%281%29.pdf](https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/synthese-bilan-_previsionnel-2018%20%281%29.pdf)

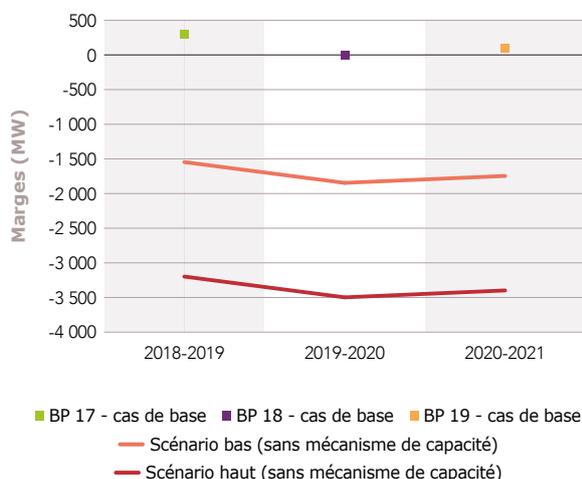
33. [https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/bp2019\\_synthese\\_12\\_1\\_0.pdf](https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/bp2019_synthese_12_1_0.pdf)

34. [https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/analyse\\_h\\_2016.pdf](https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/analyse_h_2016.pdf)

Le diagnostic de sécurité d'approvisionnement établi par le Bilan prévisionnel 2019 pour l'hiver 2020-2021 ainsi que les communications de RTE ayant placé ce dernier sous vigilance particulière<sup>35</sup> confirment encore davantage ces conclusions.

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 publics, comme on pouvait l'anticiper lors de sa mise en œuvre puisqu'il est calibré à cet effet.

**Figure 1.10** Évolution des marges avec et sans mécanisme de capacité



<sup>35</sup>. <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/les-analyses-saisonnieres>

## En janvier 2017, une situation tendue qui, en l'absence de mécanisme de capacité, aurait pu conduire à l'activation de moyens exceptionnels et à du délestage

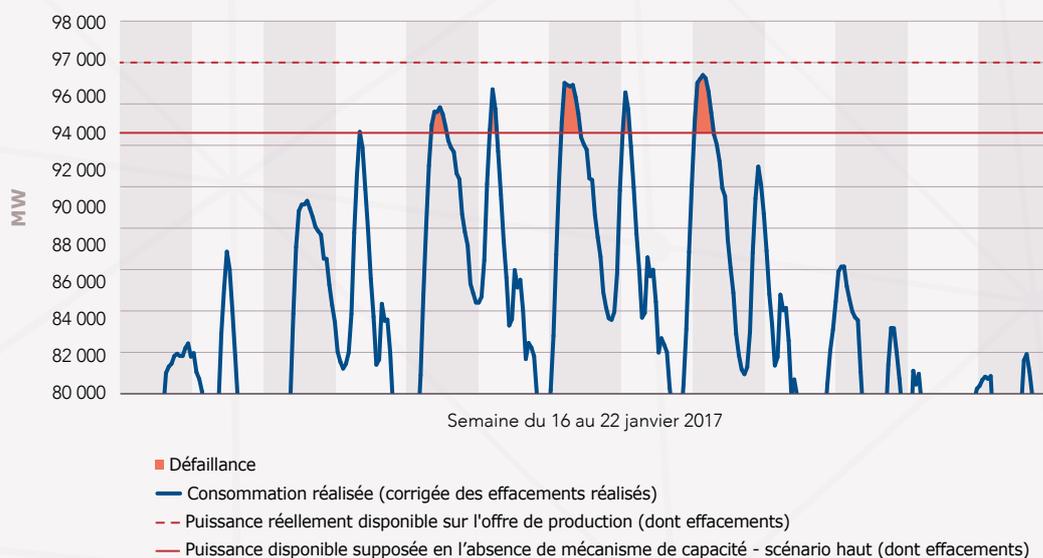
Bien que le cadre pertinent pour évaluer la sécurité d'approvisionnement (et la contribution du mécanisme de capacité à cette dernière) soit l'analyse probabiliste, il est néanmoins éclairant et concret d'évaluer comment le système électrique se serait comporté sur la semaine – particulièrement tendue du point de vue de la sécurité d'approvisionnement – du 16 au 22 janvier 2017 si le mécanisme de capacité n'avait pas été mis en place.

La vague de froid qui a touché la France pendant la semaine du 16 au 22 janvier 2017 a conduit à une

exploitation du système électrique proche de ses limites mais n'a pas requis ni activation de moyens exceptionnels ni délestage, même si RTE a envoyé des signaux d'alerte en amont<sup>36</sup>.

La simulation de la situation vécue sur la semaine du 16 au 22 janvier dans les scénarios contrefactuels conduit à considérer que les journées du 18, 19 et 20 janvier 2017 n'auraient pas pu être gérées sans défaillance.

**Figure 1.11** Situation de l'équilibre offre-demande lors de la semaine du 16 au 22 janvier 2017



36. Retour d'expérience des difficultés rencontrées pour la sécurité d'approvisionnement en électricité et en gaz durant l'hiver 2016-2017, CGEDD et CGE, Février 2018



## UN MÉCANISME QUI A APPORTÉ DES BÉNÉFICES ÉCONOMIQUES POUR LA COLLECTIVITÉ SUPÉRIEURS AUX 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 assurantiel 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 portant sur l'intérêt économique d'introduire un tel mécanisme avaient été présentées dans le rapport d'accompagnement des règles du mécanisme de capacité publié en 2014.

Ce travail a été complété dans le cadre du rapport sur l'impact du mécanisme de capacité<sup>37</sup> publié en 2018 par des analyses quantitatives portant notamment sur (i) le mix de capacité installée, (ii) le niveau de sécurité d'approvisionnement et (iii) l'impact sur le surplus collectif selon le *market design* choisi (niveau des plafonds de prix et présence ou non d'un marché de capacité), dans un souci constant d'objectiver l'apport du mécanisme de capacité français. En particulier, il a été montré que la présence d'un mécanisme de capacité peut créer de la valeur pour la collectivité<sup>38</sup> à hauteur de plusieurs centaines de millions d'euros par an par rapport à une architecture de marché *energy only*,

et ce, avec ou sans rehaussement du plafond de prix sur l'énergie<sup>39</sup>.

Cette analyse portait sur un horizon de long-terme (2030) et reposait sur un scénario prospectif du système électrique marqué par un besoin important de capacité (consommation stable et fermeture importante du parc nucléaire) qui ne correspond pas à la situation vécue sur les premières années de fonctionnement du mécanisme de capacité (durant cette période, à la différence d'autres pays, la France n'a pas eu besoin de nouveaux investissements massifs pour assurer la sécurité d'approvisionnement et les hypothèses de déclassement de capacités nucléaires qui avaient été considérées ne sont plus d'actualité).

Le présent retour d'expérience sur le mécanisme de capacité propose une analyse coûts-bénéfices *a posteriori* du mécanisme de capacité portant sur les trois premières années de fonctionnement du mécanisme afin d'identifier si la mise en place du mécanisme de capacité a effectivement présenté un intérêt économique pour la collectivité. En particulier, l'analyse intègre une évaluation des coûts liés à la mise en œuvre opérationnelle du mécanisme de capacité, qui sont rarement pris en compte dans les études menées *ex ante* compte tenu de la difficulté à les estimer.

37. Analyse d'impact du mécanisme de capacité, une contribution au débat européen pour un approvisionnement sûr en électricité – janvier 2018

38. Dans cette analyse, le périmètre considéré pour la collectivité contient les consommateurs électriques, les exploitants de capacité et les opérateurs du mécanisme (i.e. RTE, GRD)

39. Le rehaussement des plafonds de prix sur l'énergie en situation de pénurie est parfois présenté comme une solution alternative à la mise en place d'un mécanisme de capacité pour assurer les investissements nécessaires à la sécurité d'approvisionnement.

## 2.1 Hors coûts de mise en œuvre, des bénéfices pour la collectivité estimés entre 100 et 300 M€/an depuis la mise en place du mécanisme

La littérature académique ainsi que les précédentes études publiées par RTE identifient que les principaux bénéfices pour la collectivité 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) au travers du respect du critère de sécurité d'approvisionnement et de l'augmentation des marges par rapport à celui-ci et (ii) à la sécurisation des investissements dans de nouvelles capacités, par la réduction du risque sur la rémunération. 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.

### 2.1.1 Le mécanisme de capacité permet l'amélioration du niveau de sécurité d'approvisionnement (réduction du volume de défaillance) au travers du respect du critère de sécurité d'approvisionnement et de l'augmentation des marges, ce qui se traduit par une valeur socio-économique estimée entre 150 et 400 M€/an

Les scénarios contrefactuels encadrants présentés en partie 1 permettent de quantifier l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement résultant de l'effet du mécanisme de capacité. Néanmoins, l'évaluation *ex post* de la valeur socio-économique correspondant à l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement constitue par nature un exercice complexe. Une première approche envisageable serait de se fonder sur la valeur de la défaillance qui a été effectivement évitée sur la période passée. Il s'agirait de considérer que la valeur du mécanisme de capacité serait uniquement révélée

par des configurations du système électrique qui auraient conduit à des situations de défaillance en l'absence des moyens qui ne trouvent pas de rentabilité sans mécanisme de capacité. Une telle approche conduirait à considérer qu'un mécanisme de capacité n'apporte pas de valeur socio-économique lorsque ne se produit pas au moins une période de tension.

Ce type d'approche n'est pas adapté pour évaluer un mécanisme qui a un rôle assurantiel, notamment si l'évaluation est menée sur une période courte et donc très dépendante des situations effectivement vécues. Dans le cadre de l'évaluation économique menée pour ce retour d'expérience, l'approche proposée repose sur une évaluation de la réduction de la défaillance de façon statistique sur l'ensemble des situations qui auraient pu être rencontrées par le système électrique – telle qu'elle est classiquement estimée par les outils de modélisation stochastique du fonctionnement du système électrique, dans le cadre du Bilan prévisionnel – appliquée sur les configurations du système électrique de la période 2017 à 2019.

Par la suite, l'ensemble de la défaillance est valorisée au coût socio-économique de 20 000 €/MWh conformément à l'hypothèse retenue dans le rapport *Analyse d'impact du mécanisme de capacité*. En maintenant entre 1,8 GW (scénario contrefactuel bas) et 3,5 GW (scénario contrefactuel haut) de capacités disponibles pour le système électrique, le mécanisme de capacité a permis d'éviter en espérance entre 8 et 20 GWh/an de défaillance sur les années 2017 à 2019. Le gain du mécanisme de capacité associé à la réduction de l'énergie en défaillance se situe ainsi dans une fourchette évaluée entre 150 et 400 M€/an, selon le scénario contrefactuel considéré.

### **2.1.2 Un intérêt économique théorique du mécanisme de capacité sur la réduction des risques et des coûts de financements de nouvelles capacités qui s'est très peu matérialisé sur la période étudiée**

L'analyse d'impact du mécanisme de capacité réalisée en 2018 sur la base de scénarios prospectifs mettait en lumière qu'un des apports théoriques les plus importants du mécanisme de capacité correspondait à la réduction – grâce à la rémunération capacitaire – de la volatilité relative de la rémunération perçue par les exploitants de capacité, ce qui permettait en retour de réduire les risques financiers liés à l'investissement dans de nouvelles capacités et, dès lors, les coûts de financement portés par les investisseurs. Au cours de la période passée depuis 2017, le mécanisme de capacité a principalement permis le maintien de capacités existantes (ce qui était suffisant pour assurer la sécurité d'approvisionnement) et les nouveaux investissements ont été rares (quelques centaines de MW ont été recensées entre 2017 et 2020, correspondant principalement à des capacités d'effacement). La période étudiée ayant connu peu d'investissements dans de nouvelles capacités, on ne peut statuer quant à l'impact sur le coût de financement de la mise en place du mécanisme de capacité. Pour cette raison, ce bénéfice n'a pas été pris en compte dans la suite des analyses.

### **2.1.3 Une augmentation des coûts totaux, résultant du maintien en fonctionnement de certains moyens**

L'effet du mécanisme sur les capacités disponibles dans le système électrique représente un bénéfice pour la sécurité d'approvisionnement en contrepartie d'un coût supplémentaire pour la collectivité par rapport à une situation «sans mécanisme de capacité», correspondant aux coûts fixes des capacités qui ne seraient pas en service sans ce dernier. Ce surcoût pour la collectivité est estimé entre 50 et 100 M€/an<sup>40</sup> selon le scénario contrefactuel étudié.

Le mécanisme de capacité a aussi d'autres effets sur les coûts de production : le maintien de capacités est notamment susceptible de faire baisser le total des coûts variables de production ou d'effacement (l'offre supplémentaire disponible peut conduire à une moindre utilisation des moyens de «pointe», qui sont caractérisés par les coûts de production les plus élevés). Très limité, ce gain n'excède pas les 10 M€/an dans les deux scénarios contrefactuels considérés et demeure un gain de second ordre par rapport à celui associé à la réduction de l'énergie non distribuée. Enfin, l'exhaustivité de l'analyse impose de prendre en compte l'augmentation de l'énergie à produire et des coûts de production induite par la réduction de l'énergie de défaillance, bien que cet effet soit négligeable (inférieur à 1 M€/an en espérance).

<sup>40</sup>. Les hypothèses considérées pour les coûts d'opération et maintenance correspondent à celles du milieu des fourchettes présentées en partie 1. Concernant les cogénérations et les effacements, les hypothèses de coût d'opération et maintenance, respectivement de 50 k€/MW/an et 20 k€/MW/an sont retenues.

## 2.2 Des coûts de mise en œuvre significatifs

Le mécanisme de capacité constitue un dispositif de grande ampleur dont la mise en œuvre nécessite de nombreux gestes de la part des différentes parties prenantes : certification initiale des capacités, rééquilibrages, transactions de garanties de capacités, mise à disposition des capacités, contrôles de disponibilité, calcul de l'obligation de capacité, règlements financiers, déclinaison du mécanisme auprès des clients finals, etc. Sa mise en œuvre a engendré des besoins en systèmes d'information et mobilise des équipes opérationnelles au sein de RTE, des gestionnaires de réseau de distribution (GRD), des exploitants de capacités et des acteurs obligés. La conception du mécanisme (jusqu'à l'écriture des règles) a mobilisé et continue de mobiliser des équipes au sein de RTE, des GRD, de la DGEC, de la CRE et de l'ensemble des parties prenantes qui participent aux instances de concertation.

### 2.2.1 Les coûts de mise en œuvre au périmètre de l'ensemble des acteurs du mécanisme ont été reconstitués afin d'assurer la robustesse des conclusions de l'analyse coûts-bénéfices

Une analyse économique complète du mécanisme de capacité doit intégrer l'ensemble des coûts associés à sa mise en œuvre. RTE a reconstitué ces coûts pour les différents acteurs concernés (GRD, exploitants de capacités, acteurs obligés), sur la base d'un questionnaire<sup>41</sup>. Ces coûts intègrent l'ensemble des activités portées par les différents acteurs<sup>42</sup> :

► **Les activités liées à la conception du mécanisme de capacité (écriture des règles, concertation, etc.), portées par l'ensemble des parties prenantes :**

Ces activités concernent RTE, qui est en charge de la proposition des règles et leur concertation

auprès des parties prenantes, la DGEC et la CRE<sup>43</sup> au titre de leur rôle quant à leur approbation, les GRD au titre de certaines instructions leur revenant, ainsi que plus généralement l'ensemble des parties prenantes concernées par le mécanisme (acteurs obligés, exploitants de capacité, gestionnaires de réseau, etc.).

► **Les activités de gestion opérationnelle du mécanisme, portées par RTE et les GRD<sup>44</sup> :**

RTE est en charge d'une large partie de la gestion opérationnelle du mécanisme de capacité : contractualisation avec les parties prenantes, attribution des certificats de capacité, tenue des registres, signalement des jours PP1 et PP2, contrôle des capacités, calculs et notifications de l'obligation et la certification définitives, gestion des règlements financiers, etc. Les GRD, pour les acteurs raccordés à leur réseau, apportent leur contribution à la gestion opérationnelle du mécanisme, à travers notamment la fourniture des données de comptage, la participation à la certification et au contrôle des capacités (notamment sur la certification normative).

► **Les activités de participation aux marchés des acteurs obligés et exploitants :**

La participation au mécanisme de capacité par les acteurs concernés nécessite des gestes opérationnels. Pour les acteurs obligés, il s'agit de prévoir leur obligation et la notifier à RTE, de couvrir leur obligation sur les marchés, d'assurer la déclinaison du mécanisme auprès de leurs clients dans le cadre de leurs contrats de fourniture (gestion opérationnelle et relation clients), etc. Pour les exploitants de capacité, il s'agit de certifier les capacités, procéder à des rééquilibrages, collecter leur disponibilité, valoriser les certificats de capacité, etc.

41. L'ADEEF a réalisé la capitalisation et la consolidation des coûts correspondant aux activités des GRD au titre du mécanisme de capacité.

42. Ces estimations sont néanmoins rendues compliquées par la difficulté à isoler ces coûts. Ils ont pu à ce titre faire l'objet d'approximations par les acteurs de marché ayant remonté des informations.

43. En pratique, les coûts correspondant aux activités de la DGEC et la CRE ont été négligés dans l'analyse.

44. L'activité d'achat pour les pertes est comptabilisée côté acteurs obligés.

La présente analyse s'intéresse aux coûts de mise en œuvre portés par la collectivité, afin d'évaluer si les bénéfiques que le mécanisme apporte sont supérieurs aux coûts qu'il engendre. Ces derniers n'intègrent donc pas les dépenses des acteurs qui correspondent à des transferts financiers vers d'autres acteurs du mécanisme de capacité, comme le coût d'achat des garanties de capacités par les acteurs obligés, les multiples frais payés au titre des règles (frais de rééquilibrage, de certification tardive, de liaison non conforme, etc.) et les règlements financiers.

Les réponses aux questionnaires ont permis de disposer d'estimations des coûts<sup>45</sup> pour :

- ▶ 4 acteurs obligés (sur 210), représentant 75% de l'obligation France
- ▶ 5 exploitants de capacité (sur 148), représentant 85% des capacités certifiées
- ▶ 20 GRD (sur 152) représentant 98% de la consommation RPD France.

Afin de disposer d'une estimation exhaustive des coûts totaux portés par l'ensemble des acteurs et ainsi garantir la robustesse des conclusions de l'analyse coûts-bénéfiques, une extrapolation des éléments remontés par les acteurs ayant répondu a été réalisée. Cette extrapolation s'est basée sur une modélisation des coûts portés par un acteur comme étant la somme des coûts fixes indépendants du portefeuille et de coûts proportionnels à la taille du portefeuille. Qu'il s'agisse de la représentation des coûts des acteurs obligés ou de celle des coûts des exploitants de capacité, les coûts fixes et les coûts proportionnels à la taille du portefeuille (en termes de niveau d'obligation ou de certification) ont été estimés sur la base des remontées des acteurs ayant répondu aux questionnaires. L'analyse des retours des acteurs montre que les exploitants de capacité font face à un coût d'entrée

fixe dans le mécanisme de capacité qui ne semble pas exister pour les acteurs obligés.

Au global, la part des coûts issus de remontées des acteurs (et de l'analyse de RTE pour ses propres coûts) représente de l'ordre de 50% des dépenses totales estimées (i.e. les 50% restant correspondent à une estimation des coûts portés par les acteurs n'ayant pas répondu aux questionnaires).

Les coûts portés par les acteurs se décomposent en dépenses d'investissement (CAPEX<sup>46</sup>), correspondant essentiellement à la mise en place des systèmes d'information et en dépenses d'exploitation (OPEX<sup>46</sup>), correspondant aux ressources mobilisées pour les activités opérationnelles mais également celles mobilisées lors des concertations des jeux de règles successifs). L'analyse coûts-bénéfiques réalisée dans le cadre du présent retour d'expérience prend en compte l'ensemble de ces dépenses d'exploitation et d'investissement liées à la gestion opérationnelle du mécanisme.

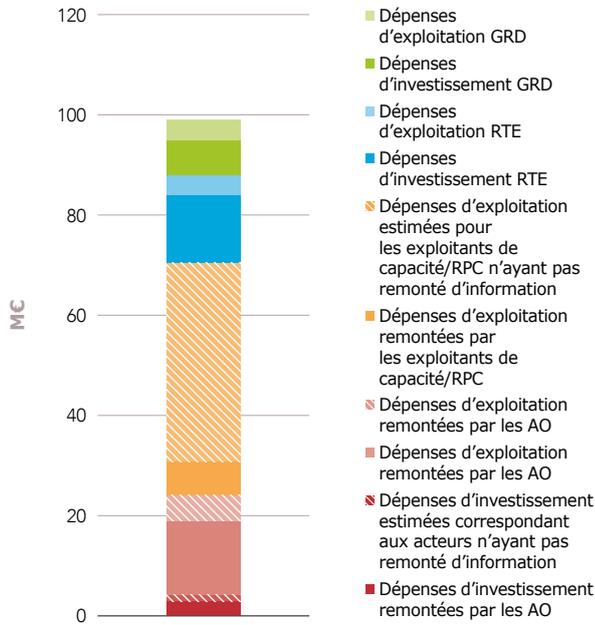
Afin de réconcilier le nombre limité d'années de fonctionnement sur lequel porte l'analyse et la durée plus longue pour laquelle certains développements sont prévus, il est nécessaire de retenir des hypothèses quant à la durée d'amortissement des investissements consentis (notamment dans les outils SI). Cette hypothèse n'est cependant pas structurante, compte tenu du fait que les dépenses d'investissement ne représentent qu'environ 20% des dépenses totales consenties et ne sont dès lors pas prépondérantes. L'hypothèse d'un amortissement des investissements sur une durée de cinq années a été considérée, pour tenir compte du rythme d'évolution réglementaire du mécanisme.

Les coûts totaux annualisés sont estimés à environ 30 M€/an.

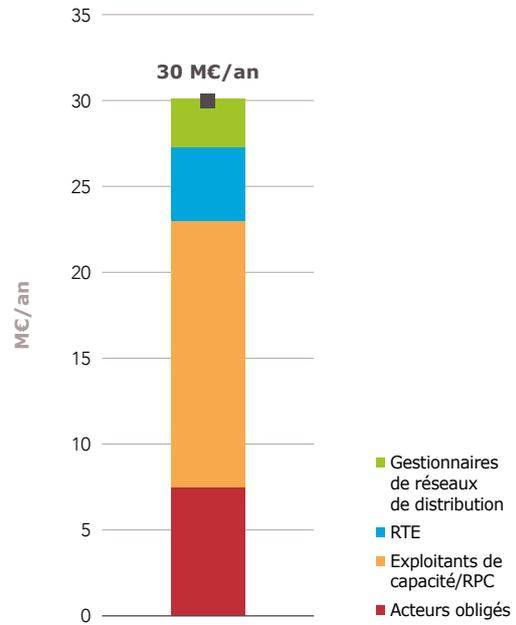
45. Ces estimations sont rendues compliquées par la difficulté à isoler ces coûts. Ils ont à ce titre pu faire l'objet d'approximations par les acteurs de marché ayant remonté des informations.

46. Les termes CAPEX et OPEX utilisées ici ne renvoient pas à une vision comptable stricto sensu, mais correspondent à une reconstitution économique. Ils doivent être compris avant tout comme des ordres de grandeur.

**Figure 2.1** Coûts portés par les différents acteurs depuis la mise en œuvre du mécanisme de capacité<sup>47</sup>



**Figure 2.2** Coûts annualisés de mise en œuvre du mécanisme de capacité pour les différents acteurs



<sup>47</sup>. Les frais facturés par EPEX sont comptabilisés dans la catégorie OPEX pour les acteurs obligés et les exploitants de capacité. Bien que refacturés aux acteurs, les coûts de gestion du registre sont comptabilisés côté RTE.

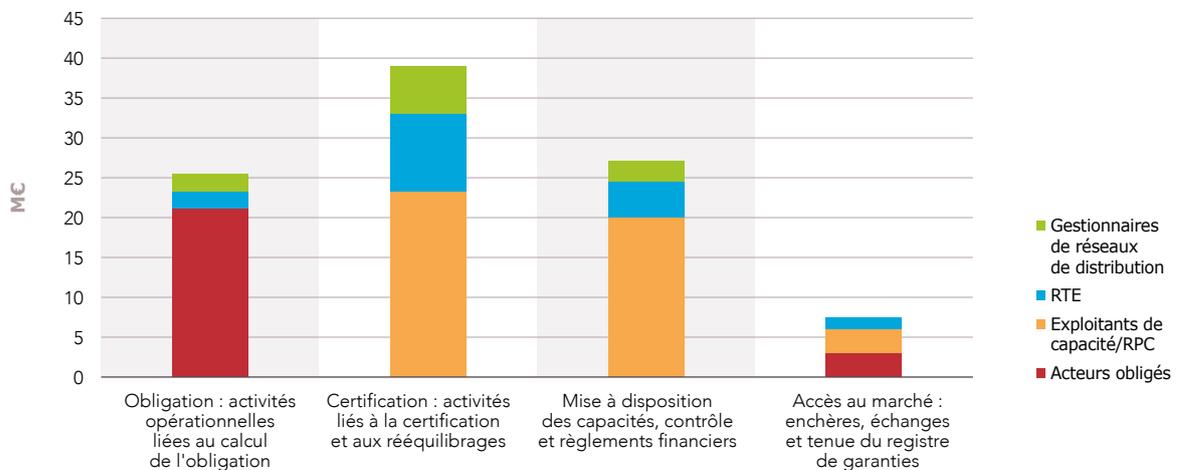
## 2.2.2 Des coûts de mise en œuvre importants et essentiellement liés à la phase de certification

Le coût total estimé des montants dépensés à fin 2019 (en CAPEX ou OPEX) s'élève à 100 M€. 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 de sorte à garantir la robustesse des conclusions de la présente analyse économique. Il permet toutefois d'apprécier l'effort consenti par les différents acteurs et contribue à justifier l'intérêt et les attentes de simplification du mécanisme susceptible de faire baisser les coûts associés. RTE porte

une partie de ces coûts mais ceux-ci sont globalement répartis entre les différentes catégories d'acteurs, en cohérence avec l'architecture décentralisée du mécanisme de capacité.

L'analyse globale révèle que l'essentiel des coûts correspond aux activités relatives à la certification de capacité au sens large : certification des capacités, rééquilibrage, mise à disposition de la capacité, contrôles de disponibilité, calcul du NCE, etc. Comme le confirment les analyses sur la complexité du mécanisme, présentée en partie 8 du présent rapport, cette tendance désigne ces activités comme étant celles sur lesquels les enjeux de simplification sont les plus importants.

**Figure 2.3** Répartition des coûts portés par les différents acteurs depuis le lancement du projet de mise en place d'un mécanisme de capacité



## 2.3 Un mécanisme de capacité qui est créateur de valeur pour la collectivité, de l'ordre de 75 à 280 M€/an

Malgré des coûts de mise en œuvre importants, la comparaison des bénéfices apportés pour le système électrique et les consommateurs (en termes de sécurité d'approvisionnement) avec les coûts de mise en œuvre permet d'établir que le mécanisme de capacité est créateur de valeur à l'échelle de la collectivité, dans les deux scénarios contrefactuels étudiés, de l'ordre de 75 M€/an dans le scénario bas et de 280 M€/an dans le scénario haut.

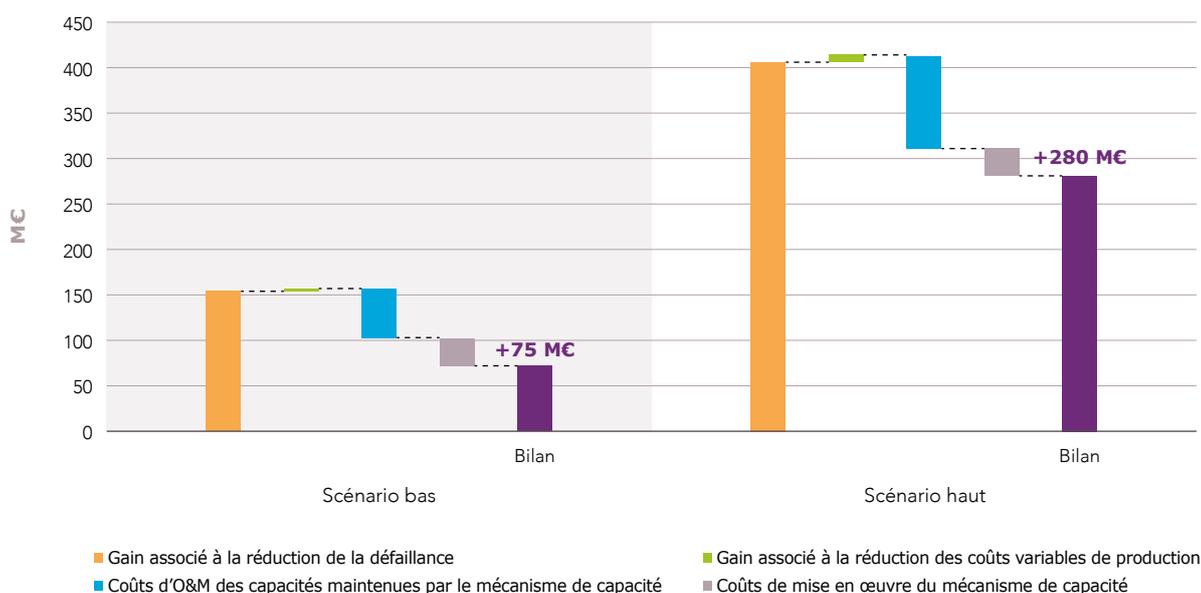
Ces bénéfices nets apportés par le mécanisme de capacité à la collectivité s'avèrent moindre que ceux anticipés *ex ante* dans l'analyse d'impact menée en 2018, qui étaient estimés à 400 M€/an. Cet écart s'explique par plusieurs raisons :

- La différence d'horizon d'étude, dans la mesure où l'étude de 2018 portait sur une analyse à l'horizon 2030, dans un contexte de besoins massifs

pour de nouvelles capacités. L'effet d'un mécanisme portant sur le temps long ne pouvant par construction être intégralement restitué par une analyse *a posteriori* portant sur ses seules trois premières années de fonctionnement. Elle tend, toutes choses égales par ailleurs, à donner une valeur limitée de la contribution du mécanisme de capacité à la sécurité d'approvisionnement.

- L'absence d'effet significatif sur la réduction du coût du capital lié à la sécurisation des revenus de nouvelles capacités, le système électrique n'ayant connu aucun besoin significatif dans de nouveaux investissements pour assurer la sécurité d'approvisionnement, alors qu'une partie notable de la valeur estimée dans l'étude de 2018 portait sur cet effet.
- La prise en compte des coûts de mise en œuvre du mécanisme de capacité dans l'analyse menée dans le cadre du retour d'expérience alors que

**Figure 2.4** Bilan de l'analyse coût-bénéfice du mécanisme de capacité français sur ses trois premières années de fonctionnement (2017-2019)



ces coûts, à l'époque inconnus, avaient été négligés.

Même si les bénéfices nets apparaissent moins élevés que ceux estimés dans le rapport d'analyse d'impact de 2018, pour les raisons invoquées ci-dessus, l'intérêt économique du mécanisme est avéré, quelles que soient les hypothèses considérées sur les coûts (le bénéfice évalué apparaît significativement supérieur à l'évaluation exhaustive des coûts) ou les effets du mécanisme sur

les capacités disponibles en situation de tension (l'incitation à la disponibilité introduite par le mécanisme n'a pas été prise en compte).

Sans préjuger du choix d'architecture du mécanisme de capacité, cette analyse permet de conclure que la mise en place du mécanisme de capacité est, à la maille de la collectivité, économiquement avantageuse – et, dès lors, justifiée – par rapport à une situation où l'architecture *energy-only* aurait été maintenue.



## UN COÛT POUR LE CONSOMMATEUR QUI PEUT ÊTRE SIGNIFICATIF MAIS LIMITÉ PAR LE DISPOSITIF ARENH ET DES REVENUS NETS POUR LES CONSOMMATEURS FLEXIBLES

Les deux premières parties du retour d'expérience ont permis de conforter le consensus sur la nécessité d'un dispositif capacitaire pour assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement, mais également d'établir que sa mise en œuvre depuis 2017, en contribuant à renforcer la sécurité d'approvisionnement en électricité, a été économiquement avantageuse pour la collectivité.

Le mécanisme de capacité français conduit, en contrepartie des garanties en matière de sécurité d'approvisionnement qu'il procure, à faire porter aux fournisseurs et aux gestionnaires de réseau pour leurs pertes un coût correspondant à la couverture de l'obligation de capacité. 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 pouvoirs

publics et l'ensemble des acteurs du mécanisme de capacité.

Différentes estimations de l'impact du mécanisme pour les consommateurs sont avancées par certaines parties prenantes, sans que ces estimations ne prennent nécessairement en compte l'ensemble des effets du mécanisme ni les spécificités du marché français. C'est notamment le cas de l'ACER<sup>48</sup>, qui propose une comparaison des coûts portés par les consommateurs concernés par les différents mécanismes de capacité en Europe<sup>49</sup> laquelle repose toutefois sur l'hypothèse que, dans le cas français, la totalité de l'obligation portée par les acteurs obligés est facturée aux consommateurs au prix du marché de capacité. En faisant abstraction des effets liés au dispositif ARENH, cette approche est de nature à largement surestimer le coût du mécanisme porté par le consommateur, biaisant ainsi toute analyse comparative.

<sup>48</sup>. ACER Market Monitoring Report 2018 – Electricity Wholesale Markets Volume et ACER Market Monitoring Report 2019 – Electricity Wholesale Markets

<sup>49</sup>. Il est par ailleurs contestable d'utiliser le coût porté par le consommateur comme principal critère de comparaison des différentes architectures choisies par les différents États membres sans s'intéresser aux bénéfices associés à chaque type d'architecture.

### 3.1 Une analyse rigoureuse nécessite la prise en compte de multiples effets sur la facture d'électricité des consommateurs

Pour estimer l'impact du mécanisme de capacité sur la facture des consommateurs, il convient de comparer la facture des consommateurs telle qu'elle s'est établie depuis la mise en œuvre du mécanisme à ce qu'elle aurait été dans une situation contrefactuelle où il n'aurait pas été mis en place.

En effet, la mise en place du mécanisme peut avoir plusieurs types d'effets sur la facture d'électricité des consommateurs :

- **Des effets de « court-terme », qui découlent plus ou moins directement des flux financiers associés au mécanisme de capacité :**  
La mise en place du mécanisme de capacité se traduit d'abord sur la facture des consommateurs par une augmentation correspondant à la couverture de l'obligation de capacité portée par les

fournisseurs. La mise en place du mécanisme de capacité se traduit aussi par un effet sur le TURPE résultant (i) d'un effet haussier correspondant au coût de couverture de l'obligation de capacité portée par les gestionnaires de réseau pour leurs pertes électriques, (ii) d'un effet baissier correspondant aux revenus des garanties de capacité correspondant aux interconnexions et (iii) d'un éventuel effet baissier sur le coût de constitution des réserves<sup>50</sup>.

Pour les consommateurs dits « flexibles » (c'est-à-dire disponibles pour s'effacer lors des périodes de pointe), la mise en place du mécanisme de capacité constitue une nouvelle opportunité de valorisation et une source de revenus complémentaire. En effet, certains consommateurs ayant la faculté de fortement moduler leur consommation

#### Le coût de couverture de l'obligation est directement répercuté au consommateur :

Dans ses Rapports 2016-2017 et 2018-2019 sur le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel, la Commission de régulation de l'énergie précise qu'elle n'a pas identifié de problématiques majeures liées à une répercussion inadéquate du coût de la capacité aux consommateurs finals. Ces analyses ont fait l'objet d'une présentation des services de la CRE dans le cadre de la concertation du présent retour d'expérience laquelle confirme que le coût de couverture de l'obligation porté par les fournisseurs

est correctement retransmis au consommateur. En cohérence, dans la présente analyse du coût du mécanisme de capacité porté par le consommateur, le coût de couverture de l'obligation porté par les fournisseurs est supposé directement retransmis au consommateur. S'agissant des offres au Tarif Réglementé de Vente (TRV), conformément à la méthode de construction de ces tarifs, les coûts sont construits par réplique des coûts portés par les fournisseurs en offres de marché.

<sup>50</sup>. Les attentes de rémunération sur les appels d'offres pour certaines capacités peuvent être réduites par l'existence d'une rémunération capacitaire.

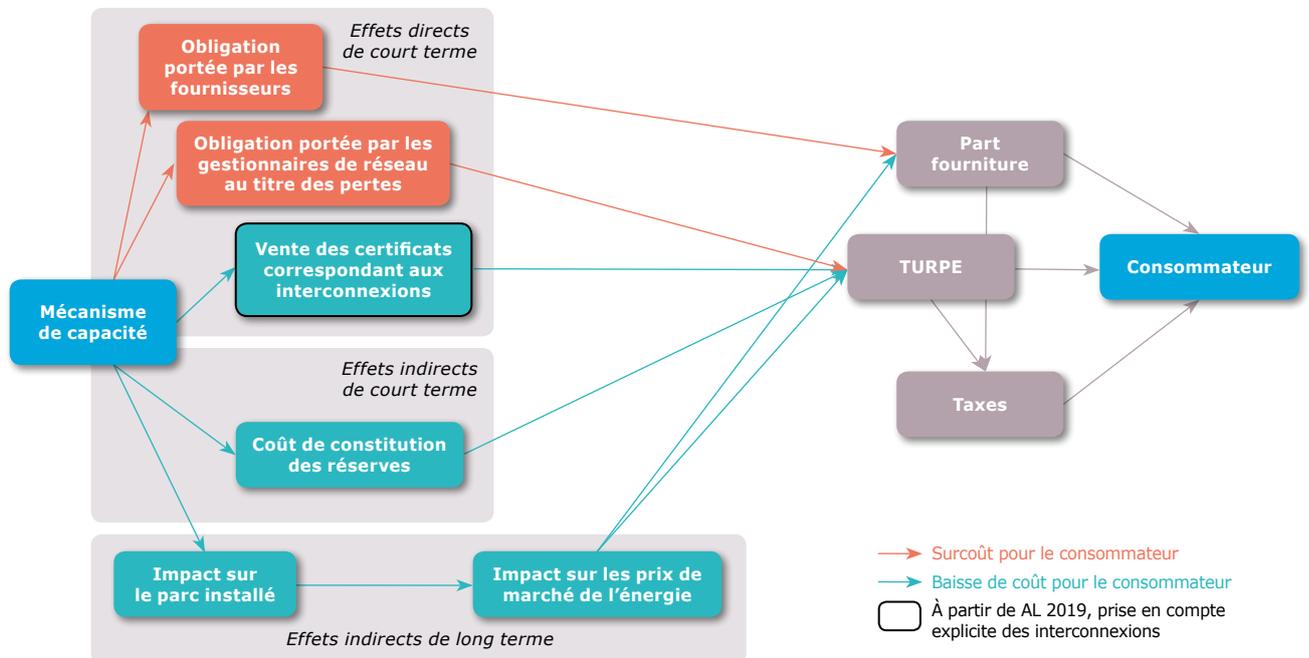
ont pu tirer de la certification de leurs capacités des revenus excédant le coût associé à la couverture de leur obligation résiduelle (c'est-à-dire l'obligation non-couverte au moyen des volumes d'ARENH qui leur sont livrés).

► **Des éventuels effets de « long-terme », à travers l'impact du mécanisme de capacité sur les décisions concernant l'évolution des capacités de production et d'effacement disponibles :**

La mise en place du mécanisme de capacité a eu un impact sur les capacités disponibles du système électrique, comme présenté en partie 1. Cet effet « de long terme » sur le parc de production et d'effacement est susceptible d'avoir un effet sur les prix des marchés de l'énergie (mais aussi des réserves), qui se traduit donc

sur le coût d'approvisionnement en énergie des fournisseurs et donc la facture des consommateurs. Cet effet « de long-terme » qui impacte la facture du consommateur électrique n'est pas « observable » comme peuvent l'être les effets de court-terme – qui s'apprécient directement sur la base des prix de marché de la capacité et qui sont parfois même explicites sur la facture des consommateurs<sup>51</sup> – et ne peut être par nature parfaitement quantifié au terme de la présente analyse du fait de l'horizon temporel qu'elle recouvre. Il doit en conséquence être évalué sur la base d'une estimation de l'impact du mécanisme de capacité sur les trajectoires d'évolution des capacités et l'effet de ces trajectoires sur les prix des marchés de l'énergie. Prendre des hypothèses est nécessaire pour

**Figure 3.1** Principaux impacts du mécanisme de capacité sur la facture des consommateurs



51. Pour certains consommateurs, le coût de la capacité apparaît directement sous forme d'une ligne sur leur facture. Pour les consommateurs ayant souscrit une offre au TRV, ce coût est détaillé dans les délibérations de la Commission de régulation de l'énergie.

permettre une telle estimation : hypothèses sur l'effet du mécanisme de capacité sur les décisions de fermeture ou non des capacités par leurs exploitants, hypothèses sur la formation du prix de l'énergie, etc.

La quantification de cet effet indirect «de long-terme» est effectuée sur la base des deux scénarios encadrants s'agissant de l'effet du mécanisme de capacité sur le parc de production et d'effacement (voir partie 1).

La proportionnalité de certaines taxes, en premier lieu la taxe sur la valeur ajoutée (TVA), conduit à amplifier l'effet du mécanisme de capacité sur la facture finale «TTC» des consommateurs.

L'ensemble de ces effets de court-terme et de long terme est pris en compte dans la présente analyse, qui vise à faire la synthèse exhaustive de l'effet du mécanisme de capacité sur la facture des consommateurs sur la période 2017-2019<sup>52</sup>.

52. Les analyses n'ont pas pu être prolongées sur les années de livraison 2020 et 2021 à ce stade, notamment en raison des questions méthodologiques qu'elles soulèvent (e.g. coexistence du PREC et d'un prix de la capacité lissé dans le tarif).

## 3.2 Un effet de « court-terme » sur la facture moyenne des consommateurs conforme aux attentes sur 2017-2019 et évalué entre 1,2 €/MWh à 2,6 €/MWh selon les années considérées

### 3.2.1 Un coût de couverture de l'obligation de capacité que la part capacitaire du dispositif ARENH participe à fortement limiter

Le coût de couverture de l'obligation de capacité porté par les fournisseurs, *in fine* transmis aux consommateurs, ne reflète pas uniquement le prix de marché sur les enchères organisées car une partie des garanties sont approvisionnées à travers le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) ou valorisés en compétition de celui-ci.

#### 3.2.1.1 Un approvisionnement ARENH « énergie capacité » à des conditions économiques qui ne sont pas affectées par la mise en place du mécanisme de capacité

Le dispositif ARENH, également introduit par la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, dite « loi NOME », permet aux fournisseurs alternatifs de souscrire lors de guichets organisés par la CRE (et dans la limite d'un droit ARENH calculé par fournisseur alternatif en fonction de la consommation de son portefeuille de clients), un volume d'énergie – en bande – pour une période d'un an. Dans le cadre de l'ARENH, les fournisseurs alternatifs obtiennent alors également les garanties de capacité associées au profil d'énergie livré (à savoir un bandeau annuel). À titre illustratif, une souscription ARENH de 8760 MWh permet d'obtenir 1 MW de garanties de capacité<sup>53</sup>. Autrement dit, l'ARENH et le mécanisme de capacité ont été introduits de pair par le même texte législatif (loi NOME), et constituent en ce sens un tout cohérent dont les interactions sont évaluées par la présente analyse.

Le prix de l'ARENH a été fixé en 2012 à 42 €/MWh pour refléter les coûts de la filière nucléaire. Les modalités de fixation de ce niveau de prix sont ainsi indépendantes de l'architecture de marché choisie (marché dit « energy-only » ou marché intégrant un mécanisme de capacité). Le prix du produit ARENH n'a en effet pas été modifié depuis 2012 et est donc indépendant du prix de marché de la capacité (il n'a ainsi pas été modifié par la mise en place du mécanisme de capacité en 2017). Avec ou sans mécanisme de capacité, lorsque les prix sur le marché de l'énergie<sup>54</sup> s'établissent à un niveau supérieur à 42 €/MWh<sup>55</sup>, le produit ARENH est économiquement compétitif et les fournisseurs alternatifs sont susceptibles d'exercer leur droit ARENH. La mise en place du mécanisme de capacité n'engendre donc pas de coût supplémentaire pour le consommateur, pour la part de son obligation couverte par les certificats de capacités obtenus avec un produit ARENH. En conséquence, dans une configuration où l'ARENH est compétitif par rapport au prix sur le marché de l'énergie, les certificats en capacité associés aux droits ARENH peuvent ainsi être considérés comme « gratuits » pour les consommateurs, au sens où la mise en place du mécanisme de capacité n'a pas eu d'impact sur le coût de couverture de la partie « ruban » de leur consommation.

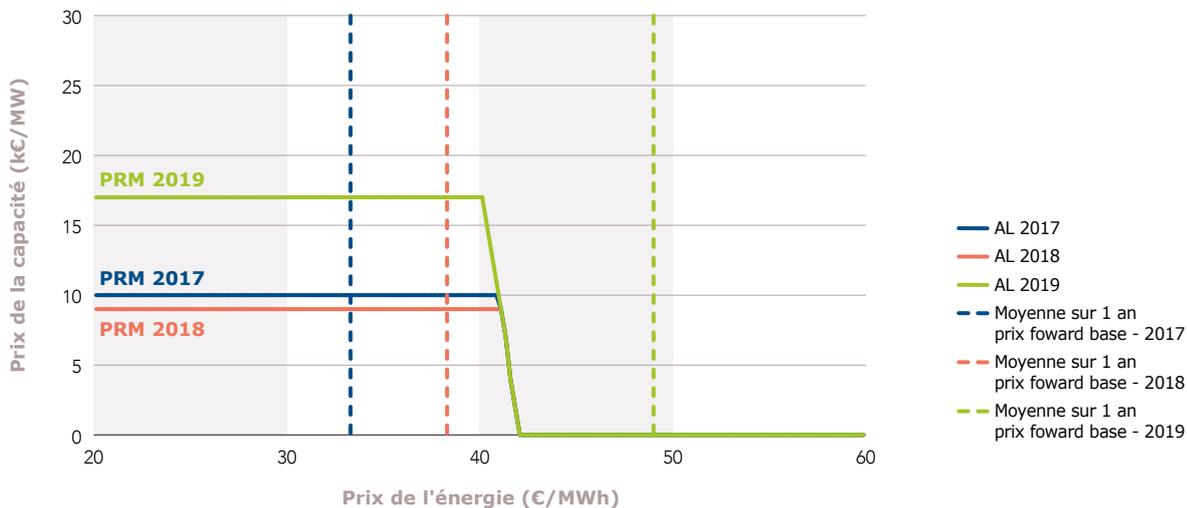
Pour les années 2017 et 2018, la compétitivité de l'ARENH apparaît dépendante de la date de cotation considérée : le prix sur le marché de l'énergie s'est alternativement établi à un niveau supérieur ou à un niveau inférieur au prix de l'ARENH. Ainsi, l'effet du mécanisme de capacité sur le coût de l'obligation de capacité (pour le volume

53. Les titulaires d'un contrat Exeltium reçoivent également les garanties de capacité correspondantes au volume et profil d'énergie acquis. La détention de ce contrat conduisant à réduire leurs droits ARENH dans des proportions identiques, ces volumes seront donc considérés comme équivalents à de l'ARENH.

54. En pratique le prix du produit calendaire base pour l'année considérée.

55. Ce qui a été le cas du produit calendaire pour livraison en 2019 et de manière partielle pour les années 2017 et 2018.

**Figure 3.2** Coût de l'obligation de capacité pour un consommateur consommant « en ruban » en fonction du prix sur le marché de l'énergie



associé aux droits ARENH) est très dépendant de la période d'approvisionnement. Pour rendre compte de ces incertitudes, RTE propose pour ces années de livraison deux façons de considérer l'impact de l'approvisionnement ARENH sur le consommateur<sup>56</sup> :

- (i) soit l'ARENH est considéré comme compétitif avec le prix sur le marché de l'énergie et, dans ce cas, la partie de l'obligation donnant droit à des garanties de capacité ARENH n'engendre pas de coût pour le consommateur.
- (ii) soit l'ARENH n'est pas considéré comme compétitif avec le prix sur le marché de l'énergie et dans ce cas, la partie de l'obligation donnant droit à des garanties de capacité ARENH est supposée couverte au travers d'achat d'énergie sur le marché, au prix de clearing.

Pour l'année 2019, l'ARENH est compétitif par rapport au marché de l'énergie.

### 3.2.1.2 Au-delà du seul volume souscrit à l'ARENH par les fournisseurs alternatifs, l'existence du dispositif ARENH a des effets sur le coût de couverture de plus d'un tiers de l'obligation portée par les fournisseurs

Bien que l'approvisionnement ARENH ne soit accessible qu'aux fournisseurs alternatifs, les conditions économiques de cet approvisionnement sont accessibles à l'ensemble des consommateurs, qu'ils soient livrés par des fournisseurs alternatifs ou non. En effet, les consommateurs qui s'approvisionnent auprès des fournisseurs historiques (EDF et les Entreprises Locales de Distribution (ELD) dans leur zone de desserte), bénéficient implicitement des conditions économiques du produit ARENH, dans la mesure où les offres de marché des fournisseurs historiques sont généralement proposées dans les mêmes conditions que leurs concurrents (qui bénéficient de l'ARENH). Les TRV sont quant à eux définis en considérant que la part de la consommation qui ouvrirait droit à un

<sup>56</sup>. Ceci ne concerne pas les consommateurs aux TRV (voir section 3.2).

approvisionnement ARENH est valorisée au prix de l'ARENH (quelle que soit la compétitivité de l'ARENH par rapport aux conditions de marché).

Les garanties de capacités obtenues par les fournisseurs pour la couverture de leur obligation proviennent de différentes sources qui conditionnent la manière dont le coût est répercuté au consommateur :

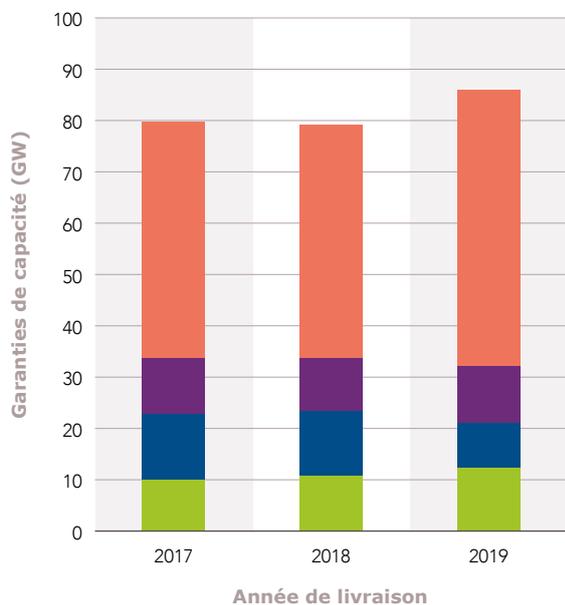
► **Obligation couverte par les fournisseurs alternatifs via un approvisionnement ARENH**

Le coût engendré par la mise en place du mécanisme pour le volume correspondant aux droits ARENH affecté au consommateur est nul dès que le produit ARENH est compétitif par rapport au seul prix de l'énergie.

► **Obligation correspondant aux droits ARENH affectés aux consommateurs aux TRV**

En tant qu'opérateurs historiques, EDF et les ELD doivent proposer à leurs clients les tarifs réglementés de vente (TRV), qui sont construits par empilement des coûts. Cette tarification par empilement vise à garantir la « contestabilité » des TRV et correspond aux coûts d'un fournisseur alternatif s'approvisionnant à la fois via de l'ARENH (au niveau des droits ARENH affectés à ce consommateur) et via les marchés de gros. Le volume d'ARENH considéré dans le calcul du TRV correspond aux droits ARENH du consommateur concerné (en supposant que l'exercice de ce droit n'est pas optionnel). Ainsi, pour ce volume d'obligation correspondant aux droits ARENH affectés à ces consommateurs ayant souscrit une offre au TRV, le coût engendré par la mise en place du mécanisme est nul.

**Figure 3.3** Répartition de l'obligation (hors pertes) selon la référence de prix transférée aux consommateurs



- Obligation valorisée au prix de référence marché (PRM)
- Obligation valorisée par reflet d'un sourcing ARENH dans les offres de marché des fournisseurs historiques
- Obligation des TRV couvert par simulation d'un approvisionnement ARENH ne constituant pas un coût supplémentaire pour le consommateur
- Obligation couverte par l'ARENH sans surcoût pour le consommateur si l'ARENH est compétitif (dont Exeltium)

► **Obligation valorisée par reflet d'un approvisionnement ARENH dans les offres de marché des fournisseurs historiques**

Les fournisseurs historiques peuvent également proposer des offres de marché, au même titre que les fournisseurs alternatifs. Par le jeu de la concurrence, les prix de ces offres s'alignent globalement sur ceux des fournisseurs alternatifs. Ainsi, lorsque l'approvisionnement en ARENH est compétitif sur le marché de l'énergie et de la capacité, les fournisseurs historiques le répliquent dans leurs offres et valorisent une partie de l'obligation par reflet d'un approvisionnement ARENH, dans les mêmes proportions que les fournisseurs alternatifs. Ainsi, le coût engendré par la mise en place du mécanisme pour le volume correspondant aux droits ARENH du consommateur est nul dès que le produit ARENH est compétitif.

► **Obligation valorisée au prix de référence marché**

Pour le volume d'obligation non concerné par les points précédents (i.e. niveau d'obligation ne correspondant pas aux droits à l'ARENH ou correspondant aux droits à l'ARENH sur des clients en offre de marché et dans les configurations où l'ARENH n'est pas compétitif), le coût porté par le consommateur correspond au coût d'un approvisionnement sur le marché de capacité.

Le coût pour le consommateur associé à cette couverture peut être estimé à partir du Prix de Référence Marché (ou PRM) qui sert également pour la construction des TRV<sup>57</sup> mais apparaît, selon les analyses de la CRE, comme la principale référence de prix utilisée par les fournisseurs (jusqu'à l'année de livraison 2020)<sup>58</sup>.

La décomposition de l'obligation globale portée par les fournisseurs dans ces différentes catégories permet d'identifier que de l'ordre de 30 à 35 GW sur 80 à 85 GW d'obligation totale France hors pertes correspond à un approvisionnement dans les conditions économiques de l'ARENH. Sur cette partie de l'obligation de capacité, le coût du mécanisme de capacité pour les consommateurs peut être considéré comme nul<sup>59</sup>.

### 3.2.1.3 Un coût sur la part fourniture de la facture HT des consommateurs de l'ordre de 1 à 2 €/MWh

En considérant les PRM<sup>60</sup> réalisés depuis 2017, le coût porté par l'ensemble des consommateurs, au titre de leur obligation, sur la part « fourniture » de leur facture (en HT) s'établit entre 400 et 900 M€/an, soit en moyenne 0,9 à 2 €/MWh<sup>61</sup>. Ce coût a été significativement rehaussé pour l'année 2019, sous l'effet de l'augmentation des prix de la capacité et de l'évolution du coefficient de sécurité (correspondant à l'introduction de la prise en compte explicite des interconnexions<sup>62</sup>).

**Figure 3.4** Prix de référence marché (PRM) pour les années de livraison 2017, 2018 et 2019



Malgré cette hausse constatée en AL 2019, pour ces trois premières années de livraison, le coût de couverture de l'obligation de capacité par le consommateur est conforme aux attentes évaluées, *ex ante* et au même périmètre, entre 1 et 2 €/MWh, dans le rapport de 2014 accompagnant les règles de marché.

<sup>57</sup>. Pour les années de livraison 2017 et 2018, la méthode de prise en compte du coût de l'approvisionnement en garanties de capacité dans la construction des TRV consistait à s'appuyer sur la formule de calcul du PRM (c'est-à-dire la moyenne des prix révélés par les enchères organisées en amont de l'année de livraison considérée). Elle a néanmoins évolué à l'occasion de la délibération n°2019-028 adoptée par la CRE pour l'année de livraison 2019 qui retient désormais comme valeur de référence la moyenne des prix révélés par les enchères sur les deux années précédant l'année de livraison. Les enchères n'ayant pas été ouvertes avant 2017, le coût de l'approvisionnement en garanties de capacité a donc été pris en compte dans la construction des TRV de la même manière durant l'intégralité de la période considérée par le présent rapport.

<sup>58</sup>. Rapport 2018-2019 sur le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel

<sup>59</sup>. Sauf sur 2017 et 2018 dans la configuration où l'ARENH n'est pas supposée compétitif par rapport à l'approvisionnement sur le marché de l'énergie.

<sup>60</sup>. Le PRM peut ne pas correspondre au coût d'approvisionnement en garanties de capacité des fournisseurs puisque le prix du marché a été plus ou moins élevé selon les périodes d'approvisionnement et que les fournisseurs ont la possibilité de se couvrir en gré-à-gré. En particulier, pour l'année de livraison 2019, des stratégies consistant à se couvrir après le début de l'année de livraison ont pu s'avérer gagnante (enchère du 16 mai 2019 à 0 k€/MW). Néanmoins, le PRM a été la référence de prix pour le marché aval entre 2017 et 2019, le rapport de surveillance du marché de détail 2018-2019 de la CRE attestant qu'il « reste assez largement utilisé » par les fournisseurs.

<sup>61</sup>. En théorie, et par souci de cohérence avec l'analyse présentée en partie 2, le coût porté par le consommateur pour l'obligation de capacité qu'il induit pour son fournisseur intègre aussi les coûts opérationnels de gestion et participation au mécanisme de capacité. L'analyse de ces « coûts de mise en œuvre » liés à l'activité opérationnelle chez les acteurs obligés, détaillée dans la partie 2, montre que ces coûts sont faibles (de l'ordre de 5 à 10 M€/an, soit moins de 0,02 €/MWh) et représentent en conséquence un enjeu de second ordre.

<sup>62</sup>. À noter que la part supplémentaire d'obligation à couvrir suite à l'augmentation du coefficient de sécurité correspond *a priori* aux garanties de capacité issues de la participation des interconnexions, dont la valorisation vient en déduction du TURPE, au bénéfice du consommateur (voir section 3.2.2).

## 3.2.2 Un effet sur le TURPE qui dépend des conditions de valorisation des certificats correspondant aux interconnexions

### 3.2.2.1 Un coût correspondant à l'obligation de capacité au titre des pertes sur les réseaux qui est également limité par le dispositif ARENH

Les gestionnaires de réseau (RTE, Enedis et les ELD) sont aussi des acteurs obligés au titre de la compensation des pertes se produisant sur leurs réseaux respectifs. Les coûts de couverture de leur obligation sont retransmis au consommateur par le biais du TURPE<sup>63</sup>, avec un effet retard. Cette obligation est partiellement couverte par des garanties de capacité du produit ARENH<sup>64</sup>. Pour ce volume correspondant à la souscription en ARENH des gestionnaires de réseau (ou leur fournisseur pour les pertes), il est possible de statuer par analogie aux raisonnements détaillés dans la sous partie précédente que la mise en place du mécanisme de capacité n'a pas engendré de coûts pour le consommateur.

Les pertes des gestionnaires de réseau s'élèvent chaque année à environ 30 TWh et représentent une obligation de capacité de l'ordre de 8 GW, dont 3 GW de droits à l'ARENH. Selon la compétitivité de l'ARENH, les gestionnaires de réseau s'approvisionnent donc en garanties de capacité à hauteur de 5 à 8 GW sur le marché. L'obligation de capacité a conduit à une augmentation des coûts de compensation des pertes sur les réseaux entre 65 et 110 M€/an sur les années 2017 à 2019, soit entre 0,2 et 0,3 € par MWh soutiré.

### 3.2.2.2 Des revenus provenant de la vente des certificats d'interconnexion qui conduisent à neutraliser, vu du consommateur, le coût lié à la participation transfrontalière explicite à partir de 2019

La contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement est prise en compte de façon explicite à partir de l'année de livraison 2019, afin de respecter les engagements pris par les autorités françaises auprès de la Commission européenne à l'occasion de l'approbation du mécanisme. Un processus de participation simplifié a été mis en œuvre pour l'ensemble des interconnexions avec les pays limitrophes interconnectés<sup>65</sup>. Dans ce cadre, les capacités d'interconnexion sont certifiées et les garanties de capacité associées sont valorisées sur le marché de capacité français. Les revenus perçus par RTE lors de la vente de ses garanties de capacité viennent en déduction des coûts à couvrir par le TURPE HTB (transport).

Pour l'année 2019, la mise aux enchères des certificats d'interconnexion (qui représentaient un volume de 6,3 GW) n'a pas abouti à une valorisation significative, ces enchères s'étant conclues à 0 k€/MW (16 mai 2019) et à 0,3 k€/MW pour les 1,9 GW restants (25 juin 2020), soit un revenu de 0,6 M€<sup>66</sup>. Ces revenus très faibles, liés à des prix quasi-nuls sur le marché de capacité pour cette année de livraison constituent un cas atypique<sup>67</sup> qui s'explique par des contraintes de calendrier : les certificats de capacité ont été vendus après le début de l'année de livraison alors que la liquidité était très faible.

Les analyses, portant sur les années 2017 à 2019, n'incluent donc pas en compte de revenus significatifs au titre des garanties de capacités correspondant aux interconnexions (absence de revenus sur 2017 et 2018 et faibles revenus sur 2019). Cependant, en régime nominal, ces revenus sont importants et de nature à avoir un effet baissier sur

63. La couverture de l'obligation au titre des pertes est soumise à une régulation incitative de la CRE.

64. Il est possible, pour les gestionnaires de réseau (ou leur fournisseur), d'obtenir de l'ARENH au titre des pertes, au-delà du plafond de 100 TWh.

65. Hormis la frontière suisse qui est prise en compte implicitement via le coefficient de sécurité.

66. Une fois le partage de revenus sur la frontière anglaise effectué.

67. Pour les années de livraison 2020 et 2021, la mise aux enchères des capacités d'interconnexion s'est effectuée lors de la dernière enchère avant le début de l'année de livraison

le TURPE payé par les consommateurs (TURPE distribution et transport) du même ordre de grandeur que l'effet haussier lié à la couverture de l'obligation de capacité pour les pertes des gestionnaires de réseau. Ainsi, pour l'année de livraison 2020, les certificats de capacité ont été vendus lors de l'enchère de décembre 2019 à un prix plus élevé et davantage représentatif du prix de marché, ce qui a permis la constitution d'un revenu de l'ordre de 100 M€, soit 0,2 € par MWh soutiré<sup>68</sup>.

En conclusion, la prise en compte explicite de la contribution des interconnexions selon le modèle simplifié n'engendre *a priori* (hors cas particulier de l'AL 2019) aucun surcoût pour le consommateur puisque la part supplémentaire d'obligation à couvrir se traduira par une réduction équivalente du TURPE. La mise en place d'un modèle plus approfondi auprès d'États membres interconnectés est de nature à faire évoluer cette hypothèse car une partie de la valeur serait alors captée par les exploitants de capacité localisés dans ces États membres.

### 3.2.2.3 Un potentiel effet baissier sur le coût des réserves

Les offres formulées par les acteurs sur les mécanismes de contractualisation des réserves (RR/RC, services système) peuvent répondre à deux logiques distinctes : si l'arbitrage s'effectue entre produire sur les marchés de l'énergie ou se rendre disponible sur un mécanisme de réserve, c'est la perte de rémunération sur le marché de l'énergie qui constitue le prix d'offre. *A contrario*, si l'arbitrage s'effectue entre le maintien ou la fermeture de la capacité alors le prix d'offre reflète les coûts à couvrir pour se rendre disponible. Le mécanisme de capacité, en offrant une rémunération capacitaire supplémentaire, peut impacter les coûts de constitution des réserves lorsqu'ils sont le reflet d'un arbitrage entre maintien et fermeture.

L'effet du mécanisme de capacité sur le coût de constitution des réserves apparaît difficile à établir. Concernant la réserve primaire, la réservation de capacité repose sur une logique d'appel d'offres dont la mise en place a cependant coïncidé avec le lancement du mécanisme de capacité, ce qui ne permet pas d'établir de comparaison entre un coût de la réservation de capacité avant et après l'entrée en vigueur de ce dernier. Les évolutions de prix de réservation de capacités semblent en outre s'expliquer principalement par d'autres évolutions structurelles<sup>69</sup>. Concernant la réserve secondaire, la prescription avec un prix fixe n'a pas évolué à la suite de la mise en place du mécanisme de capacité. Concernant la réserve tertiaire, il est possible que le mécanisme de capacité ait un impact sur le coût de contractualisation<sup>70</sup> des réserves rapides et complémentaires (RR/RC) étant donné que (i) la première enchère (2018) ouverte suite à la mise en place du mécanisme de capacité s'est caractérisée par une forte diminution du coût de contractualisation et (ii) les variations du coût de contractualisation de la RR/RC observées entre les années 2018 et 2020 s'apprécient, avec un an de décalage, en opposition des variations du PRM.

Une estimation possible de l'effet du mécanisme de capacité sur le coût de constitution de la RR/RC repose sur la variation entre les années 2018 et 2020 par rapport à la référence de l'année 2017 qui est de l'ordre de 20 M€/an (soit 0,05 € par MWh soutiré), ce qui est faible au regard du coût de l'obligation pour les consommateurs. En raison de l'impossibilité de le distinguer d'autres effets<sup>71</sup> et de l'évaluation de cet ordre de grandeur qui apparaît de second ordre, l'effet du mécanisme de capacité sur le coût de constitution de la RR/RC a été négligé dans le reste de l'analyse.

<sup>68</sup>. Pour l'année de livraison 2021, le revenu des garanties de capacité d'interconnexion a été de l'ordre de 270 M€.

<sup>69</sup>. Mise en place de la FCR cooperation et passage en appel d'offre journalier au prix marginal par exemple

<sup>70</sup>. La contractualisation de la RR/RC pour l'année 2017 s'est achevée le 28 septembre 2016, tandis que la première enchère du mécanisme de capacité pour l'année de livraison 2017 a eu lieu le 15 décembre 2016

<sup>71</sup>. Ces effets peuvent par exemple être le passage au prix marginal en 2015 ou la publication des offres déposées l'année précédente en 2018.

### 3.2.3 Un coût moyen, hors effets de long terme, qui dépend très fortement du profil de consommation et de la flexibilité des consommateurs

L'effet agrégé de la mise en place du mécanisme de capacité sur la facture «TTC» des consommateurs (intégrant l'effet sur la part fourniture et la part TURPE, ainsi que l'effet des taxes – qui peuvent pour partie renchérir la hausse de la facture «hors taxes» liée à la mise en place du mécanisme de capacité<sup>72</sup>) est estimé entre 500 et 1200 M€/an selon les années, soit entre 1,2 et 2,6 €/MWh, pour un consommateur d'électricité moyen. Ce coût est :

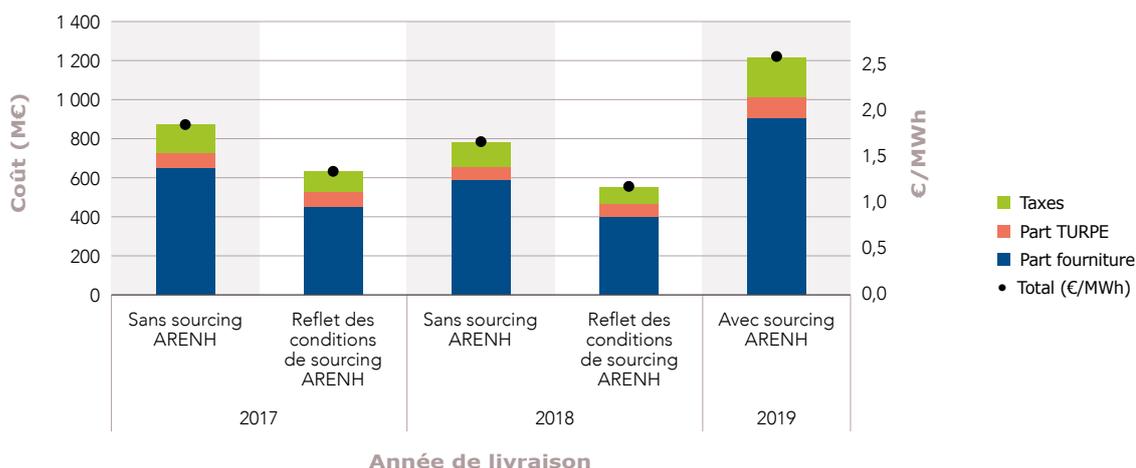
- conforme aux attentes évaluées ex ante (hors taxe et hors TURPE) entre 1 et 2 €/MWh dans le rapport de 2014 accompagnant les règles du mécanisme de capacité ;
- significativement inférieur (de près d'un facteur 2) aux estimations publiées par l'ACER qui ne tiennent pas compte de l'effet de l'ARENH et supposent que l'approvisionnement en garanties

de capacité se fait au prix de marché pour l'intégralité de l'obligation de capacité.

Cette évaluation de l'impact du mécanisme de capacité sur la facture moyenne des consommateurs mérite d'être complétée par une analyse sur les différentes catégories de consommateurs. En effet, l'effet du mécanisme de capacité sur la facture des consommateurs dépend de leurs profils de consommation (part de l'énergie consommée sur les plages PP1, thermosensibilité) et de leur faculté à s'effacer lors des périodes de pointe. En effet, les consommateurs à même de s'effacer peuvent tirer parti de la présence du mécanisme de capacité en valorisant, en général au travers d'un opérateur d'effacement, leur potentiel d'effacement sur le mécanisme de capacité.

Plusieurs profils de consommation ont été évalués, des consommateurs résidentiels au cas type d'un consommateur consommant uniquement en ruban<sup>73</sup>, pour obtenir une vision contrastée du coût

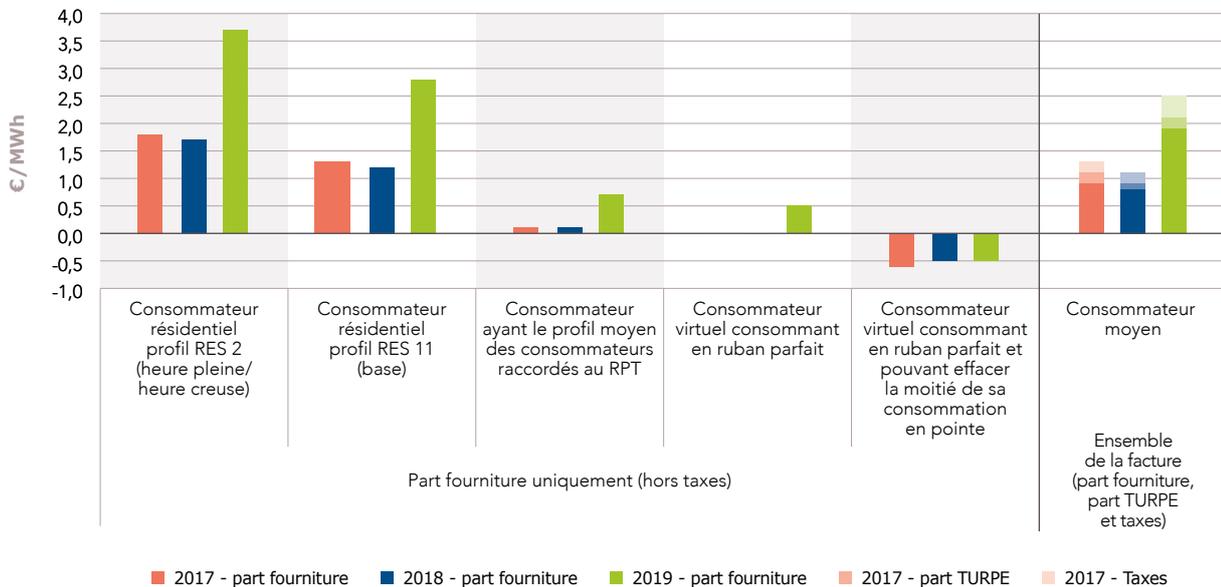
**Figure 3.5** Coût de l'introduction du mécanisme de capacité pour le consommateur, sans prise en compte des effets de long terme



<sup>72</sup>. De par sa proportionnalité, la TVA constitue la principale variation dans la taxation d'un consommateur à la suite de l'introduction du mécanisme de capacité. Elle s'élève à 20% sur le montant des consommations et 5,5% sur le montant de l'abonnement (<https://www.cre.fr/Electricite/marche-de-detail-de-l-electricite>). Le coût du mécanisme de capacité pour le consommateur étant fondu dans le prix d'un kilowattheure, le taux appliqué s'élève à 20%. Seule exception, la part TURPE qui compte une part puissance estimée à 20%, taxée à 5,5%.

<sup>73</sup>. Sous l'hypothèse d'un approvisionnement ARENH pour les années 2017 et 2018

**Figure 3.6** Effet de la mise en place du mécanisme de capacité sur la facture des consommateurs (hors effets de long-terme)<sup>74</sup>



de l'obligation selon le profil de consommation et la flexibilité du consommateur.

L'analyse permet de mettre en lumière que l'effet du mécanisme de capacité sur la facture des consommateurs est très différencié selon les profils, notamment entre consommateurs résidentiels et industriels. Ceci est lié au fait qu'à même consommation annuelle (i) les consommateurs résidentiels génèrent une obligation de capacité plus de 50% plus importante que les industriels, du fait de leur profil et du caractère thermosensible de leur consommation et (ii) la part de l'obligation couverte par l'ARENH est beaucoup plus faible (30% pour les consommateurs résidentiels contre 85% pour les consommateurs industriels).

Si le coût du mécanisme de capacité porté par les consommateurs industriels a été très faible lors des premières années du mécanisme, le taux

d'écrêtement de l'ARENH – qui réduit la part de garanties de capacité issues d'un approvisionnement ARENH – l'a conduit à augmenter depuis 2019.

Les consommateurs pouvant effacer leur consommation retirent quant à eux un bénéfice net de la mise en place du mécanisme de capacité, notamment si leur consommation a un profil assez plat.

En conclusion, 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

<sup>74</sup>. La part TURPE et les taxes sont présentées uniquement dans le cas d'un consommateur moyen puisque la répartition de ces postes de dépense par type de consommateur résulte de choix, au-delà du mécanisme de capacité.

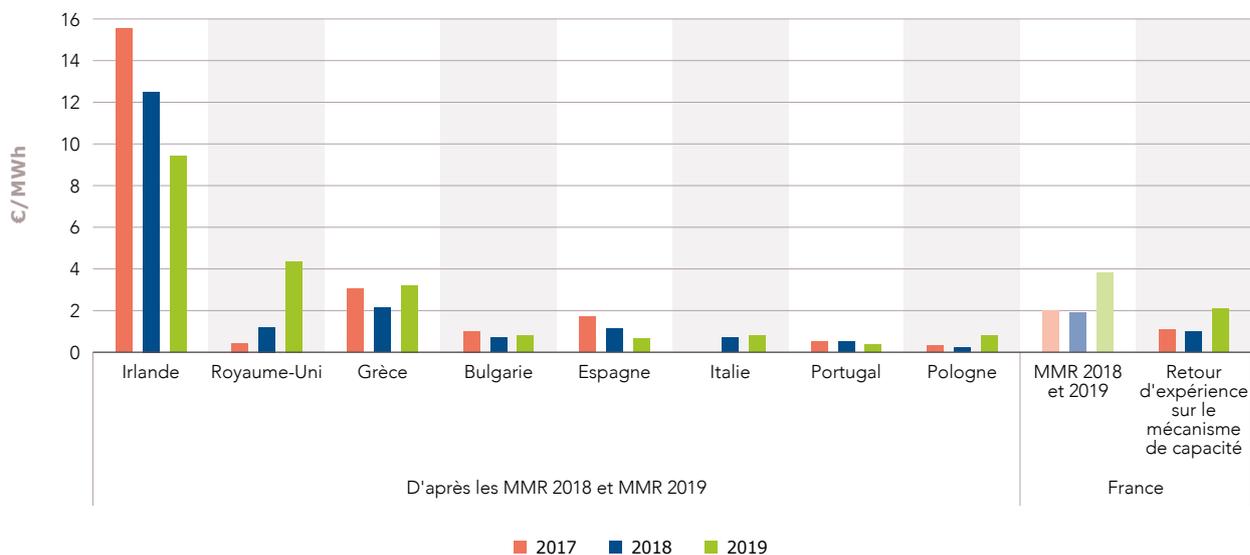
s'effacer lorsqu'elle survient acquittent une contribution capacitaire faible, voire nulle ou négative. En ce sens, les fondamentaux économiques du mécanisme de capacité sont sains.

### 3.2.4 Un impact sur la facture des consommateurs, hors effets de long terme, qui se situe dans la moyenne des pays européens ayant mis en place un mécanisme de capacité

En prenant en compte l'ensemble des effets directs/de court-terme sur la facture des consommateurs liés à la mise en place du mécanisme de capacité, le coût du mécanisme de capacité français s'établit au milieu de la fourchette des coûts

portés par les consommateurs européens au titre de leurs mécanismes de capacités. Parmi les pays ayant mis en place un mécanisme de capacité portant sur toute la capacité disponible (mécanisme dit «capacity-wide»), le mécanisme de capacité français apparaît comme celui ayant l'effet le plus réduit sur la facture des consommateurs, alors qu'*a contrario* c'est le pays où les marges par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement sont les plus faibles, selon le mid-term adequacy forecast 2020, publié par ENTSO-E. Il apparaît néanmoins utile de préciser que les coûts bruts des mécanismes de capacité européens ne sont pas tous directement comparables compte tenu de la diversité des architectures en place (e.g. mécanisme «capacity-wide» et réserves stratégiques).

Figure 3.7 Coût pour le consommateur des mécanismes de capacité en Europe<sup>75</sup>



75. Les données sont issues du *Market Monitoring Report 2018 et 2019* (ACER)

### 3.3 L'introduction du mécanisme de capacité a pu avoir un effet baissier sur la composante « énergie » de la facture des consommateurs

Les produits « énergie » et « capacité » sont totalement indépendants sur les marchés et, à court-terme, il n'y a pas d'effet direct du mécanisme de capacité sur les prix de l'énergie dans le cas du mécanisme de capacité français. En effet, la participation au mécanisme de capacité ne conduit pas les capacités à devoir modifier leur comportement sur le marché de l'énergie (à la différence des réserves stratégiques qui imposent aux capacités sélectionnées de ne plus se valoriser sur les marchés de l'énergie). Cependant, il existe un effet de « long-terme », à travers l'effet du mécanisme de capacité sur l'évolution des capacités de production (et d'effacement) qui sont en service. En effet, en contribuant à maintenir des capacités disponibles (voir section 1.2), la mise en place du mécanisme de capacité a eu – toutes choses égales par ailleurs – un impact sur le « merit-order » qui se traduit par un effet baissier sur le prix issu des marchés de l'énergie. Cet effet de « long terme » a été mis en exergue à la fois théoriquement et empiriquement.

Les analyses menées dans cette partie ne sont pas de même nature que celles présentées en section 3.2. En effet, la traduction des effets de « long-terme » repose sur des hypothèses concernant l'évolution du parc et est le reflet d'une modélisation économique tandis que l'analyse des effets de court-terme repose uniquement sur des données observées.

#### 3.3.1 Le mécanisme de capacité permet théoriquement au consommateur d'éviter des épisodes de prix très élevés, chiffrés entre 500 et 1300 M€/an, pouvant venir compenser les coûts de l'approvisionnement en capacité

La mise en place d'un mécanisme de capacité permet d'améliorer la sécurité d'approvisionnement dans le respect du critère de sécurité d'approvisionnement, en réduisant, en espérance, la durée de défaillance (réduction de la défaillance entre 2,5 et 7h/an) comme exposé dans les chapitres 1 et 2.

Ces périodes de défaillance correspondent à un manque d'offre par rapport à la demande, ce qui se traduit, en théorie, sur le marché de l'énergie par l'atteinte du plafond de prix, fixé à 3000 €/MWh pour la France<sup>76</sup>. Cela signifie que les heures de défaillance évitées par le mécanisme de capacité sont autant d'heures où le prix s'est établi sous le plafond de prix (et ce, à un niveau bien inférieur puisque les coûts marginaux des derniers moyens appelés par le marché sont de l'ordre de 300 €/MWh).

Compte tenu de la consommation relevée lors de ces heures de pointe (environ 95 GW) et de la part de la consommation de pointe valorisée au niveau de l'ARENH (environ 35 GW, voir section 3.2.1.2), près de 60 GW serait à couvrir au prix plafond<sup>77</sup>. Il convient en effet de retirer la partie de la consommation d'électricité valorisée au niveau de l'ARENH dont la couverture est insensibilisée aux variations du prix du marché de l'électricité et ne peut en conséquence se traduire par une baisse de facture pour les consommateurs. Dans ce cas, le rôle

<sup>76</sup>. En pratique, l'ACER a approuvé une règle de rehaussement des plafonds de prix qui consiste à appliquer un rehaussement du plafond de prix cinq semaines après un pic de prix dépassant 60% du plafond de prix. [https://documents.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/ANNEXES%20NEMOs%20HMMCP%20FOR%20SINGLE%20DAYAHEAD%20COUPLING%20D/Annex%20I\\_ACER%20DA%20MAX-MIN.pdf](https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/ANNEXES%20NEMOs%20HMMCP%20FOR%20SINGLE%20DAYAHEAD%20COUPLING%20D/Annex%20I_ACER%20DA%20MAX-MIN.pdf). Cette modification n'a pas été prise en compte car l'analyse porte sur les années 2017 à 2019 pour lesquelles cette règle n'était pas en vigueur.

<sup>77</sup>. Les fournisseurs n'achètent pas l'ensemble de la consommation de leurs clients sur le marché Spot mais le prix Forward est susceptible d'intégrer l'anticipation des occurrences de pics de prix

assurantiel du mécanisme de capacité permet aux consommateurs, sur le long terme, d'éviter en espérance entre 500 et 1 300 M€/an (soit entre 1 €/MWh et 2,7 €/MWh) de coût d'approvisionnement en énergie, un montant qui correspond à une valorisation assurantienne (« en espérance ») de nature à couvrir les coûts d'approvisionnement en capacité des consommateurs (entre 500 et 1 200 M€/an entre 2017 et 2019 comme détaillé en section 3.3.1).

Cependant, la traduction de cet effet sur la facture du consommateur n'est pas immédiate. Il faut en particulier que la réduction du risque de défaillance soit parfaitement reflétée dans les produits *forward* proposés sur le marché de l'énergie (pour le scénario haut, cela signifierait une baisse d'environ 2,5 €/MWh du produit *baseload* et jusqu'à 7 €/MWh du produit *peakload*). Or, une telle réduction apparaît incertaine, du fait, d'une part, de la difficulté à apprécier l'espérance des périodes de défaillance, qui sont par nature des épisodes qui se situent aux limites du système (dans le système électrique européen, ils constituent des événements à la très faible probabilité d'occurrence mais possédant un très fort impact potentiel) et, d'autre part, de l'horizon couvert par le marché de l'énergie (les premiers prix *forward* apparaissent 3 à 4 ans avant échéance) qui ne permet pas d'apprécier parfaitement ces effets de long terme.

Par ailleurs, cette analyse constituant comme indiqué précédemment le reflet d'une modélisation économique, elle est par nature conditionnée par le choix des hypothèses sous-jacentes retenues et le choix d'autres hypothèses pourrait également aboutir à modérer l'effet baissier du mécanisme de capacité sur les prix de l'énergie. En particulier, l'hypothèse d'une atteinte systématique du prix plafond pour toute situation de défaillance peut être questionnée, dans un contexte où les plafonds de prix sur les marchés de l'énergie n'ont jamais été atteints.

### 3.3.2 De façon empirique, cet effet pourrait être moindre sur les trois premières années de fonctionnement en s'élevant entre 100 M€/an et 200 M€/an de baisse du coût de l'énergie pour les consommateurs

A *contrario* du coût de l'approvisionnement en capacité pour les consommateurs qu'il est possible d'isoler et de quantifier (voir section 2), l'effet baissier sur les prix de l'énergie suite à la mise en place du mécanisme de capacité est difficile à isoler et donc à quantifier. En effet, la mise en place d'un mécanisme de capacité en France étant connue des acteurs de marché depuis les réflexions ayant conduit à la promulgation de la loi du 7 décembre 2010 portant organisation du marché de l'électricité (dite loi NOME), ces derniers ont pu intégrer plusieurs années à l'avance dans leurs anticipations de prix l'effet de sa mise en place, alors que dans le même temps de nombreux autres facteurs influençant le prix de l'électricité ont évolué comme le prix des combustibles et du CO<sub>2</sub> ou encore le développement des énergies renouvelables. Isoler l'impact de l'introduction du mécanisme de capacité sur les prix de l'énergie français nécessiterait un travail économétrique conséquent et incertain qui n'a pas été réalisé dans le cadre de ce retour d'expérience et pourrait constituer un axe de travail pour l'avenir.

À la connaissance de RTE, il n'existe pas de littérature économique permettant de quantifier cet effet baissier sur les prix de l'énergie, à l'exception d'une étude menée par l'OFGEM (OFGEM, 2017 – *The impact of the Early Capacity Market Auction announcement on wholesale electricity prices and revenues*). Le régulateur britannique a mené une analyse empirique qui a mis en évidence l'interaction entre le marché de l'énergie et l'existence d'un marché de capacité, révélée par l'enchère de capacité pour 2017/2018 annoncée le 1<sup>er</sup> mars 2016 sans avertissement préalable adressé aux acteurs de marché<sup>78</sup>. Avec une approche économétrique, l'effet de la mise en place de l'enchère de capacité a été estimé à une baisse de 0,37 £/MWh pour le

78. Cette caractéristique permet d'étudier les prix de l'énergie avant et après l'annonce de la mise en place d'une enchère de capacité par le gouvernement britannique.

produit *baseload* et 1,03 £/MWh (soit 1,3 €/MWh<sup>79</sup>) pour le produit *peakload* venant réduire la facture des consommateurs d'environ 150 M£. L'enchère de capacité britannique pour l'année 2017/2018 s'étant conclue sur un prix de 6,95 £/kW (soit 9 €/kW<sup>79</sup>) et volume retenu de 53,8 GW, le coût total a été estimé à 380 M£. L'effet baissier sur le prix de l'énergie a ainsi limité le coût pour le consommateur d'environ 40 %.

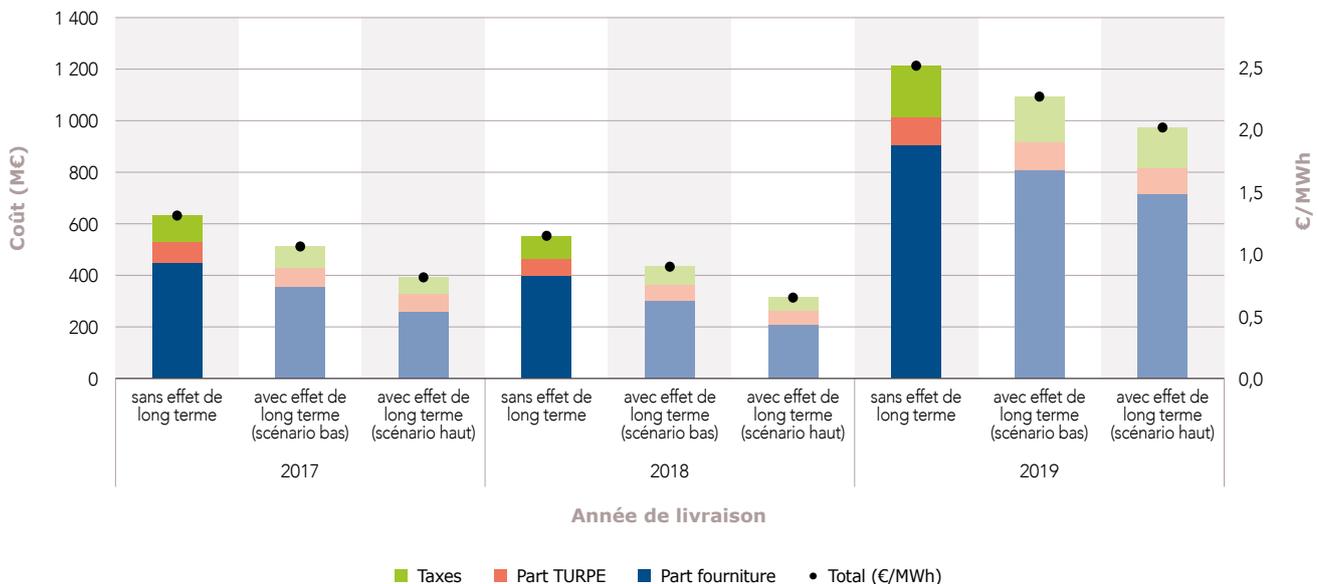
S'il est hypothétique de décliner ces résultats au cas du mécanisme de capacité français compte tenu des différences en termes d'architecture de marché, de mix électrique ou plus généralement de régulation du secteur, cette étude propose néanmoins des ordres de grandeur de l'effet baissier qu'a pu avoir en pratique le mécanisme de capacité français sur le prix d'approvisionnement en énergie.

En considérant que le dispositif ARENH vient insensibiliser les prix *baseload* de l'énergie à ce type d'effet et que le volume d'énergie sur les heures

*peakload* correspond à environ 70 TWh de consommation une fois déduite la part valorisée auprès des consommateurs au niveau de l'ARENH<sup>80</sup>, l'effet baissier pour les consommateurs s'élèverait à environ 100 M€/an.

Il n'est pas possible d'établir un lien direct entre ce chiffrage et un nombre d'heures de défaillance évité et donc de l'attribuer au scénario contrefactuel bas ou haut (au terme desquels respectivement 1,8 GW et 3,5 GW ont été sauvegardés par la mise en place du mécanisme de capacité). Néanmoins, dans la mesure où le prix formé sur l'enchère de capacité britannique s'établit à un niveau relativement bas par rapport aux niveaux de prix recensés sur le mécanisme de capacité français, un tel chiffrage serait susceptible de constituer une borne basse du cas français. Le scénario haut ayant permis d'éviter environ deux fois plus d'heures de défaillance en espérance que le scénario bas, la borne haute du cas français pourrait quant à elle s'élever à 200 M€/an.

**Figure 3.8** Effet net du mécanisme de capacité sur la facture du consommateur



<sup>79</sup>. Le taux de change euros - livre sterling s'établissait à 1 euro pour 0,78 £ au 1<sup>er</sup> mars 2016.

<sup>80</sup>. Environ 185 TWh lors des heures *peakload* pour une couverture de près de 60 % par un approvisionnement ARENH ou à un niveau de prix reflétant un approvisionnement ARENH (confirmé par la délibération de la Commission de régulation de l'énergie n°2020-071, en date du 26 mars 2020)

Par analogie avec la section 3.3.1, une approche théorique peut également permettre d'estimer l'effet baissier du coût d'approvisionnement en énergie sur la facture des consommateurs à environ 100 à 200 M€/an (soit entre 0,2 €/MWh et 0,4 €/MWh) lorsque les acteurs de marché considèrent un prix maximum (équivalent à un plafond de prix implicite) de l'ordre de 500 €/MWh.

**Les disparités observées dans les différents chiffreages (entre 100 et 500 M€/an dans le scénario bas et entre 200 et 1300 M€/an dans le scénario haut) de la baisse des prix de l'énergie suite à la mise en place du mécanisme de capacité révèlent la difficulté de leur estimation – qui reste nécessaire, faute de pouvoir l'observer en pratique – et donc du bénéfice réel induit pour le consommateur.**

### 3.4 En contrepartie des garanties qu'il procure pour la sécurité d'approvisionnement, le mécanisme de capacité s'est traduit au cours des premières années par des effets redistributifs

Les deux premières parties du retour d'expérience ont permis de conforter le consensus sur la nécessité d'un dispositif capacitaire pour assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement, mais également d'établir que sa mise en œuvre depuis 2017, en contribuant à renforcer la sécurité d'approvisionnement en électricité, a été économiquement avantageuse pour la collectivité. La répartition de ce bénéfice entre les différentes composantes de la collectivité mérite d'être précisée. Comme illustré dans les sections 3.2 et 3.3, il existe en effet des transferts importants entre les consommateurs et les producteurs, que ce soit sur le court ou le long terme.

Les analyses économiques à la maille de la collectivité et au périmètre des consommateurs permettent de conclure quant aux effets du mécanisme de capacité sur la facture des consommateurs. Étant donné que l'analyse des transferts au sein de la collectivité s'apprécie en différentiel entre la situation actuelle et une situation contrefactuelle sans mécanisme de capacité, elle ne porte pas sur l'équilibre global du système électrique français, au sein duquel une large part des transferts repose sur l'énergie et non sur la capacité.

#### 3.4.1 Des transferts financiers importants entre acteurs en regard du bénéfice pour la collectivité

Au sein de la collectivité, on peut distinguer les consommateurs (étudiés en détail dans les sections 3.2 et 3.3), les producteurs, les gestionnaires de réseau ainsi que l'État<sup>81</sup> qui participent de près ou de loin à des transferts financiers liés au mécanisme de capacité.

La quantification des effets à l'échelle de la collectivité est détaillée dans le chapitre 2 : il s'agit des coûts de mise en œuvre (30 M€/an) et de maintien des capacités par le mécanisme de capacité (50 à 100 M€/an) en contrepartie des gains socio-économiques associés à l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement (entre 150 et 400 M€/an).

Les transferts au sein de la collectivité concernent en premier lieu les consommateurs et les producteurs :

- ▶ Le coût de l'obligation pour le consommateur qui correspond à la rémunération capacitaire des exploitants a été évalué en section 3.2.1 et s'élève en moyenne à 580 M€/an (hors taxes et hors pertes) sur les trois premières années de fonctionnement du mécanisme de capacité<sup>82</sup> ;
- ▶ La baisse des prix de l'énergie sur le long terme suite à la mise en place du mécanisme de capacité qui vient diminuer le coût d'approvisionnement en énergie des consommateurs et baisser les revenus des producteurs a été estimée en section 3.3.

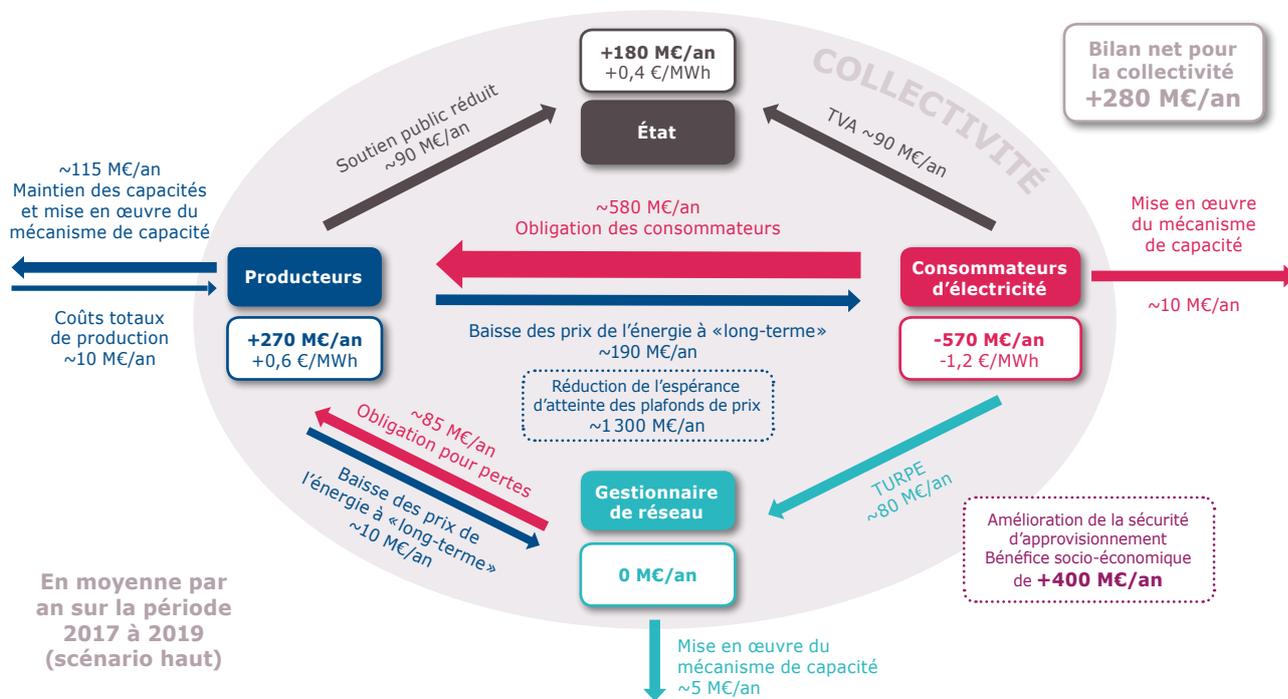
Le budget de l'État bénéficie incidemment de l'introduction du mécanisme de capacité à travers la hausse des recettes issues de collecte de la TVA (taxe sur la valeur ajoutée) et de la réduction du besoin de soutien public pour les EnR et les effacements de consommation soutenus :

- ▶ La hausse de la facture du consommateur liée au coût de l'obligation de capacité induit en effet une hausse proportionnelle de la TVA ;
- ▶ La valorisation des garanties de capacité délivrées aux installations EnR et aux effacements de consommation réduit le niveau du complément de rémunération dont ils bénéficient – respectivement au titre d'un dispositif de complément de rémunération énergie ou de l'AOE – ainsi que la compensation de l'acheteur

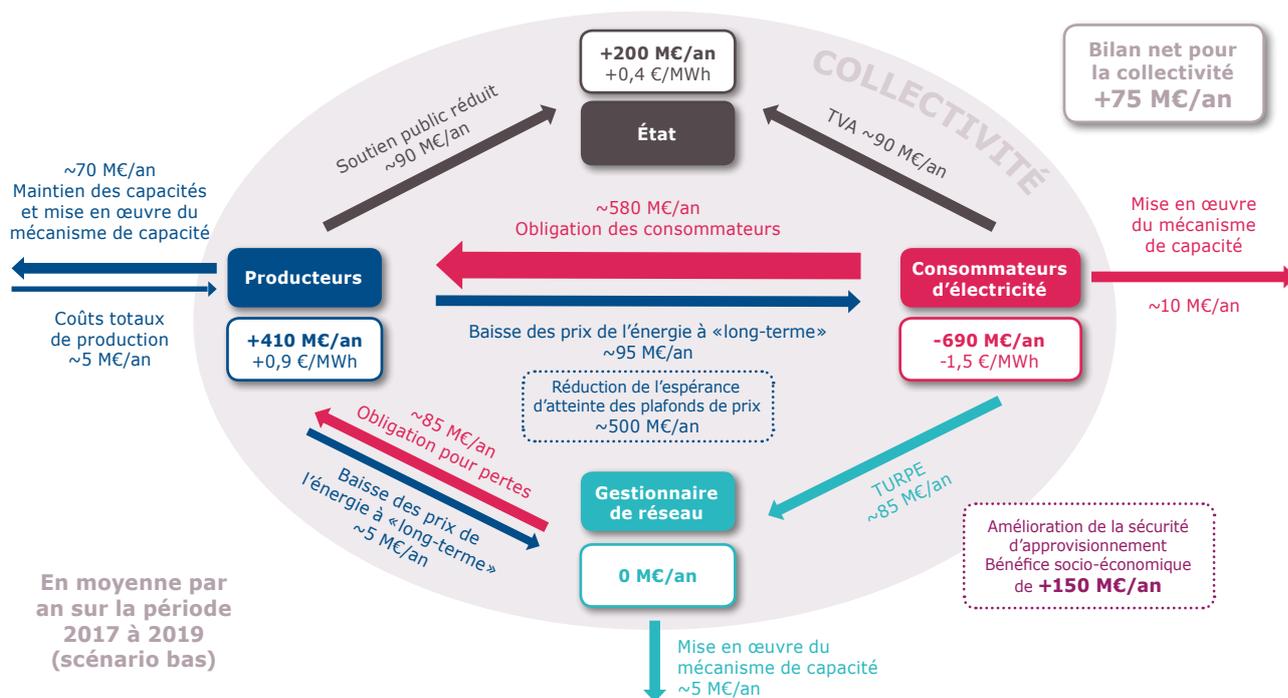
<sup>81</sup>. Comme précisé en 3.1, le coût de couverture de l'obligation porté par les fournisseurs est supposé directement retransmis au consommateur.

<sup>82</sup>. En se plaçant dans le cas où l'ARENH était compétitif sur les trois premières années de livraison.

**Figure 3.9** Effets redistributifs du mécanisme de capacité au sein de la collectivité – moyenne par an sur la période de 2017 à 2019 pour le scénario haut



**Figure 3.10** Effets redistributifs du mécanisme de capacité au sein de la collectivité – moyenne par an sur la période de 2017 à 2019 pour le scénario bas



obligé (qui valorise les certificats de capacité attribués aux installations EnR placées sous le régime de l'obligation d'achat). Les garanties de capacité correspondant aux moyens de production EnR et effacements disposant d'un soutien public représentent entre 6,5 à 7,5 GW selon les années étudiées. La valorisation des certificats sur le mécanisme de capacité, financée par les fournisseurs et donc les consommateurs, réduit le soutien public de l'ordre de 90 M€/an sur les trois premières années.

Pour les gestionnaires de réseau, la mise en place du mécanisme de capacité est neutre sur le plan financier puisque l'ensemble des coûts (mise en œuvre, couverture de l'obligation de capacité pour les pertes) et des gains (baisse du prix de l'énergie pour la couverture de l'achat des pertes et la vente des garanties de capacité d'interconnexion) sont transférés aux consommateurs via le TURPE.

### 3.4.2 Sur les premières années de fonctionnement, les coûts pour les consommateurs ont excédé ses bénéfiques mais, à long terme, la fonction assurantielle du mécanisme limite statistiquement le coût de fourniture en énergie des consommateurs

La mise en place du mécanisme de capacité a entraîné l'apparition de nouveaux coûts pour le consommateur, dont les plus significatifs sont celui de la couverture de l'obligation de capacité (580 M€/an hors taxes et hors pertes) et, dans une moindre mesure, celui correspondant à la hausse du TURPE et des taxes (selon l'effet baissier du mécanisme de capacité sur les prix de l'énergie). Ils peuvent être comparés aux bénéfices liés à l'existence du mécanisme de capacité comme (i) l'effet de long terme sur les prix de l'énergie ainsi que (ii) la valorisation du gain de sécurité d'approvisionnement.

Au contraire des coûts qui sont observés, l'évaluation des bénéfices repose sur la comparaison à des scénarios contrefactuels qui reposent sur des hypothèses d'évolution du parc « sans mécanisme de capacité » et des effets que cette absence aurait

induit sur les prix de l'énergie et la sécurité d'approvisionnement en électricité.

Dans le scénario contrefactuel bas (maintien de 1,8 GW de capacité grâce au mécanisme de capacité), dans l'ensemble des configurations étudiées, le mécanisme de capacité a conduit à un coût net supplémentaire entre 100 et 550 M€/an – une fois monétisé le gain socio-économique lié à l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement (soit entre 0,2 et 1,1 €/MWh).

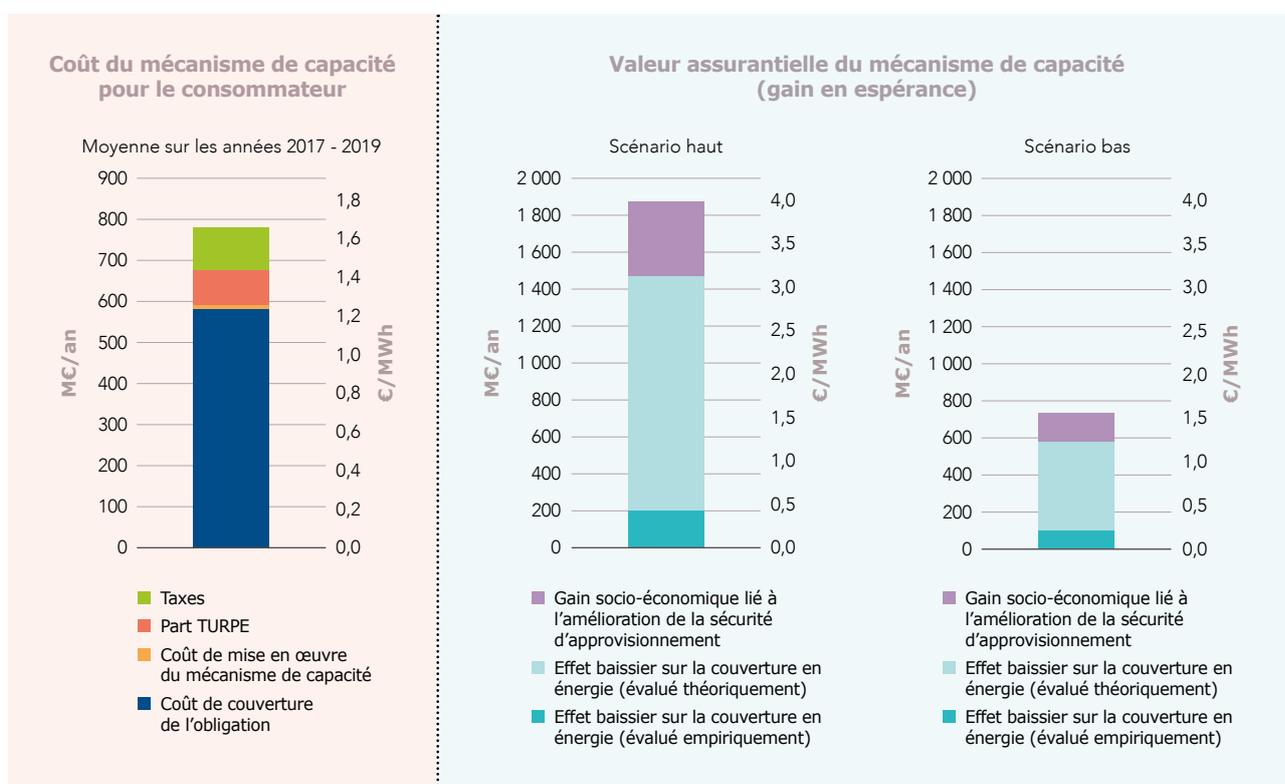
Dans le scénario contrefactuel haut (maintien de 3,5 GW de capacité par le mécanisme de capacité), selon la mesure de l'effet baissier sur les prix de l'énergie (théorique ou empirique, voir section 3.3), le mécanisme de capacité pu tout à la fois constituer un coût (200 M€/an soit 0,4 €/MWh) ou un bénéfice (1100 M€/an soit 2,3 €/MWh) pour le consommateur.

**Dans toutes les configurations étudiées, les transferts entre producteurs et consommateurs sont importants et s'élèvent à plus de 500 M€/an.** Ces effets redistributifs ne sont pas spécifiques au mécanisme de capacité français mais peuvent être identifiés pour l'ensemble des mécanismes de capacité portant sur l'ensemble de la capacité dans la mesure où ils se caractérisent par une surface financière importante et donc à un coût plus élevé pour le consommateur.

**Dans la majorité des configurations étudiées (hormis scénario haut avec évaluation théorique de l'effet baissier sur le coût de l'énergie), le mécanisme de capacité a constitué, en contrepartie des garanties qu'il procure en termes de sécurité d'approvisionnement, un coût net pour le consommateur lors des premières années de son fonctionnement.**

Cependant, en considérant que le mécanisme de capacité (i) a assuré le maintien en fonctionnement de 3,5 GW de capacité et (ii) a eu un effet baissier important sur les prix de l'énergie (2,5 €/MWh du produit *baseload* et jusqu'à 7 €/MWh du produit *peakload*) – une hypothèse crédible sur un temps d'horizon plus long, alors **le mécanisme crée un bénéfice conséquent pour le consommateur (environ 1 Md€/an). Cette situation reflète**

**Figure 3.11** Impact du mécanisme de capacité pour les consommateurs



**tant son rôle assurantiel de long terme pour la sécurité d'approvisionnement (atteinte du critère de sécurité d'approvisionnement) que son rôle protecteur envers les consommateurs (réduction des périodes de pics de prix de l'énergie liées à un manque d'offre sur le marché).**

Le prolongement de ces analyses aux années suivantes nécessite la définition d'une méthodologie claire quant au prix à prendre en compte pour valoriser la capacité, dans un contexte marqué par une augmentation notable de ce prix sur les années

de livraison 2020 et 2021 et d'un écart désormais significatif entre le prix de règlement des écarts en capacité (PREC) et la valorisation de la capacité dans les TRV. La concertation à venir sur les évolutions du mécanisme, qui permettra notamment de re-questionner les fondamentaux du mécanisme de capacité, pourra constituer l'occasion de prolonger ces analyses aux années suivantes tout en prenant en compte différents scénarios s'agissant de l'évolution de la réglementation sur le nucléaire qui joue un rôle prépondérant quant à l'impact du mécanisme de capacité sur la facture du consommateur.



## 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 d'une part,

et l'équilibre offre-demande sur le marché de capacité d'autre part. En particulier, il a été souligné que le marché de capacité semblait excédentaire sur les exercices AL 2017 et AL 2018 alors que le Bilan prévisionnel anticipait des marges faibles ou nulles sur ces exercices (voir figure 4.1). 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 garanties de capacité.

Une analyse est proposée pour objectiver les écarts de vision des marges entre le diagnostic des Bilans prévisionnels et l'équilibre du mécanisme de capacité et identifier leurs origines possibles.

## 4.1 Les conditions théoriques d'une convergence du diagnostic de sécurité d'approvisionnement avec l'équilibre sur le marché de capacité

Le Bilan prévisionnel et le mécanisme de capacité ont des finalités distinctes : le Bilan prévisionnel sert à alerter sur les éventuelles difficultés en matière de sécurité d'approvisionnement, tandis que le mécanisme de capacité concourt à l'émergence, par un signal économique, d'actions (développement et maintien de capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, optimisation de la disponibilité ou actions sur la demande) pour atteindre le niveau de sécurité d'approvisionnement fixé par les pouvoirs publics.

Les deux dispositifs se réfèrent au même critère public de sécurité d'approvisionnement (i.e. critère de défaillance défini à l'article L.141-7 du Code de l'énergie), à savoir une espérance de durée de défaillance inférieure à 3 heures par an. Ainsi, pour renvoyer une incitation au respect de ce critère (et pas plus), le mécanisme de capacité est paramétré par RTE de façon à ce que l'offre (le nombre de certificats) et la demande (l'obligation de capacité) sur le marché de capacité s'égalisent strictement lorsque le système électrique se

trouve dimensionné au niveau du critère de sécurité d'approvisionnement. Plus généralement et suffisamment en amont de l'année de livraison<sup>83</sup>, les marges/déficits établis par le Bilan prévisionnel devraient théoriquement correspondre aux excédents/déficits de certificats sur le marché de capacité.

Cette équivalence théorique repose cependant sur plusieurs hypothèses :

- ▶ La concordance des hypothèses prises par les acteurs dans leur certification sur le mécanisme de capacité et leur prévision d'obligation (anticipations décentralisées) avec celles considérées par RTE sur la disponibilité des capacités et les évolutions de consommation dans le cadre du Bilan prévisionnel (anticipations centralisées) ;
- ▶ Un calage des nombreux paramètres techniques (dont notamment le coefficient de sécurité), intervenant dans les calculs d'obligation et de niveau de certification, toujours cohérent avec les analyses du Bilan prévisionnel.

<sup>83</sup>. Une fois les premiers aléas de l'année de livraison identifiés, l'approche « probabiliste » adoptée par le Bilan prévisionnel ne peut être directement comparable aux visions déterministes que sont par exemple les aléas sur la disponibilité ou la météo réalisée au cours d'une année de livraison.

## 4.2 Des écarts significatifs entre le diagnostic de sécurité d’approvisionnement et l’équilibre reflété par le marché de capacité

La comparaison des écarts entre le diagnostic de sécurité d’approvisionnement établi par le Bilan prévisionnel et le marché de capacité (appelés dans le reste du document «écarts BP-MECAPA») soulève des enjeux méthodologiques :

### ► Un enjeu de lisibilité lié au décalage entre les périodes considérées

Le Bilan prévisionnel et le mécanisme de capacité portent sur des périodes différentes. Les analyses du Bilan prévisionnel portent sur des années dites «à cheval», centrées sur l’hiver soit sur deux semestres d’années civiles distinctes (1<sup>er</sup> juillet année N au 30 juin année N+1), tandis que le mécanisme de capacité fonctionne en années calendaires (du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre année N) nommées couramment années de livraison. Établir un diagnostic sur des années à cheval constitue le meilleur choix pour évaluer le niveau de sécurité d’approvisionnement en France, car l’essentiel des situations de défaillance est concentré sur l’hiver et un même hiver est en général plus homogène en termes de disponibilité et de consommation que les deux morceaux d’hiver d’une même année civile. S’agissant du mécanisme de capacité, le choix de l’année civile a été privilégié afin d’aligner le mécanisme sur les pratiques de contractualisation des consommateurs auprès de leur fournisseur (en général les contrats de fourniture pour les clients industriels et les entreprises portent sur une ou plusieurs années civiles).

La marge de capacité affichée par le mécanisme de capacité est donc la combinaison du niveau de sécurité d’approvisionnement de deux parties d’hiver. Afin de permettre une comparaison des marges entre le Bilan prévisionnel et le mécanisme de capacité, RTE a reconstitué les niveaux

de marges équivalentes «en année civile», en combinant les marges du Bilan prévisionnel pour deux hivers consécutifs<sup>84</sup>.

À titre d’exemple, pour l’année civile 2018, la marge équivalente vue du Bilan prévisionnel est estimée à 300 MW, globalement au même niveau que la marge estimée pour l’hiver 2018/2019, publiée dans le BP 2017 (cette différence, ici faible, peut être variable d’une année à l’autre). Dans la suite du document, les comparaisons sont effectuées sur la base d’un référentiel «année civile».

### ► Des écarts qui évoluent dynamiquement

Les marges calculées par le Bilan prévisionnel, qui constituent le principal indicateur du diagnostic sur la sécurité d’approvisionnement, correspondent à la vision dégagée par RTE sur la base des informations disponibles à la date de publication et des retours des acteurs à la consultation publique, ainsi qu’à une représentation probabiliste des aléas affectant le système électrique (météo, disponibilité du parc de production en France et en Europe)<sup>85</sup>. Cette vision des marges est ré-estimée à chaque nouvelle publication du Bilan prévisionnel, c’est-à-dire à un rythme annuel.

De par son architecture, le mécanisme de capacité offre une évolution dynamique de la marge de capacité : chaque jour la vision des marges peut évoluer. En réalité, deux indicateurs ont pu être utilisés par les acteurs de marché pour refléter la marge en capacité reflétée par marché de capacité :

- Une vision des marges peut être estimée par les acteurs sur la base de la disponibilité prévisionnelle des capacités, issue des dernières déclarations des acteurs. Il s’agit alors de considérer le «NCC évolué» qui

84. La reconstitution des marges «en année civile», est effectuée avec les coefficients de pondération statistique des jours PP définis à l’article B.2.5 des règles du mécanisme de capacité.

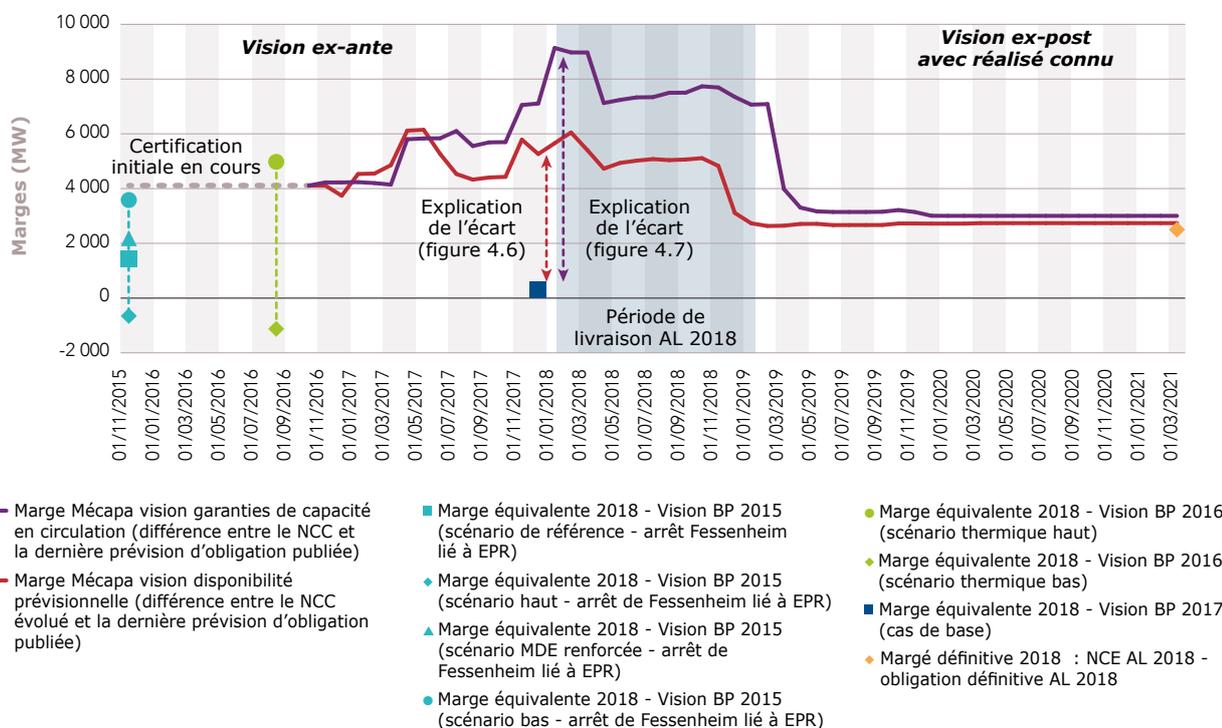
85. En pratique, les marges affichées dans le Bilan prévisionnel sont calculées par ajout ou retrait de puissance parfaite (totalement disponible, sans contrainte de stock) de façon à reproduire le dimensionnement d’un parc au niveau du critère de sécurité d’approvisionnement.

constitue la meilleure vision à date de leur disponibilité prévisionnelle (accessible sur le [Portail Service<sup>86</sup>](#)), la contribution des interconnexions et les estimations sur le niveau d'obligation (en tenant compte de l'effet des effacements implicites). Lorsque le niveau de capacité certifié (NCC) est différent du NCC évolué, les acteurs ont vocation à se rééquilibrer à hauteur de leur NCC évolué avant la date limite de rééquilibrage, cette vision semble constituer la meilleure anticipation de l'équilibre offre demande à date ;

- Une vision alternative de la marge reflétée par le mécanisme de capacité peut être dégagée en se référant au nombre de garanties de capacité en circulation, plutôt qu'à la disponibilité prévisionnelle. À la différence du

NCC évolué, cette seconde vision repose sur un engagement contractuel (NCC) et représente la liquidité du marché, c'est-à-dire le nombre de garanties de capacité en circulation, laquelle peut-être utile en amont des sessions de marché organisées (par exemple, un exploitant de capacité ne peut pas vendre plus de garanties de capacité que celles dont il dispose), et représente un niveau conforme aux contrôles prévus lors de la certification. Son actualisation peut prendre plusieurs semaines (traitement des demandes de certification plus chronophage que les demandes d'évolution de paramètre) supplémentaires aux délais d'actualisation du NCC évolué et expliquer temporairement une partie de la différence entre les deux visions de la marge.

**Figure 4.1** Comparaison des marges du système électrique français vues du BP et reflétées par le marché de capacité pour l'année de livraison 2018



86. Le NCC et NCC évolué peuvent évoluer chaque jour mais l'estimation de l'obligation et de la contribution des interconnexions évoluent plus rarement au rythme des publications de RTE.

Ainsi les écarts entre les marges établies par le dernier Bilan prévisionnel et celles reflétées par le marché de capacité dépendent de l'instant où on les compare.

La marge sur le mécanisme de capacité peut être analysée à la fois avant, pendant et après l'année de livraison. Néanmoins, seule la marge de capacité affichée en amont de l'année de livraison est comparable à celle du Bilan prévisionnel car elle porte sur une vision projetée (intégrant en moyenne l'effet des aléas sur la disponibilité<sup>87</sup>) comme celle du Bilan prévisionnel basée sur une représentation probabiliste. Elles correspondent toutes deux à un même niveau d'information sur l'année de livraison à venir. Au contraire, la marge affichée par le mécanisme de capacité en cours ou après l'année de livraison reflète une réalisation particulière des aléas. De façon schématique, la marge *ex post* sur le mécanisme de capacité est équivalente à un tirage d'un des scénarios envisagés par le Bilan prévisionnel.

La reconstitution des marges vues du mécanisme de capacité et leur comparaison avec celles du Bilan prévisionnel permet de tirer plusieurs constats :

► **Les écarts peuvent être importants, jusqu'à 6 GW voire 9 GW avant l'année de livraison :**

Ces écarts considérables sont quasiment systématiquement marqués pas des marges plus importantes sur le mécanisme de capacité que celles anticipées par le Bilan prévisionnel, confirmant les remarques faites par plusieurs acteurs lors des premières années de livraison. Ces écarts sont plus importants encore (~9 GW) si l'on considère les certificats en circulation plutôt que la disponibilité prévisionnelle sur le marché de capacité comme indicateur pour évaluer la marge reflétée par le mécanisme de capacité.

► **Les écarts peuvent être très variables :**

Pour une même année de livraison, des variations importantes de plusieurs GW peuvent être constatées (par exemple 2 GW de variation constatée sur la disponibilité prévisionnelle des exploitants au cours de l'année 2017 pour l'année de livraison 2018).

L'année de livraison 2018, caractérisée par des écarts importants, est utilisée comme fil conducteur de l'analyse.

<sup>87</sup>. Les échanges avec les acteurs conduisent à identifier qu'ils intègrent les incertitudes sur la disponibilité fortuite dans leur niveau de certification (ce qui est d'ailleurs conforme avec la construction du tunnel de certification).

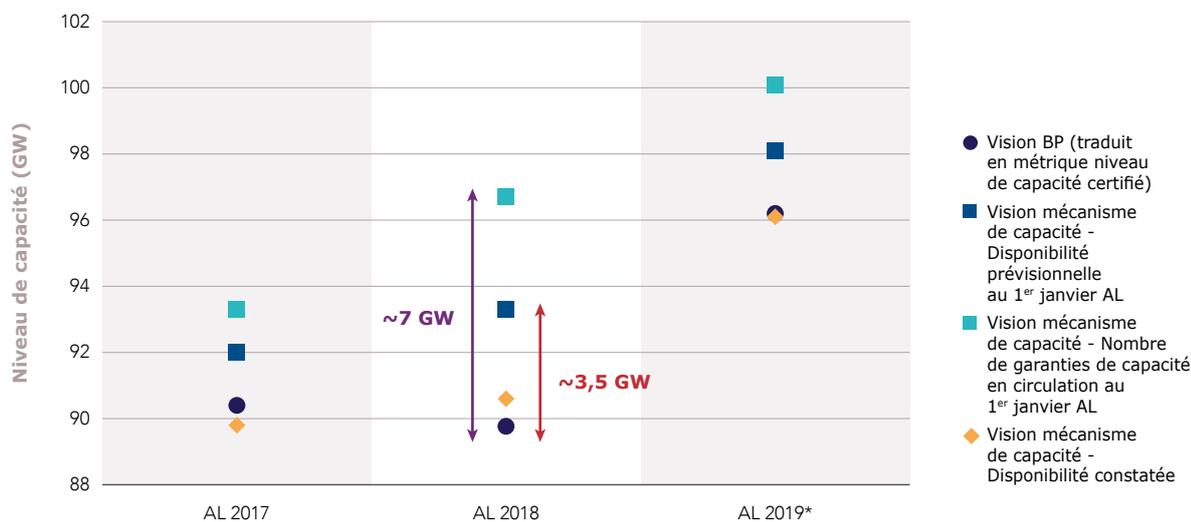
### 4.3 Des acteurs qui ont surestimé leur niveau de disponibilité sur les premières années de fonctionnement (2017 à 2019)

Les écarts entre le diagnostic sur la sécurité d’approvisionnement et la vision renvoyée par l’équilibre en certificats de capacité sur le mécanisme de capacité s’expliquent en partie par des écarts entre les hypothèses effectuées par RTE (vision centralisée) et celles des exploitants de capacité sur la disponibilité anticipée des capacités (vision décentralisée). En effet, le Bilan prévisionnel est établi sur la base des hypothèses retenues par RTE (basées sur des éléments factuels impactant la disponibilité de groupes comme les arrêts programmés et des données historiques comme les indisponibilités fortuites), tandis que les niveaux de certification correspondent aux anticipations propres aux acteurs et évoluent dans le temps.

Afin de comparer les anticipations de disponibilités des acteurs avec celles considérées pour les Bilans prévisionnels, RTE a traduit les hypothèses considérées dans les Bilans prévisionnels concernant la disponibilité des capacités dans la métrique «niveau de capacité certifié» (i.e. en appliquant les principes de calculs du niveau de certification – calcul de l’espérance de disponibilité sur la base de tirages probabilistes de jours PP2, application des coefficients «filières», etc.).

La comparaison met en lumière un biais à l’optimisme des exploitants de capacité quant à leur disponibilité. En effet, la disponibilité anticipée par

**Figure 4.2** Comparaison de l’hypothèse de disponibilité des capacités (parc de production et capacité d’effacement explicite) établie dans le Bilan prévisionnel avec celles considérées par les acteurs dans le cadre du mécanisme de capacité<sup>88</sup>



\* Prise en compte explicite des interconnexions à partir de l’année de livraison 2019

<sup>88</sup>. À noter que les contraintes et frais s’appliquant aux rééquilibrages, détaillés au chapitre 8 peuvent également expliquer une part des écarts constatés entre les marges métrique NCC et les marges du Bilan prévisionnel.

les acteurs est nettement supérieure, pour l'ensemble des années de livraison, à la vision du Bilan prévisionnel (p.e. de l'ordre de 3,5 GW pour 2018, vu du 1<sup>er</sup> janvier 2018 et jusqu'à 7 GW par rapport au volume de garanties de capacité en circulation à cette même date) bien que l'écart tend à se réduire depuis 2019. L'analyse de la disponibilité constatée<sup>89</sup> permet d'identifier que l'hypothèse de RTE établie dans le Bilan prévisionnel s'est avérée plus réaliste que l'anticipation des exploitants de capacité, reflétée dans leurs certifications, qui a été sur-évaluée d'au moins 2 GW<sup>90</sup> sur chacune des trois années 2017, 2018 et 2019.

Par ailleurs, les analyses *ex post* menées sur l'année de livraison 2017, pour laquelle le Niveau de Capacité Effectif (NCE) définitif de chaque entité de certification (EDC) a été calculé, ont permis de constater que les défauts de fiabilité des moyens

valorisés par le mécanisme de capacité conduisent à une surévaluation, par les règles du mécanisme de capacité, du Niveau de Capacité Certifiée (NCC) par rapport à la contribution réelle de ces capacités à la sécurité d'approvisionnement. Cette surévaluation porte sur 1 GW (l'analyse est détaillée en chapitre 7). Il est ainsi possible qu'une partie (certes minoritaire) de la sur-estimation de la disponibilité par les acteurs proviennent de dispositions dans les règles qui conduisent à une surestimation du niveau de certification effectif.

Enfin, les derniers exercices de certification conduisent RTE à évaluer que ce biais a tendance à se résorber par des effets d'apprentissage 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.

89. La disponibilité effective est reflétée par le calcul du NCE quand celui-ci a déjà été estimé de façon fiable (i.e. calculs définitifs, pour AL 2017) et par le NCC «*ex post*», c'est-à-dire la valeur du NCC après les derniers rééquilibrages post-AL, supposant que les acteurs se sont correctement rééquilibrés pour éviter des pénalités liées aux écarts.

90. Comparaison entre l'agrégation des prévisions décentralisées de la disponibilité par les exploitants de capacité et l'agrégation des disponibilités effectives reflétée par le NCE et/ou le NCC «*ex post*».

## 4.4 Une légère tendance de RTE à la surestimation de la prévision d'obligation

L'évaluation qui peut être faite par les acteurs de l'équilibre sur le marché de capacité repose sur la comparaison de la disponibilité prévisionnelle des exploitants de capacité et le niveau anticipé de l'obligation. Avant l'année de livraison, deux estimations de l'obligation sont disponibles : (i) les prévisions d'obligation établies par RTE suite à la publication du Bilan prévisionnel, disponibles dès quatre ans à l'avance et actualisées tous les ans et (ii) le cumul des pré-estimations d'obligation établies par les acteurs obligés et transmises par RTE (disponible fin AL-1).

Les prévisions d'obligation établies par RTE sont basées sur les différents scénarios de consommation étudiés dans le Bilan prévisionnel et reposent sur des calculs moins précis que ceux envisagés par les règles du mécanisme de capacité, qui prévoient notamment un calcul de l'obligation de capacité avec prise en compte d'une thermosensibilité différenciée selon les sites.

Les calculs d'obligation définitive effectués pour les règlements financiers de l'année de livraison 2017 ont permis de dresser un premier retour d'expérience sur les prévisions d'obligation effectuées par RTE. Les écarts identifiés entre les prévisions d'obligation publiées par RTE et l'obligation définitive ont été analysés et peuvent se décomposer en (i) des écarts sur les prévisions de consommation elles-mêmes et (ii) les effets des simplifications méthodologiques du calcul de l'obligation « France » par rapport à la méthodologie définie dans les règles.

### Écarts entre prévisions de consommation et consommation réalisée

Une partie des écarts entre prévisions d'obligation et obligation définitive s'explique par des

différences, sur les jours PP1, entre les prévisions de consommation et la consommation réalisée à la maille France. Cet écart est évalué à 0,5 GW, parmi lesquels 0,2 GW dérivent d'un écart entre la consommation effective de l'AL 2017 et le niveau de consommation moyen issu des simulations du Bilan prévisionnel tandis que 0,3 GW semblent imputables à des effacements implicites/baisses de consommation réalisées lors des jours PP1 et qui n'ont pas été déclarées au titre des actions de maîtrise de la consommation à la pointe (la quantification statistique de cet effet est présentée dans le chapitre 6). Cet écart est sans effet sur les écarts de diagnostic entre le Bilan prévisionnel et l'équilibre sur le mécanisme de capacité car ce dernier affecte l'estimation des marges à la fois sur le Bilan prévisionnel et le mécanisme de capacité (calculées à partir des prévisions d'obligation issues des analyses du Bilan prévisionnel), et n'affecte pas le calcul du coefficient de sécurité (les règles du mécanisme de capacité prévoient que le paramétrage du mécanisme de capacité dérive d'une vision probabiliste conformément à la définition du critère de sécurité d'approvisionnement – voir encart sur la méthodologie de calcul du coefficient de sécurité).

### Écarts liés aux simplifications méthodologiques pour l'estimation des prévisions d'obligation à la maille France

Les règles du mécanisme de capacité précisent une méthodologie de calcul de l'obligation qui s'applique « site à site » et non sur la consommation totale du périmètre de l'acteur obligé. En particulier, les sites raccordés au RPT et les sites de puissance souscrite supérieure à 175 kVA sont « exemptés » de l'application d'un gradient<sup>91</sup>. La méthodologie utilisée pour le calcul des prévisions d'obligation à la maille France repose sur certaines

91. Ils sont donc supposés non thermosensibles

simplifications par rapport à la méthodologie définie dans les règles afin de pouvoir l'appliquer sur la prévision de consommation France (la prévision de consommation effectuée par RTE n'est pas faite «site à site» mais bien par secteur).

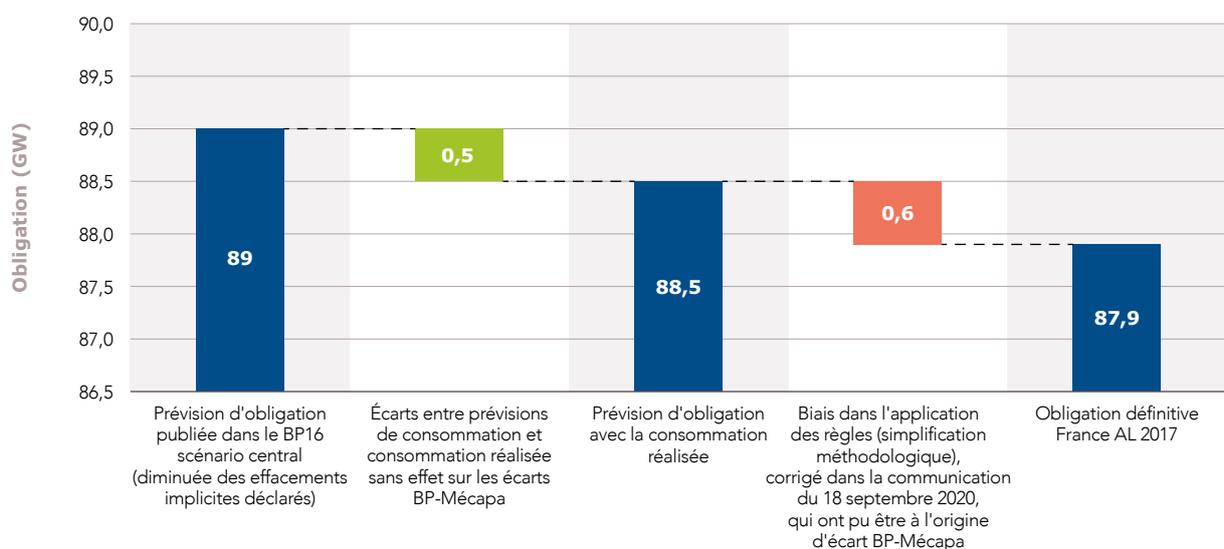
L'application de la méthodologie simplifiée utilisée par RTE pour le calcul des prévisions d'obligation sur la consommation France réalisée de 2017 et la comparaison avec l'obligation définitive totale (calculée selon les règles précises du mécanisme de capacité) permet d'évaluer les biais existants entre l'approche simplifiée et l'application du calcul précis reflétant les règles du mécanisme de capacité. Les simplifications méthodologiques conduisent ainsi à une surestimation de la prévision d'obligation «France» établie *ex ante* à 0,6 GW pour l'année de livraison 2017, décomposée ainsi :

- ▶ ~+0,3 GW liés à la différence de traitement de l'autoproduction<sup>92</sup> (et dans une moindre mesure la consommation des auxiliaires de production lorsque les moyens de production sont à l'arrêt).

En effet, les règles du mécanisme de capacité se basent sur le soutirage effectif (consommation nette de l'autoproduction) tandis que les prévisions de consommation utilisées pour la prévision d'obligation intègrent la consommation qui est couverte par de l'autoproduction. Cette approximation a conduit à surestimer la prévision d'obligation par le passé, mais ne constitue pas un écart BP-MECAPA au sens où ce biais n'a pas eu d'impact sur la vision de l'équilibre offre demande.

- ▶ ~+0,3 GW liés à l'application d'un gradient agrégé de thermosensibilité «France» au lieu d'une application site par site. Ce calcul agrégé ne permet pas de considérer le fait qu'une partie de la thermosensibilité de la consommation France (de l'ordre de 70 MW/°C en AL 2017) n'est pas prise en compte du fait de l'«exonération» de thermosensibilité, au titre des règles du mécanisme, pour certains sites (sites RPT et RPD de puissance souscrite supérieure à 175 kVA) dans le calcul de la puissance de référence.

**Figure 4.3** Écarts entre la prévision d'obligation de RTE et l'obligation définitive pour l'année de livraison 2017



<sup>92</sup>. Le calcul de la puissance de référence dans les règles du mécanisme de capacité repose sur la notion de soutirage. Ainsi, l'autoproduction est défalquée de la consommation pour établir la puissance de référence. *A contrario*, les prévisions de consommation utilisées pour le Bilan prévisionnel ne sont pas «nettes» de l'autoproduction.

Ces analyses ont permis d'ajuster la méthodologie pour corriger ces biais. Les prévisions d'obligation publiées le 18 septembre 2020<sup>93</sup> pour les années de livraison 2020 à 2022 ont intégré cette correction.

Les simplifications méthodologiques conduisant à une légère surestimation des prévisions de puissance de référence peuvent être perçues comme ayant pour effet de réduire l'écart entre le diagnostic du Bilan prévisionnel et l'équilibre sur le marché de capacité (compensant l'effet de surestimation de la disponibilité par les exploitants de capacité). Cependant, ces simplifications et donc cette surestimation ont eu pour effet de sous-estimer le coefficient de sécurité lors du paramétrage du mécanisme de capacité (voir encart sur la méthodologie de calcul du coefficient de sécurité). L'ensemble de l'écart entre prévision d'obligation et obligation définitive n'est cependant pas de

nature à biaiser le calcul du coefficient de sécurité et de se traduire par un écart entre le diagnostic du Bilan prévisionnel et celui du mécanisme de capacité. Outre les écarts entre prévisions de consommation et consommation réalisée (500 MW), la différence de traitement de l'autoproduction (300 MW) est également sans conséquence sur les écarts BP-Mécapa puisqu'il s'agit d'une convention d'affectation de l'autoconsommation côté demande ou production.

Finalement, seul l'écart dans l'application du calcul du gradient a conduit, une fois l'année de livraison passée, à une obligation de capacité définitive légèrement inférieure (300 MW) à ce qu'elle devrait théoriquement être du fait de la légère sous-estimation du coefficient de sécurité. Cet impact reste limité et plus faible que l'approximation du coefficient de sécurité à deux décimales<sup>95</sup>.

93. <https://www.services-rte.com/fr/actualites/synthese-des-elements-de-transparence-sur-l-equilibre-du-mecanisme-de-capacite.html>

## Méthodologie de calcul du coefficient de sécurité et de la contribution des interconnexions

Le coefficient de sécurité permet d'assurer que le mécanisme de capacité est calibré pour atteindre le niveau de sécurité défini par les pouvoirs publics (une espérance de défaillance de 3 heures par an), ni plus ni moins. Il doit garantir que le système électrique assure un niveau de sécurité d'approvisionnement conforme au critère public (dans la situation, volume de certificats en circulation égal à l'obligation des acteurs obligés). Afin d'assurer cette cohérence, le calcul du coefficient de sécurité se fait selon les étapes ci-dessous :

- ▶ **Estimation de la puissance de référence théorique** correspondant au scénario de consommation de référence du Bilan prévisionnel. Cette puissance de référence est calculée en appliquant une méthodologie reflétant, autant que possible, les règles du mécanisme de capacité (mais avec certaines simplifications nécessaires, décrites en section 4.4).
- ▶ **Estimation du nombre théorique de certificats de capacité** correspondant à la disponibilité des capacités installées en France dans le scénario de référence et à la contribution des interconnexions, après «équilibre à 3 heures». Ce scénario de référence «équilibré à 3 heures» correspond au scénario de référence du Bilan prévisionnel avec ajout ou suppression fictive de certains moyens en France pour assurer le niveau de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics.

Cette estimation du volume de certificats est réalisée en simulant l'application des règles sur les différentes capacités/filières (avec certaines simplifications nécessaires liées à des écarts entre la granularité de modélisation utilisée par le Bilan prévisionnel et la granularité des règles du mécanisme de capacité<sup>94</sup>).

La méthodologie pour estimer la contribution d'une frontière consiste à calculer la puissance importée en moyenne depuis la frontière en question lors de périodes de défaillance en France. Cette approche permet de prendre en compte à la fois les contraintes sur les capacités d'interconnexion et les marges disponibles dans les pays voisins à l'export vers la France et permet d'assurer que la somme des contributions des frontières corresponde globalement à la contribution totale des interconnexions. Cette méthode est cohérente avec la méthodologie publiée par l'ACER en décembre 2020.

- ▶ **Calcul du coefficient de sécurité permettant d'assurer l'équilibre obligation-certification**  
Le coefficient de sécurité est calculé comme le rapport entre (i) le niveau de certification total du parc dans le scénario de référence après «équilibre à 3 heures» (certificats correspondant à la somme entre la disponibilité des capacités installées en France et la contribution des interconnexions) et (ii) la puissance de référence théorique estimée dans le scénario de référence.

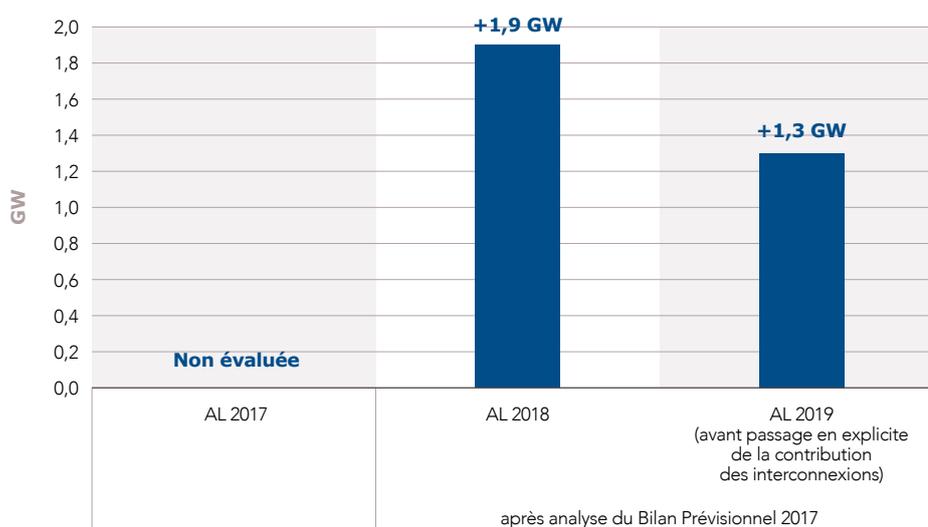
94. Comme la prise en compte de la fiabilité réelle des capacités (voir section 7.1)

## 4.5 Des biais liés au caractère statique des paramètres du mécanisme de capacité

En amont de l'ouverture des échanges pour chaque année de livraison, RTE définit les paramètres techniques du mécanisme de capacité (coefficients filières, contribution transfrontalière, coefficient de sécurité, abaques pour tenir compte des contraintes de stock, température extrême, ...) qui permettent le calcul de l'obligation de capacité et des niveaux de certification des capacités. Ces paramètres sont établis pour assurer l'équivalence théorique entre un système électrique respectant le critère public de sécurité d'approvisionnement et un équilibre parfait entre obligation et garanties sur le mécanisme de capacité. En particulier, le coefficient de sécurité constitue le paramètre de bouclage permettant cette équivalence<sup>95</sup>.

Afin d'apporter de la visibilité aux acteurs du mécanisme (acteurs obligés et exploitants de capacité), le choix a été fait lors de la conception du mécanisme de capacité de fixer les paramètres concernant une année de livraison avant l'ouverture des échanges sur cette année de livraison et de maintenir ces paramètres figés, quelles que soient les évolutions du système électrique qui pourraient re-questionner la justesse technique de ces paramètres. Ce choix permet d'éviter aux acteurs un risque sur l'équilibrage de leur portefeuille qui serait dû aux incertitudes sur les paramètres. Ceci a pour conséquence que des publications du Bilan prévisionnel, dans lesquelles des hypothèses sont actualisées sur la base des meilleures informations à date, se succèdent sans réactualisation des

**Figure 4.4** Évolution du biais lié au caractère figé du coefficient de sécurité par année de livraison



<sup>95</sup>. Le coefficient de sécurité est défini avec deux décimales, ce qui signifie que cette équivalence est approximative à quelques centaines de MW près (0,01 de coefficient de sécurité équivaut à environ 1 GW).

paramètres d'une année de livraison, qui restent figés une fois les échanges de garanties de capacité ouverts.

RTE a reconstitué l'impact de ce biais sur l'équilibre du mécanisme de capacité à partir du Bilan prévisionnel 2017<sup>96</sup>, pour les premières années de livraison<sup>97</sup>.

Le biais sur l'équilibre du mécanisme de capacité a pu être important durant les premières années de livraison notamment parce que le paramétrage du mécanisme de capacité pour les années de livraison 2017 et 2018 a été réalisé à partir de l'édition 2014 du Bilan prévisionnel.

Le principal facteur de biais lié au caractère statique des paramètres porte sur la contribution des interconnexions. La contribution réelle (ou « physique ») des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement de la France présente une variabilité importante : pour une même année de livraison, la contribution peut varier de plusieurs GW entre AL-3 et AL-1.

La contribution réelle des interconnexions dépend (i) du niveau de capacité d'interconnexion et (ii) de la disponibilité des parcs de production frontaliers. Il est donc sensible aux hypothèses de mises en service des interconnexions mais aussi aux évolutions des systèmes électriques des pays voisins (fermeture de capacités thermiques notamment) alors que, pour une même année de livraison, les ambitions des états et la vision des GRT voisins ont pu évoluer significativement au cours du temps. Des variations dans la contribution transfrontalière provoquent des effets distincts selon les modalités de prise en compte de cette contribution dans le mécanisme de capacité :

► En « implicite »<sup>98</sup> (régime existant pour les années de livraison 2017 et 2018, puis pour les années 2019 et suivantes pour l'interconnexion avec la Suisse), les modifications de la contribution transfrontalière physique devraient conduire à modifier le coefficient de sécurité.

Le caractère figé de ce coefficient de sécurité, alors que la contribution physique peut varier, entraîne un biais sur l'équilibre global du système électrique. Ainsi, la cohérence entre respect du critère de sécurité d'approvisionnement et équilibre entre obligation et certificats n'est plus assurée.

► En « explicite »<sup>99</sup> (régime en place depuis 2019), les modifications de la contribution transfrontalière physique devraient conduire à modifier le niveau de certification des interconnexions.

Ce niveau est en pratique quasiment figé. En effet, les règles prévoient que la certification peut être inférieure (mais pas supérieure) à la contribution initialement calculée mais seulement si cette baisse provient d'une disponibilité des capacités d'échange inférieure à la contribution initialement calculée (et non des évolutions des parcs des pays voisins). Depuis la mise en place du modèle « explicite », la certification correspondant à la contribution des interconnexions (hors Suisse) dans le mécanisme de capacité s'avère systématiquement égale à la contribution initialement calculée lors de l'ouverture des échanges, alors que la contribution physique varie<sup>100,101</sup>.

Depuis la prise en compte explicite de la contribution des interconnexions, RTE publie la contribution transfrontalière par pays pour chaque année de livraison, avant même l'ouverture des échanges de l'année de livraison et la valeur est réactualisée au moment de l'ouverture des échanges, sur

<sup>96</sup>. Le Bilan prévisionnel 2017 ne portant pas sur l'année de livraison 2017, le biais lié au caractère figé du coefficient de sécurité de l'année 2017 n'a pas pu être déterminé.

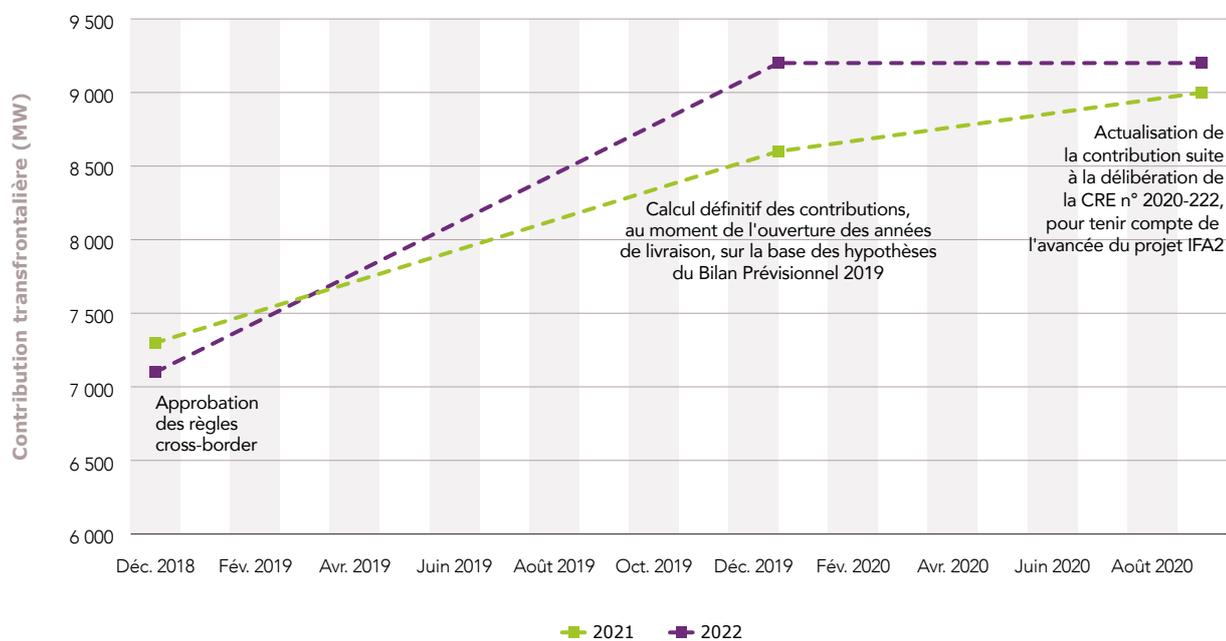
<sup>97</sup>. Avant le passage en « explicite » de la contribution des interconnexions pour l'année de livraison 2019

<sup>98</sup>. La prise en compte « implicite » de la contribution des interconnexions dans le mécanisme de capacité signifie que la contribution transfrontalière est prise en compte via un abattement de l'obligation portée par les fournisseurs par le coefficient de sécurité.

<sup>99</sup>. La prise en compte explicite de la contribution des interconnexions dans le mécanisme de capacité signifie que les interconnexions (ou les moyens de production situés à l'étranger) se voient attribuer des garanties de capacité, valorisables sur le marché.

<sup>100</sup>. Si RTE a initialement certifié la participation des interconnexions avec l'Espagne pour l'année de livraison 2020 à 2000 MW, alors que la contribution était estimée à 2 200 MW, un rééquilibrage à la hausse (conduisant à la valeur de 2 200 MW) a été opéré pour tenir compte d'une disponibilité des capacités *in fine* plus importante qu'anticipée.

<sup>101</sup>. Une exception a été demandée par la CRE pour l'AL 2021, dans sa délibération n°2020-22, pour tenir compte de l'avancée du projet IFA2, conduisant à ajouter 400 MW.

**Figure 4.5** Évolution de la contribution des interconnexions pour AL 2021 et 2022

la base de la meilleure vision à date. Il est ainsi possible d'évaluer l'ampleur des variations de la contribution des interconnexions, pour une même année de livraison.

Par exemple, les évolutions d'hypothèses considérées dans le Bilan prévisionnel 2019, conduisant à intégrer les projections les plus à jour sur les pays voisins, construites au sein de l'ENTSOE, ont conduit à revoir fortement à la hausse la contribution des interconnexions pour les AL 2021 (+1,3 GW) et 2022 (+2,1 GW).

Les principaux mécanismes de capacité européens, hors réserve stratégique, ont fait le choix de réactualiser les paramètres de leurs mécanismes après la première enchère, afin d'assurer un bouclage sur la base des meilleures informations à date. En particulier, les paramètres ne sont pas définis de façon définitive dès AL-4 (notamment le niveau de demande et la contribution des interconnexions) et ne sont connus intégralement que lors de l'enchère organisée en AL-1.

## **4.6 En synthèse, des écarts entre le diagnostic du Bilan prévisionnel et l'équilibre sur le marché de capacité qui proviennent de la surestimation de la disponibilité par les exploitants de capacité et dans une moindre mesure de l'effet de la fixation des paramètres**

---

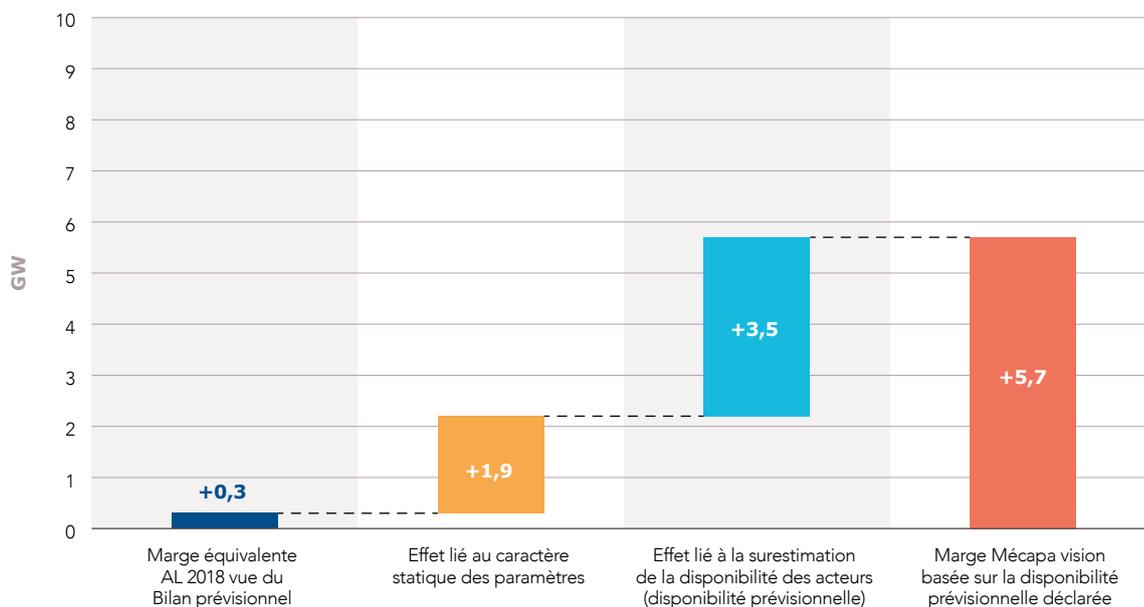
La synthèse des éléments pré-cités permet d'identifier que les écarts entre l'équilibre en certificats de capacité sur le mécanisme de capacité (excédents ou déficits de certificats par rapport à l'obligation) et les marges ou déficits vus par le Bilan prévisionnel en amont de l'année de livraison proviennent des anticipations optimistes des exploitants de capacité sur la disponibilité de leurs actifs et dans une moindre mesure de l'effet de la fixation des paramètres. La surestimation de la disponibilité par les exploitants de capacité apparaît nette, que l'on regarde les certificats attribués ou les dernières déclarations de disponibilités (qui peuvent différer notablement des certificats attribués lors de la certification) : sur les trois premiers exercices (2017 à 2019), la disponibilité effective est inférieure de 2 à 3 GW à la disponibilité prévisionnelle affichée au 1<sup>er</sup> janvier de l'année de livraison et inférieure de 3 à 6 GW à la disponibilité déclarée lors de la dernière certification avant le 1<sup>er</sup> janvier. Les derniers exercices de certification

conduisent RTE à évaluer que ce biais a tendance à se résorber par des effets d'apprentissage 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. Le 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.

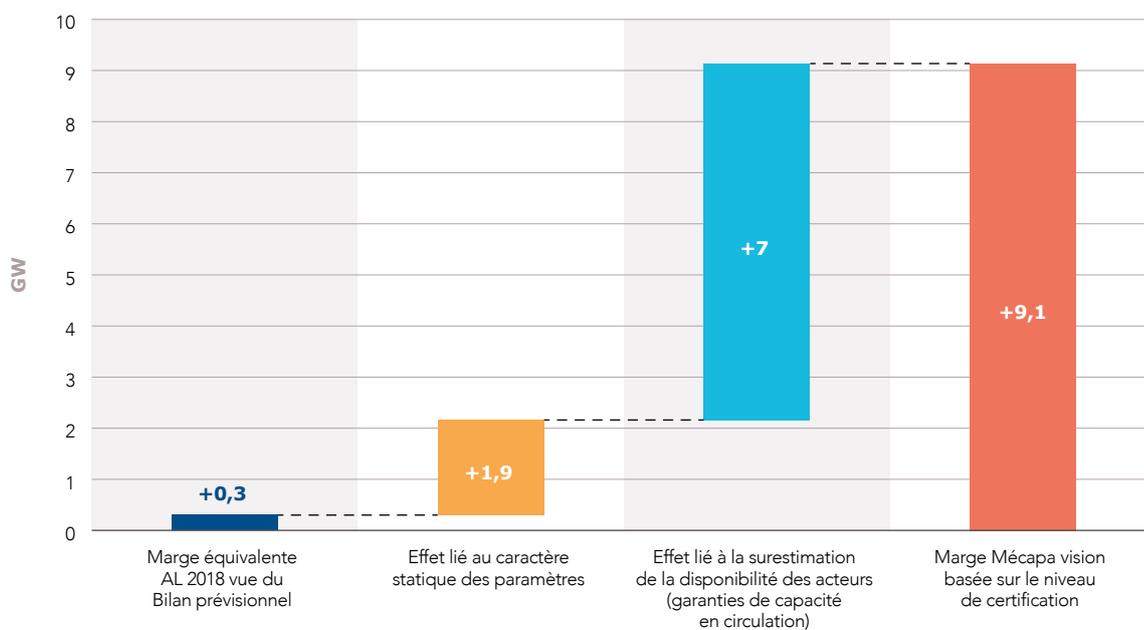
L'effet du paramétrage apparaît plus limité sans être négligeable et a pu jouer jusqu'à 2 GW sur l'année de livraison 2018, du fait du caractère statique des paramètres (concernant la contribution des interconnexions et le coefficient de sécurité).

Les figures 4.6 et 4.7 présentent la décomposition des écarts à date du 1<sup>er</sup> janvier 2018 et portant sur l'année de livraison 2018.

**Figure 4.6** 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



**Figure 4.7** 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 le niveau de certification



## 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 lancé en 2017 repose sur plusieurs principes fondamentaux comme l'engagement de l'ensemble de la capacité disponible (aspect *capacity-wide* – par opposition à une réserve stratégique) ou encore son caractère décentralisé. À travers le présent retour d'expérience, RTE s'est attaché à évaluer les conséquences de

ces choix structurants. Plus particulièrement, cette cinquième partie s'intéresse aux conséquences du choix d'une architecture décentralisée à temporalité diffuse et bouclant sur la disponibilité effective sur les comportements des acteurs de marché ainsi que sur les modalités de rencontre entre l'offre et la demande sur le marché.

## 5.1 Le choix d'une architecture décentralisée à temporalité diffuse et d'un rebouclage sur la disponibilité effective

L'architecture du mécanisme de capacité est dite décentralisée car la demande repose sur une obligation de couverture portée individuellement par chacun des fournisseurs par opposition à une architecture centralisée qui se caractérise par l'existence d'un acheteur unique. Il s'agit d'une caractéristique distinctive du mécanisme français, qui conduit à responsabiliser directement les fournisseurs au-delà du simple financement de leur obligation de capacité. En effet, les dispositions des articles L. 335-1 et suivants du Code de l'énergie ont décliné l'architecture décentralisée en établissant un dispositif d'obligation de capacité. Celui-ci prévoit 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* ». En conséquence, les acteurs portant l'obligation de capacité ainsi créée (acteurs obligés) sont responsables de prévoir les besoins en capacité et de se procurer les garanties de capacité nécessaires à la couverture de ce besoin.

Ces garanties de capacité peuvent être obtenues auprès des exploitants de capacité (via le marché organisé ou en gré à gré), ou bien, pour les acteurs intégrés, directement au titre des moyens de production dont ils disposent. Les acteurs obligés ont également la possibilité jusqu'au dernier moment de diminuer la consommation de pointe de leur portefeuille par des offres de fourniture adaptées (maîtrise de la consommation de pointe) pour réduire leur obligation en garanties de capacité plutôt que de se couvrir avec des garanties de capacité. 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 (notion de temporalité diffuse), 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.

Une fois l'année de livraison écoulée, le niveau de consommation réalisé lors des jours de période de pointe (jours PP1) et la disponibilité effective des capacités (sur les jours PP2) sont évalués et peuvent être pénalisés dans le cas où des écarts seraient constatés entre le volume de garanties de capacité détenu pour les acteurs obligés et le niveau de disponibilité certifié par les exploitants. Le bouclage du mécanisme de capacité français sur les niveaux de disponibilité et de consommation effectifs, assorti d'un dispositif de règlement des écarts, a pour objectif d'inciter les acteurs obligés à couvrir leur obligation et aux exploitants de capacité de se certifier au plus proche de leurs anticipations.

Le caractère décentralisé du mécanisme de capacité a été historiquement justifié par les raisons suivantes<sup>102</sup> :

► **Les fournisseurs seraient plus à même d'anticiper la juste consommation de leur portefeuille qu'une anticipation centralisée**

L'architecture décentralisée était justifiée car il était considéré que les anticipations décentralisées côté demande pouvaient être plus juste qu'une prévision centralisée (notamment à la maille des acteurs), et il était ainsi implicitement fait l'hypothèse que les acteurs obligés seraient capables d'effectuer des prévisions correctes de leur niveau d'obligation afin de se couvrir en

<sup>102</sup>. Voir le rapport d'accompagnement de la proposition de règles (2014). Une justification supplémentaire était présentée et portait sur la cohérence avec la philosophie du marché européen de l'énergie. Cependant, cette cohérence n'était pas présentée comme apportant en soi des bénéfices

obligation en conséquence. Le retour d'expérience s'est attaché à vérifier la pertinence de cette hypothèse à la maille France (vision agré-gée) et par acteur obligé (section 5.2).

► **Incitation des consommateurs à modifier leur consommation pour limiter leur contribution à la pointe (i.e. développer des effacements implicites)**

Un argument important avancé pour justifier une architecture décentralisée à temporalité diffuse portait sur l'incitation renvoyée aux fournisseurs et aux consommateurs pour réduire leur consommation lors des périodes de plus forte tension pour le système électrique et sur le fait que les modifications de la courbe de charge qui en découlent soient effectivement prises en compte dans le dimensionnement des besoins en capacité<sup>103</sup>. Le retour d'expérience s'est attaché à évaluer ces effets ainsi que les conséquences de cette caractéristique du mécanisme (section 5.3)

► **Capacité à transmettre des incitations dans des temporalités courtes**

Le bouclage sur la consommation et la disponibilité effectives conduit à une potentielle réaction

des prix du marché lors de chaque évènement venant affecter la vision de l'équilibre entre l'offre et la demande, dans la perspective, *in fine*, de faire émerger des capacités disponibles en réaction aux évolutions de prix. Ce choix d'architecture est ainsi théoriquement capable – et ce à condition que les acteurs de marché sont bien à même d'anticiper leur niveau de disponibilité prévisionnelle ou d'obligation – d'inciter à l'émergence de capacités dès qu'un aléa affecte la capacité du système électrique à respecter le critère de sécurité d'approvisionnement<sup>104</sup>. Le retour d'expérience s'est attaché à évaluer l'aptitude du bouclage sur la disponibilité et la consommation effectives à renvoyer de telles incitations (section 5.4).

Enfin, le besoin des acteurs obligés de couvrir leur obligation et l'incitation des exploitants de capacité à vendre permet l'émergence d'un prix de la capacité lors des enchères mais les modalités pratiques de mise en œuvre du marché rend difficile la rencontre entre l'offre et la demande soulevant des enjeux de lisibilité de la formation du prix (section 5.5).

<sup>103</sup>. Voir partie 2.3.2 du rapport d'accompagnement de la proposition de règles, RTE, 2014

<sup>104</sup>. Voir partie 2.3.3 du rapport d'accompagnement de la proposition de règles, RTE, 2014

## 5.2 Décentralisation de la demande : la somme des anticipations décentralisées est de qualité analogue à la prévision « centralisée » pour les exercices AL 2017 et AL 2018 et les petits acteurs obligés rencontrent des difficultés pour anticiper leur portefeuille

La pertinence d'une architecture décentralisée côté demande (pour le mécanisme de capacité au même titre que pour d'autres mécanismes de marché) repose sur le postulat selon lequel les acteurs de marché sont les plus à même d'estimer leur niveau d'obligation puisqu'ils sont directement en contact avec les consommateurs et disposent donc d'une expertise unique sur leurs comportements et leurs habitudes de consommation.

### 5.2.1. Au niveau France, l'agrégation des anticipations décentralisées transmises juste avant le début de l'année de livraison est très proche des anticipations centralisées de demande

Dans l'architecture actuelle, les acteurs obligés doivent anticiper le niveau d'obligation qui leur incombe et les règles du mécanisme de capacité prévoient qu'ils transmettent à RTE leur pré-estimation d'obligation deux mois avant le début de l'année de livraison<sup>105</sup>.

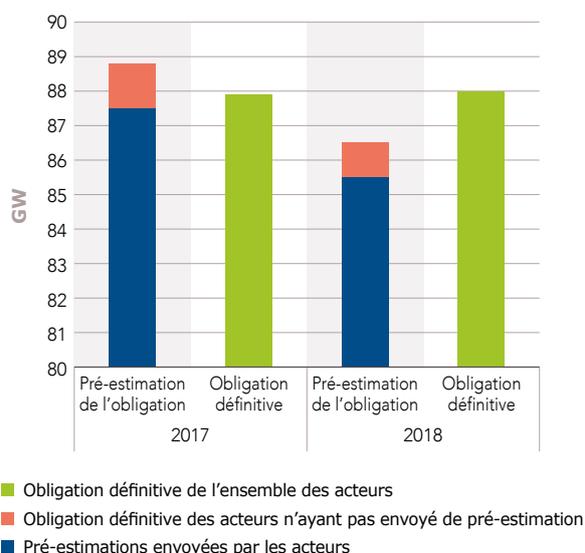
L'ensemble des pré-estimations reçues est sommé et publié par RTE sur son [Portail Services](#) afin de fournir une estimation, vue des acteurs, du niveau attendu de demande en garanties de capacité. Cette information joue un rôle central dans le bon fonctionnement du marché de capacité.

Pour les années de livraison 2017 et 2018, le taux de complétude en nombre d'acteurs obligés ayant transmis une pré-estimation d'obligation est respectivement de 61% et de 76%, le volume d'obligation non remonté étant respectivement de 1,3 GW et 1 GW<sup>106</sup>. Une fois cette correction de

périmètre effectuée, la somme des pré-estimations d'obligation reçues se trouve proche de l'obligation définitive (moins de 1% d'écart), ce qui démontre que les anticipations des acteurs obligés sont de suffisamment bonne qualité deux mois avant l'année de livraison pour que le volume de demande anticipé par les acteurs de marché soit très proche du niveau d'obligation définitif.

RTE réalise également un exercice centralisé de prévisions d'obligation France, dont les niveaux sont le reflet des trajectoires de consommation étudiées dans le cadre du Bilan prévisionnel et peuvent servir

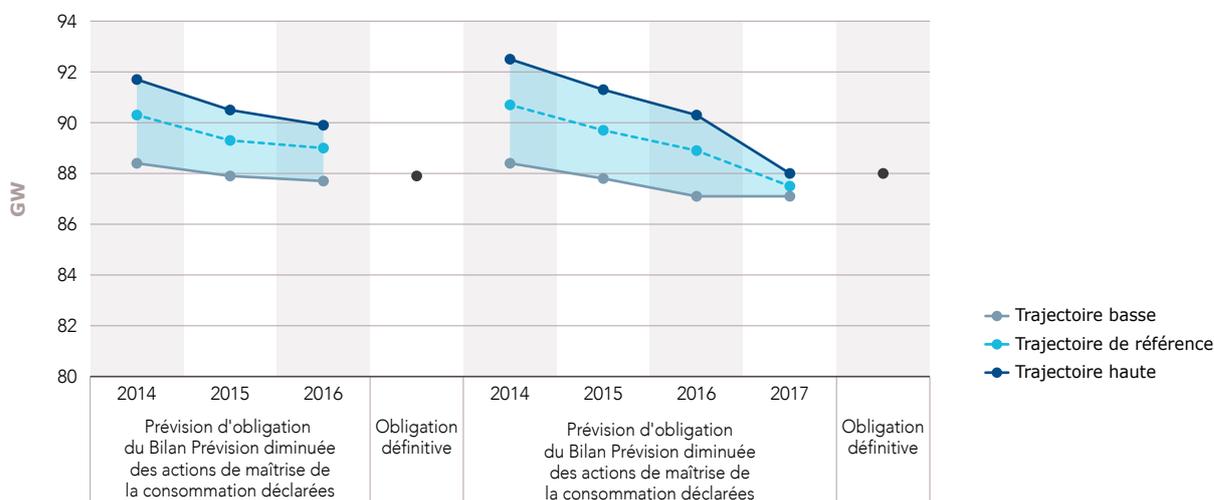
**Figure 5.1** Écart entre l'anticipation décentralisée des acteurs et l'obligation définitive au niveau France



<sup>105</sup>. Il s'agit d'une donnée déclarative qui n'entraîne pas de conséquence financière en cas d'écart avec l'obligation définitive. Néanmoins, RTE publie la liste des acteurs obligés n'ayant pas fait remonter de pré-estimation conformément au cadre réglementaire.

<sup>106</sup>. Ce volume est calculé *ex post* à partir de l'obligation définitive des acteurs n'ayant pas fait remonter de pré-estimation.

**Figure 5.2** Comparaison entre les prévisions d'obligation pour AL 2017 et 2018 depuis 2014 et les obligations définitives AL 2017 et 2018



de point de comparaison pour juger de la qualité de la pré-estimation décentralisée des acteurs.

Les prévisions d'obligation effectuées par RTE sont publiées à un rythme annuel et permettent ainsi d'observer l'évolution de l'anticipation centralisée plusieurs années avant le début de l'année de livraison (au contraire de la pré-estimation des acteurs qui n'est disponible que deux mois avant le début de l'année de livraison).

Il ressort de l'analyse de ces prévisions d'obligation depuis 2014 pour les années de livraison 2017 et 2018 que :

- ▶ RTE a eu tendance à surestimer l'obligation plusieurs années avant le début de l'année de livraison, ce qui s'explique par stabilisation de la pointe de consommation électrique depuis quelques années en France ;
- ▶ La dernière prévision d'obligation, qui a lieu à la même échéance que la pré-estimation des acteurs obligés, montre une anticipation

centralisée proche de l'anticipation décentralisée, avec un écart de l'ordre de 1 % par rapport au niveau de l'obligation définitive.

De la même façon que pour les anticipations de disponibilité, les pré-estimations d'obligations constituent des évaluations probabilistes alors que l'obligation définitive résulte quant à elle d'un calcul appliqué à un scénario climatique (températures réalisées) et un tirage effectif de jours PP1<sup>107</sup>. Ainsi, les valeurs *ex ante* (prévision d'obligation et prévisions d'obligation) et *ex post* (obligation définitive) ne reposent pas sur des méthodes directement comparables, bien que la comparaison de leur niveau sur plusieurs années de livraison consécutives peut révéler une tendance à la surestimation ou à la sous-estimation des anticipations appréciées avant l'année de livraison.

**En conclusion, les anticipations centralisées et décentralisées de l'obligation France s'avèrent proches et du même ordre de grandeur que**

<sup>107</sup>. Cet effet est précisé au chapitre 6 du retour d'expérience sur le mécanisme de capacité.

### les niveaux d'obligation définitifs observés lors des années de livraison 2017 et 2018.

Autrement dit, 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 du dispositif (marché décentralisé).

### 5.2.2 Les petits acteurs ont plus de difficulté à anticiper leur obligation mais cela n'impacte que faiblement le volume d'obligation pré-estimé

Pour évaluer l'aptitude des acteurs obligés à estimer leur niveau d'obligation définitif, RTE a également étudié les écarts entre les pré-estimations individuelles et le niveau de l'obligation définitif par acteur. En effet, la justesse de somme à la maille France des pré-estimations des acteurs peut cacher des variations importantes à la maille individuelle.

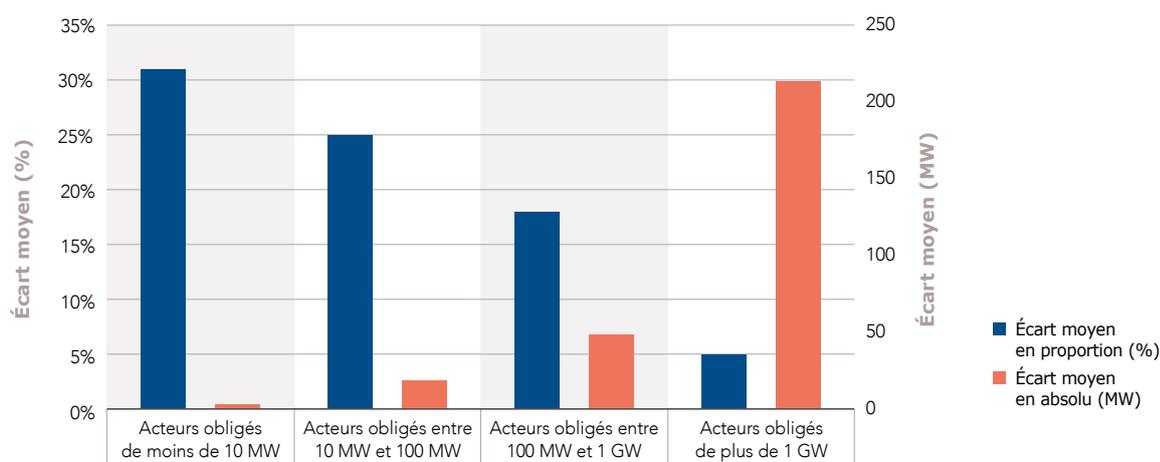
Au terme de l'analyse acteur obligé par acteur obligé, deux tendances se dégagent selon le volume du portefeuille des acteurs :

- ▶ Les acteurs obligés de plus petite taille ont eu plus de difficultés à anticiper leur niveau d'obligation puisque l'écart moyen entre la pré-estimation et l'obligation définitive pour les acteurs obligés de moins de 10 MW s'élève à près de 30%<sup>108</sup>. À l'inverse, les acteurs obligés de taille importante (>1 GW) font preuve d'une meilleure capacité d'anticipation (moins de 5% d'écart) ;
- ▶ En termes de volume d'obligation, ce sont les acteurs obligés de plus grande taille qui expliquent la majorité de l'écart observé au niveau France.

Les écarts observés à la maille acteur entre leur pré-estimation d'obligation et leur obligation définitive ne sont pas uniquement le résultat de la qualité d'anticipation des acteurs. En effet, des paramètres qui n'entrent pas directement dans l'exercice de prévision peuvent faire varier le niveau d'obligation :

- ▶ L'incertitude sur le placement des jours PP1 comme détaillée dans la section 6.4 du chapitre 6 ;
- ▶ Les incertitudes sur les modifications de portefeuille qui, en proportion, peuvent avoir un impact important sur les acteurs obligés de petite taille mais qui ont tendance à foisonner au niveau global.

**Figure 5.3** Écarts moyens par taille d'acteur obligé entre la pré-estimation et l'obligation définitive (en proportion et en absolu) pour les années de livraison 2017 et 2018



<sup>108</sup>. Les écarts en proportion par acteur obligé ont été plafonnés à 100% pour limiter l'influence des points extrêmes sur les résultats.

### **5.3 Temporalité diffuse : l'optionalité offerte aux acteurs obligés a permis un développement limité des effacements implicites et près de 5 % de la demande agrégée n'est pas couverte avant l'année de livraison**

La temporalité diffuse de l'architecture décentralisée permet aux acteurs obligés, jusqu'au dernier moment, de diminuer la consommation de pointe de leur portefeuille par des offres adaptées (maîtrise de la consommation de pointe) pour réduire leur besoin en garanties de capacité plutôt que de se couvrir avec des garanties de capacité). 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.

En pratique, les acteurs obligés sont incités à couvrir leur besoin en capacité avant mars AL+3 car c'est à cette date qu'ils sont pénalisés financièrement en cas d'écart entre le nombre de garanties de capacité détenu et le niveau d'obligation définitif.

#### **5.3.1. Le développement des effacements implicites est resté limité, mais il est difficile de conclure quant à l'intérêt de responsabiliser financièrement les fournisseurs après seulement 3 années de fonctionnement**

L'une des justifications du choix d'une architecture décentralisée portait sur la responsabilité donnée

aux acteurs obligés qui leur permet d'influer, au travers de leurs pratiques commerciales ou tarifaires, sur les structures de consommation de leur client. L'intérêt d'un système décentralisé et plus particulièrement sa temporalité diffuse est faible si les acteurs obligés sont passifs par rapport à leur niveau d'obligation de capacité. Au contraire, le choix de l'architecture décentralisée doit permettre de tirer pleinement parti des possibilités de maîtrise de la pointe de consommation pour assurer la sécurité d'approvisionnement française en promouvant les effacements des consommateurs lors des épisodes de forte consommation.

Le caractère allocatif du mécanisme de capacité français, c'est-à-dire sa faculté à transmettre à chaque groupe de consommateur le signal économique de l'impact de sa consommation sur la capacité nécessaire à la sécurité d'approvisionnement (vérifié en partie 3), a pour effet d'inciter à la réduction de la pointe de consommation. Ces réductions de consommation, appelées effacements implicites, désignent les capacités d'effacement indissociables de la fourniture qui sont valorisées par les fournisseurs par une réduction de leurs coûts d'approvisionnement (à la fois en énergie et en capacité, à travers une réduction de l'obligation de capacité). Ces effacements implicites doivent, selon l'article R335-66 du Code de l'énergie, faire l'objet d'une déclaration par les fournisseurs, afin de permettre à l'ensemble des acteurs du marché de capacité d'anticiper leur participation à la réduction du niveau d'obligation global France.

À ce titre, RTE a mis en place un registre de maîtrise de la consommation de pointe qui a pour objectif de recenser les effacements implicites déclarés par les acteurs obligés avant le début de l'année de livraison<sup>109</sup>. À quelques exceptions près, seuls

<sup>109</sup>. Article 11.5 des Règles du mécanisme de capacité

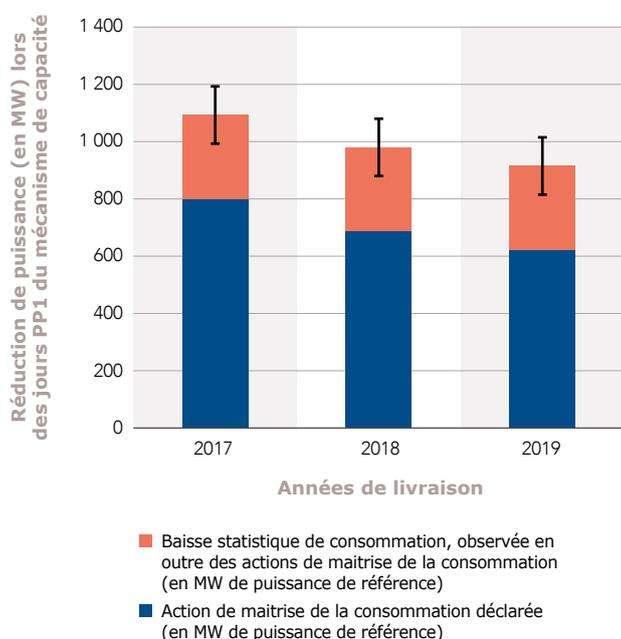
les effacements indissociables de la fourniture des tarifs réglementés de vente (option tarifaire Tempo et EJP) ont donné lieu à des déclarations de volume d'effacement implicite, de l'ordre de 700 MW entre 2017 et 2019.

RTE a procédé à une analyse de la consommation lors des jours PP1 afin d'y déceler de possibles effacements de consommation de pointe non déclarés au sein du registre de maîtrise de la consommation de pointe. L'analyse révèle que les niveaux de consommation observés sur les plages horaires PP1 sont statistiquement inférieurs aux prévisions de consommation corrigées des erreurs de prévision de température, ce qui suggère que des effacements indissociables de la fourniture supplémentaires ont potentiellement été mobilisés sur ces plages horaires. Cet effet est chiffré

à environ 300 MW, mais reste sujet à caution étant donné l'incertitude concernant son évaluation (+/- 100 MW) et l'incitation du prix de l'énergie concomitante à celle du prix de la capacité. Le volume d'effacements implicites ne s'est donc pas développé massivement durant la période étudiée, ce que confirme l'absence de développement d'offres de marché ayant recours au signal tarifaire utilisé par l'option Tempo du TRV.

En définitive, ces choix d'architecture visant à faire des consommateurs des acteurs dynamiques du mécanisme de capacité ont joué, mais dans des proportions relativement faibles sur la période 2017-2019 (+300 MW d'effacement implicite). Il apparaît cependant 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<sup>110</sup>) 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).

**Figure 5.4** Évolution des volumes d'effacement implicites au cours des trois premières années de livraison



### 5.3.2 Cette optionalité offerte aux acteurs obligés conduit à ce que 5% de la demande agrégée n'est pas couverte avant l'année de livraison

Dans l'architecture en place, les acteurs obligés ont ainsi la possibilité de couvrir leur obligation tardivement pour leur permettre de décider jusqu'au dernier moment d'arbitrer entre couvrir leur niveau de consommation avec des garanties de capacité ou effacer leur consommation sur les périodes de pointe PP1. En pratique, les acteurs obligés sont incités à couvrir leur besoin en capacité avant mars AL+3 car c'est à cette date qu'ils sont pénalisés financièrement en cas d'écart entre le nombre de garanties de capacité détenues et leur obligation définitive. Pour compléter son retour d'expérience et évaluer de quelle manière les acteurs obligés se sont approprié le dispositif, RTE s'est intéressé au rythme de couverture de l'obligation de capacité.

<sup>110</sup>. Une évaluation des éventuels effacements implicites lors de l'année de livraison 2020, caractérisée par un niveau de prix élevé pendant l'année de livraison, serait de nature à instruire ce point.

Le calcul de la couverture de l'obligation est le résultat de la comparaison entre les garanties de capacité détenues par les comptes acteurs obligés à une date donnée et le niveau d'obligation définitif. Afin de ne pas sous-estimer le niveau de couverture des acteurs obligés, à une date donnée, il est nécessaire de procéder à plusieurs ajustements d'ordre temporel :

- ▶ Les garanties de capacités obtenues via l'ARENH sont considérées comme obtenues dès le résultat du guichet ARENH de novembre (en pratique, il existe un délai de traitement entre le résultat du guichet ARENH et la réception des garanties de capacité sur les comptes des acteurs obligés).
- ▶ Les garanties de capacité obtenues au titre du tarif de cession pour les TRV des ELD<sup>111</sup> sont considérées comme obtenues dès le début de l'année de livraison (en pratique, les garanties de capacité liée au tarif de cession peuvent être transférées après l'année de livraison).
- ▶ Les acteurs intégrés peuvent détenir des garanties de capacité sur d'autres comptes que leur compte acteur obligé tout en les réservant pour la couverture de leur obligation. Lorsque le flux futur de garanties de capacité obtenues par un compte acteur obligé via un de ses autres comptes est plus important que le flux futur de garanties de capacité cédées par ce compte acteur obligé, l'acteur est considéré comme intégré et ce flux positif net est comptabilisé dans la couverture de l'acteur obligé<sup>112</sup>.

La majorité de l'obligation est couverte en amont de l'année de livraison, ce qui s'explique par les cessions internes réalisées par les acteurs intégrés (environ 55%), par l'achat de garanties de capacité sur le marché ou en gré-à-gré (environ 30%) et, dans une moindre mesure, des garanties de capacité obtenues via l'ARENH (de l'ordre de 10%<sup>113</sup>).

Malgré la capacité des acteurs à anticiper, en fin d'AL-1, leur niveau d'obligation définitif, comme

évoqué en section 5.2 et le faible volume d'effacement implicite constaté (300 MW), l'analyse révèle que les acteurs obligés n'ont pas couvert la totalité de leur pré-estimation d'obligation avant le début de l'année de livraison. En effet, au 1<sup>er</sup> janvier AL, seul 95% du besoin était couvert, laissant près de 5 GW d'obligation à couvrir par les acteurs obligés au cours de l'année de livraison.

Outre l'optionnalité de déclencher jusqu'au dernier moment des effacements implicites plutôt que de se couvrir avec des garanties de capacité, le choix des acteurs obligés de pratiquer une couverture tardive de leur obligation peut s'expliquer par des questions de trésorerie qui peuvent pousser les acteurs obligés à rapprocher leurs achats de garantie de capacité de la période de facturation de leurs consommateurs. Cela peut également provenir de l'incertitude portant sur l'évolution du besoin en garanties de capacité des acteurs obligés entre l'ouverture de l'année de livraison (début des possibilités d'échange) et la fin de l'année de livraison (consommation réalisée connue), qui provient notamment (i) des changements du portefeuille client (part de marché des fournisseurs et évolution de consommation des clients), (ii) du nombre de garanties de capacité obtenues par la souscription ARENH (incertitude sur l'existence et le niveau d'écêtement), (iii) du placement des jours PP1 au cours de l'année et (iv) de la méthode de calcul du gradient (voir chapitre 6). En pratique et sur la période 2017-2019, les acteurs obligés profitent alors d'un marché excédentaire en garanties de capacité pour attendre une meilleure révélation de l'information concernant leur niveau d'obligation en conservant l'option de la mise en place d'effacement implicite et éviter *in fine* la surcouverture de leur obligation.

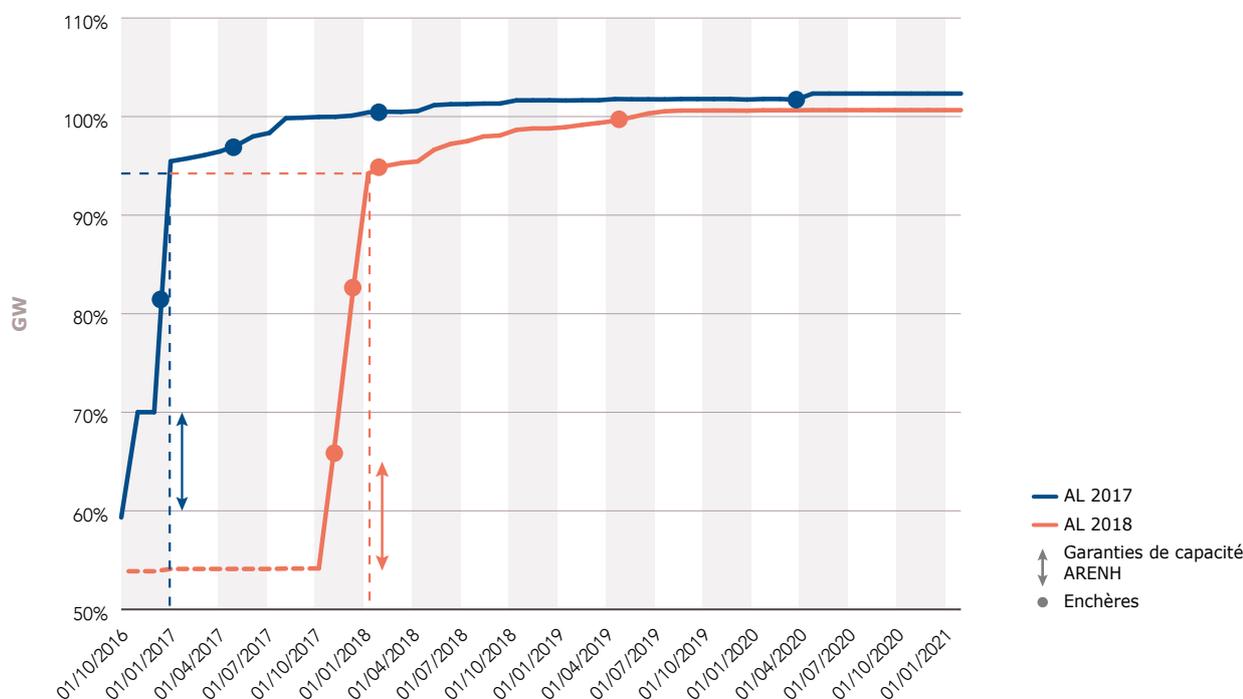
Cependant, cette couverture tardive peut être problématique à plusieurs titres :

- ▶ Le prix qui émerge de la dernière enchère avant le début de l'année de livraison est

<sup>111</sup>. Entreprise locale de distribution

<sup>112</sup>. Si le flux futur d'un compte acteur obligé est négatif (i.e. position net vendeur), son niveau de couverture est défini uniquement sur la base des garanties de capacité détenues à une date donnée. Cette hypothèse peut conduire à surestimer la couverture des acteurs obligés utilisant leur compte AO dans une logique de *trading* (achat puis revente).

<sup>113</sup>. Pour les années de livraison 2017 et 2018. Depuis 2019, environ 15% de l'obligation France est couverte par des garanties de capacité ARENH.

**Figure 5.5** Rythme de couverture des acteurs obligés pour les AL 2017 et 2018

particulièrement important puisqu'il participe à la détermination du prix de référence pour les écarts<sup>114</sup>, pour les appels d'offre long terme (AOLT) et effacement (AOE) et constitue également une référence de prix pour le complément d'approvisionnement en capacité consécutif à un éventuel écrêtement de l'ARENH. L'absence d'une partie conséquente de la demande restante en garanties de capacité à cette échéance ne permet pas le rencontre de l'offre et de la demande résiduelle à cette échéance, ce qui conduit à affecter la lisibilité de la formation du prix lors de cette enchère de référence. De plus, RTE constate que le nombre de garanties de capacité invendues lors de ces enchères (AL 2017 et 2018) était supérieur aux 5 GW non

couverts par les acteurs obligés au 1<sup>er</sup> janvier<sup>115</sup> et qu'ainsi, la couverture incomplète et tardive des acteurs obligés résulte bien d'une stratégie d'enchère et de couverture et non d'un manque de liquidité sur le marché de capacité.

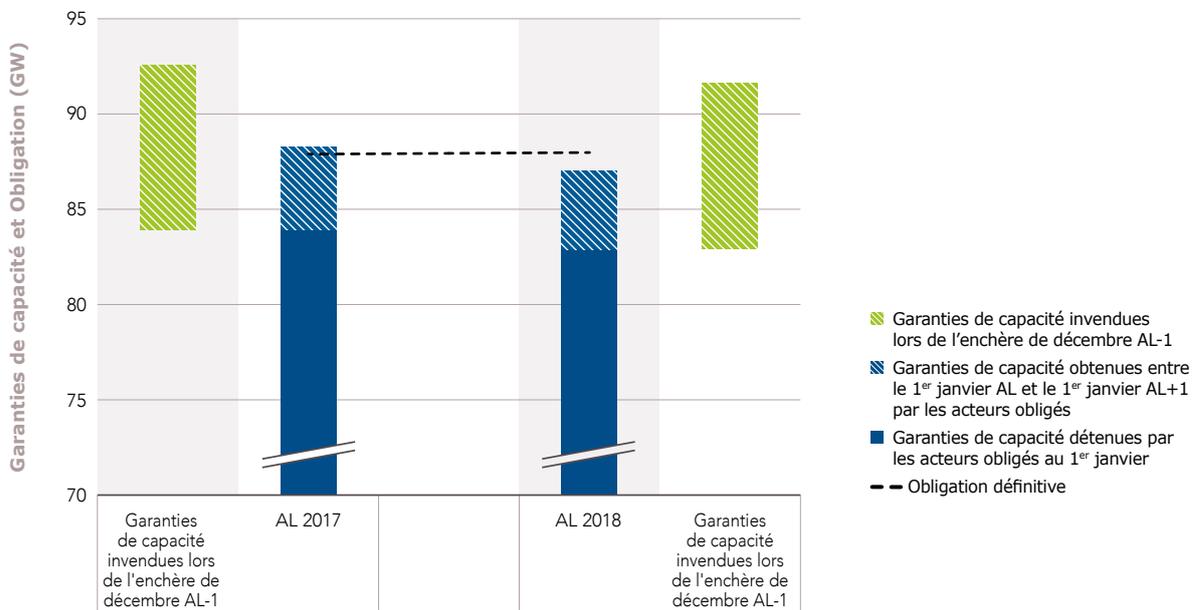
- La disponibilité des capacités correspondantes au besoin non couvert par les acteurs obligés avant le 1<sup>er</sup> janvier s'est avérée nécessaire au respect du critère de sécurité d'approvisionnement. Bien que ces capacités aient pu vendre leurs garanties de capacité après le début de l'année de livraison, leurs revenus capacitaires n'ont pas été sécurisés en amont de l'année de livraison, au moment où les exploitants arbitrent entre maintien et fermeture du moyen de production<sup>116</sup>.

<sup>114</sup>. À partir d'AL 2020, le prix de référence des écarts en capacité (PREC) est déterminé uniquement sur la base de cette enchère.

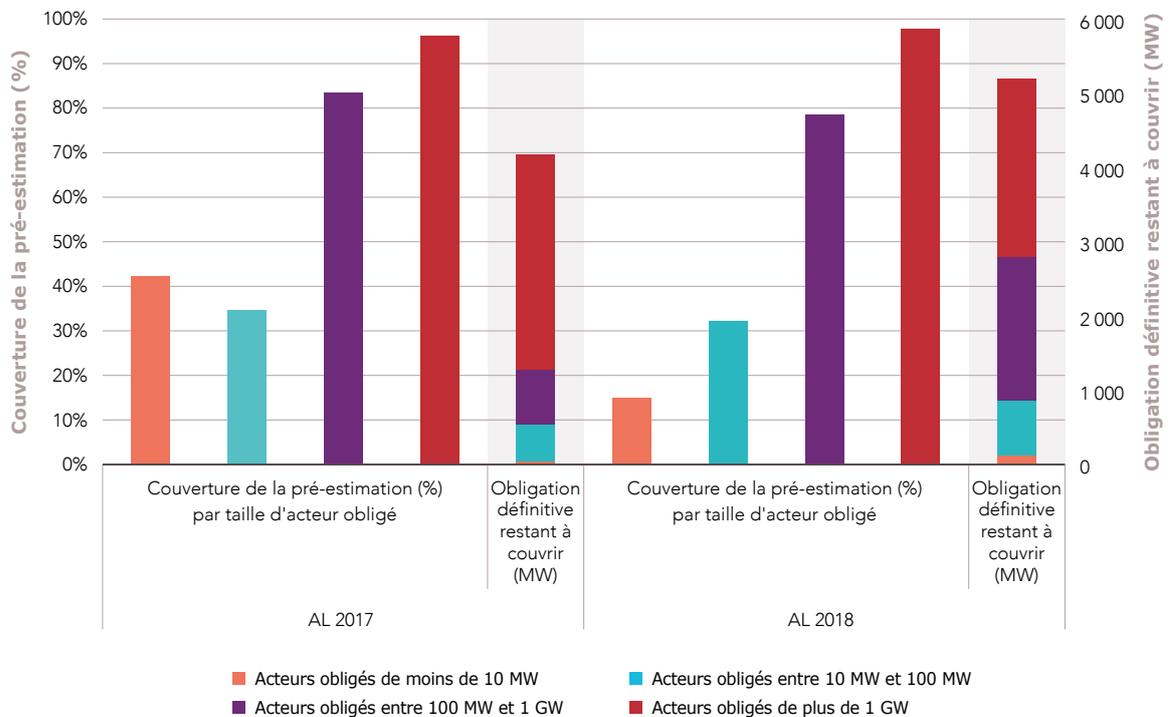
<sup>115</sup>. Conformément au plafond de prix sur les exercices AL 2017 et AL 2018, ces garanties de capacité ont été proposées à un prix inférieur à 20 000 €/MW.

<sup>116</sup>. Le choix de fermer ou maintenir une capacité n'est pas uniquement le résultat de la sécurisation d'un revenu capacitaire mais dépend également des conditions socio-économiques des sites concernés ainsi que les autres sources de revenu.

**Figure 5.6** Situation de la couverture des acteurs obligés au 1<sup>er</sup> janvier AL



**Figure 5.7** Pour les acteurs ayant envoyé une pré-estimation, comparaison entre le % de couverture de la pré-estimation et le volume de couverture manquant en fonction de la taille des acteurs obligés



- Compte tenu de la multiplicité des enchères et de la liberté donnée aux acteurs obligés concernant la temporalité de leur couverture, les exploitants de capacité peuvent être amenés à ne pas offrir leurs garanties de capacité au niveau du missing money des technologies auxquelles les garanties de capacité correspondent (voir section 5.5 pour plus de détail).

De manière analogue aux écarts constatés entre les pré-estimations d'obligation et l'obligation définitive, l'analyse révèle que les plus petits acteurs

obligés sont moins bien couverts (de l'ordre de 30%) que les gros acteurs obligés au début de l'année de livraison (plus de 95%).

Pour autant, le volume non-couvert est en majeure partie (70%) le résultat de la couverture partielle des acteurs obligés de plus grande taille. Si, en proportion, les plus petits acteurs obligés sont moins bien couverts, les acteurs obligés de plus grande taille se répartissent ainsi la majeure partie du volume non couvert.

## 5.4 Bouclage sur la disponibilité effective : l'anticipation décentralisée de la disponibilité des exploitants de capacité a été largement surestimée en amont des premières années de livraison mais a eu un effet positif sur la sécurité d'approvisionnement lors de l'hiver 2020-2021

Une des caractéristiques majeure du mécanisme de capacité consiste à faire boucler l'équilibre du marché sur des données effectives, dans la mesure où il fonde *ex post* l'obligation définitive des acteurs obligés sur les consommations observées et contrôle a posteriori la disponibilité constatée des capacités certifiées détenues par les exploitants, ce qui les incite à se rendre disponibles lors des périodes de pointe (par opposition à un mécanisme qui ferait le choix de rémunérer la puissance installée). Plusieurs arguments ont été avancés avant le lancement du mécanisme de capacité pour expliquer ces choix.

Ainsi, côté offre également, l'anticipation de la disponibilité repose sur la somme d'anticipations décentralisées (bien que la notion de mécanisme décentralisé fait en général plutôt référence à la décentralisation de la demande) : les exploitants de capacité sont responsables de l'estimation de leur niveau de disponibilité prévisionnelle et de la vente de leurs garanties de capacité. Le cadre réglementaire portant sur les frais de rééquilibrages et le règlement des écarts (entre le niveau de capacité certifié et la disponibilité constatée) a pour objectif de les inciter à estimer le plus finement possible et au plus tôt leur disponibilité prévisionnelle.

Par ailleurs, ce bouclage sur la disponibilité effective vise à inciter l'ensemble des exploitants de capacité à être disponibles lors des jours de pointe de l'année de livraison et plus particulièrement encore lors des périodes tendues. Cette caractéristique a notamment été envisagée afin que le marché de capacité puisse renvoyer un signal prix dans des temporalités courtes dès qu'un aléa est identifié sur la sécurité d'approvisionnement afin de favoriser l'émergence de capacités utiles à la sécurité d'approvisionnement.

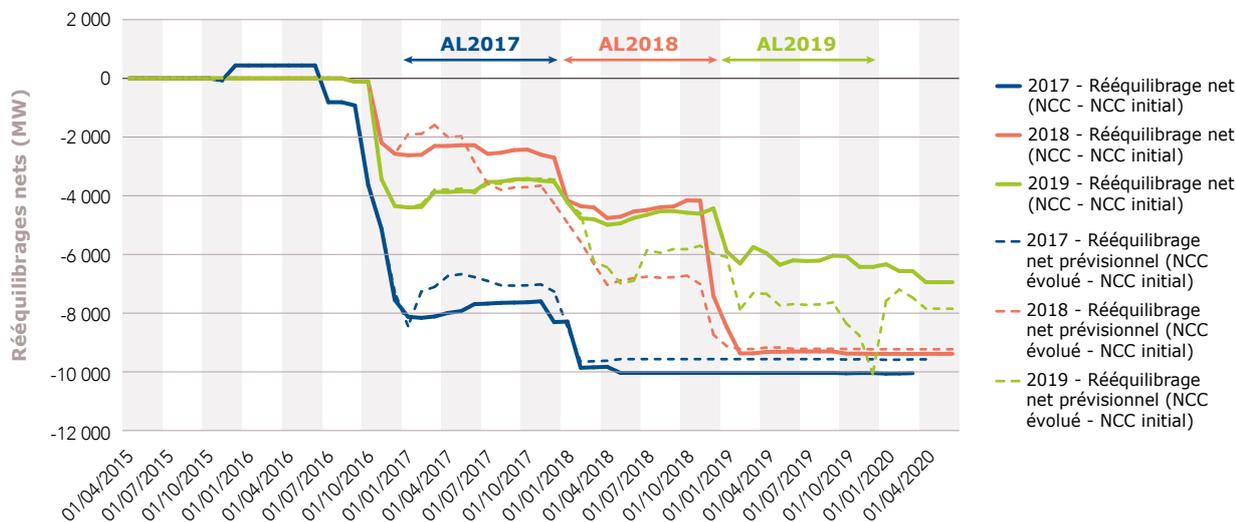
### 5.4.1 L'aptitude des exploitants de capacité à estimer leur disponibilité en amont de l'année de livraison interroge à la lumière des premières années de livraison bien que des effets d'apprentissage vont dans le sens d'une amélioration de ces anticipations décentralisées

L'aptitude des exploitants de capacité à anticiper leur niveau de disponibilité (et donc leur niveau de capacité effectif – NCE) peut s'évaluer à partir des deux indicateurs, mis à disposition par RTE sur son [Portail Services](#), que sont le Niveau de capacité certifié (NCC) – et le Niveau de capacité certifié évolué (NCC évolué) :

- ▶ Le NCC correspond au niveau de disponibilité contractualisé par les exploitants auprès de RTE. Il donne lieu à la délivrance de garanties de capacité valorisables sur le marché. L'évolution du NCC au cours du temps est le résultat des rééquilibrages des exploitants – qui, tout comme l'écart qui serait constaté en AL+3 entre le dernier NCC et le NCE peut exposer les acteurs à des frais financiers ;
- ▶ Le NCC évolué est une donnée déclarative et non contractuelle, qui correspond à la meilleure vision à date de leur disponibilité prévisionnelle (la dernière déclaration des exploitants ou dernier contrat signé en l'absence de déclaration).

Ces deux indicateurs peuvent évoluer chaque jour et fournissent ainsi une vision dynamique de la disponibilité prévisionnelle du parc lors des périodes de tension (les jours PP2). L'écart entre le NCC et le NCC évolué peut relever du choix d'un acteur de ne pas se rééquilibrer au plus proche de sa meilleure prévision de disponibilité<sup>117</sup> ou du délai de

<sup>117</sup>. Par exemple, compte tenu des frais financiers de rééquilibrage (voir chapitre 8).

**Figure 5.8** Évolution du volume de rééquilibrage net pour AL 2017 à 2019

traitement des demandes de rééquilibrages, plus chronophage que les demandes d'évolution de paramètre<sup>118</sup>. L'ensemble des rééquilibrages présentés par la suite sont comptabilisés à la date de demande des acteurs afin de ne pas être affectés par les délais d'instruction inhérents à la signature d'un contrat.

En comparant les niveaux de disponibilité contractualisée et les niveaux de disponibilité prévisionnelle à la certification initiale des exploitants, il est possible de connaître l'évolution historique du volume de rééquilibrage net et anticipé par les acteurs et d'en tirer les constats suivants :

- Les exploitants de capacité ont largement surestimé leur niveau de disponibilité lors de leur certification initiale puisque les rééquilibrages successifs ont conduit à un NCC final jusqu'à 10 GW (AL 2017) plus faible que le NCC initial. Ce biais à l'optimisme a donné lieu à des rééquilibrages massifs quelques mois avant le début des années de livraison, en particulier près de

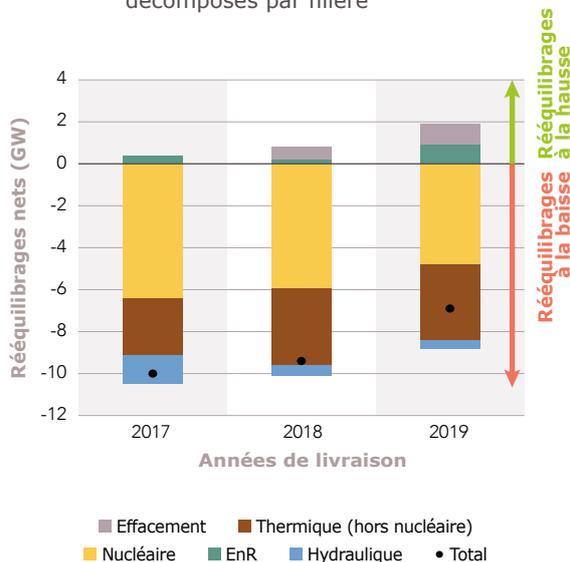
30% du volume de rééquilibrage a lieu entre l'enchère de référence<sup>119</sup> et le 1<sup>er</sup> janvier AL ;

- Le NCC évolué s'est trouvé inférieur (jusqu'à 3 GW au cours d'année de livraison 2018) au NCC la majeure partie du temps sur les trois premières années de fonctionnement du mécanisme de capacité. Compte tenu de l'orientation des rééquilibrages à la baisse, le NCC évolué a donc pu constituer une anticipation des évolutions du NCC, ce qui prouve que (i) les acteurs avaient conscience de leur biais à l'optimisme et (ii) n'ont pas réalisé, au plus tôt, de rééquilibrages à leur meilleure prévision de disponibilité (voir chapitre 8) qui se seraient trouvés justifiés *a posteriori*.
- Il semble exister de premiers effets d'apprentissage puisque le biais à l'optimisme paraît se réduire pour l'année de livraison 2019, pour laquelle le volume de rééquilibrage net est inférieur aux AL 2017 et 2018, et que la plupart de ces rééquilibrages ont pu être effectués plusieurs années en amont de l'année de livraison.

<sup>118</sup>. Ce type de demande consiste en une re-déclaration de la disponibilité qui ne nécessite pas la signature d'un contrat de certification et qui modifie uniquement le NCC évolué. Elle est obligatoire pour toute variation d'au moins 100 MW du NCC.

<sup>119</sup>. Il s'agit de la dernière enchère avant le début de l'année de livraison.

**Figure 5.9** Total des volumes de rééquilibrages nets décomposés par filière



De plus, 2019 est la première année de livraison qui n'a pas donné lieu à des rééquilibrages de plusieurs GW après la fin de l'année de livraison. Cependant, si ce biais semble se résorber par des effets d'apprentissage, 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.

L'ensemble des filières sont concernés par le biais à l'optimisme détecté à la maille nationale. La filière nucléaire porte plus de 50% des volumes rééquilibrés nets, en cohérence avec sa contribution à la sécurité d'approvisionnement française. Seules les entités relatives aux filières effacements et EnR font apparaître des rééquilibrages orientés à la hausse mais cela s'explique essentiellement par leur manière de procéder à l'ajout de sites après la certification initiale<sup>120</sup>.

## 5.4.2 La déclinaison des anticipations du Bilan prévisionnel aboutit à des estimations centralisées proches du niveau de disponibilité constaté

RTE réalise, chaque année, des études d'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité sur la base des informations disponibles, des retours des acteurs à la consultation publique ainsi que d'une représentation probabiliste des aléas affectant le système électrique (météo, disponibilité du parc de production, etc.).

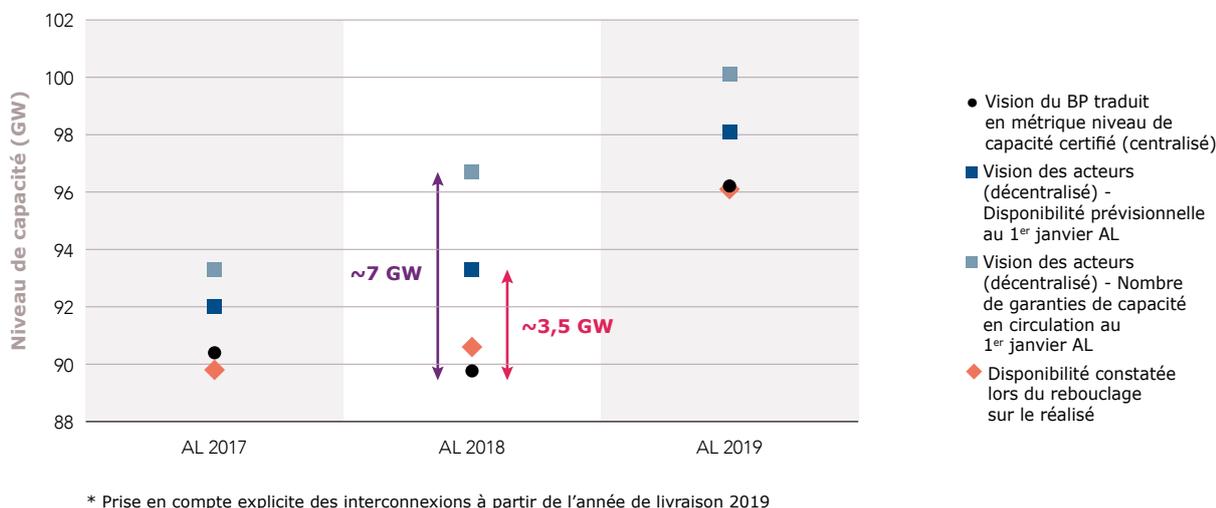
RTE a appliqué les principes de calcul du NCC (i.e. calcul de l'espérance de disponibilité sur la base de tirages probabilistes de jours PP2, application des coefficients « filières », etc.) aux hypothèses considérées dans les Bilans prévisionnels concernant la disponibilité des capacités NCC afin de comparer les anticipations décentralisées de disponibilités des acteurs à celles, centralisées, du Bilan prévisionnel.

En toute rigueur, seule la disponibilité affichée sur le mécanisme de capacité en amont de l'année livraison est comparable à celle du Bilan prévisionnel puisqu'elles renvoient toutes deux à un même niveau d'information sur l'année de livraison à venir. Une fois l'année de livraison débutée et le premier jour PP2 tiré, les exploitants acquièrent une information croissante sur leur niveau de disponibilité qui est entièrement déterminé une fois que plus aucun jour PP2 ne peut être tiré.

La comparaison de la vision centralisée du Bilan prévisionnel avec le niveau de disponibilité contractualisée (NCC) et de disponibilité prévisionnelle (NCC évolué) atteste de l'optimisme des acteurs quant à leur disponibilité. En effet, la disponibilité anticipée par les acteurs est nettement supérieure, pour l'ensemble des années de livraison, à la vision du Bilan prévisionnel (par exemple, de l'ordre de 3,5 GW pour 2018, vu du 1<sup>er</sup> janvier 2018 et jusqu'à 7 GW par rapport au volume de garanties de capacité en circulation à cette même date).

<sup>120</sup>. En effet, certains opérateurs d'effacements procèdent dans un premier temps à la création d'une entité de certification avec quelques sites, puis ajoutent jusqu'au 31 octobre AL + 1 les sites qu'ils sont parvenus à contractualiser. Pour les capacités EnR sous obligation d'achat, les certifications sont également effectuées sous la forme de rééquilibrage tous les deux mois, au fur à mesure de la mise en service des sites sous obligation d'achat.

**Figure 5.10** Comparaison de la vision décentralisée des exploitants de capacité avec la vision centralisée reconstituée à partir du Bilan prévisionnel



L'analyse de la disponibilité constatée permet d'identifier que l'hypothèse de RTE établie dans le Bilan prévisionnel s'est avérée plus réaliste que l'anticipation des exploitants de capacité, reflétée dans leurs certifications, qui a été sur-évaluée systématiquement d'au moins 2 GW. L'écart tend néanmoins à se réduire depuis 2019, confirmant de possibles effets d'apprentissage de la part des exploitants.

### 5.4.3 Le prix de la capacité renvoie les incitations économiques adéquates en cas de difficulté sur la sécurité d'approvisionnement, comme l'a illustré l'hiver 2020-2021

Le caractère décentralisé du mécanisme de capacité français est également lié à sa temporalité qui lui assure une grande adaptabilité et lui permet de minimiser son coût pour le consommateur. En effet, la possibilité d'échanger des garanties de capacité jusqu'au dernier moment permet de faire émerger un prix de la capacité cohérent avec les aléas intervenant à la fois côté offre (évolution de la

disponibilité, émergence de nouvelles capacités) et côté demande (contexte macroéconomique, structure de la consommation) à différentes échéances. Ainsi, le mécanisme décentralisé français offre la possibilité aux acteurs de marché de gérer ces risques sur le long comme sur le court terme : en théorie, cela écarte à la fois le risque de surdimensionnement du système électrique et le risque de sous-investissement (incitation par le prix de la capacité), dans la mesure où l'apparition du prix de la capacité est cohérente avec la temporalité pour faire émerger des capacités ou de réduction de la consommation.

La propagation de la Covid-19 sur le territoire français en 2020 a provoqué une crise sanitaire sans précédent qui n'a pas été sans impact sur le système électrique français puisque cela a entraîné une baisse de la consommation (de l'ordre de 15% au plus fort de la crise<sup>121</sup>) et une diminution de la disponibilité anticipée du parc nucléaire pour l'hiver 2020-2021. La modification profonde de l'équilibre du marché de capacité qui en a résulté a provoqué, comme le permet le choix d'architecture du mécanisme français, une réaction logique des acteurs de marché.

121. RTE, 2020, *Équilibre offre-demande pour l'hiver 2020-2021*, [https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-11/Rapport\\_hiver%202020-2021\\_novembre%202020%20DEF\\_0.pdf](https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-11/Rapport_hiver%202020-2021_novembre%202020%20DEF_0.pdf)

### 5.4.3.1 Suite à la diminution de la disponibilité du parc nucléaire du fait des décalages de maintenance imposés par la crise sanitaire, le prix de la capacité a augmenté...

La baisse de la disponibilité de la filière nucléaire s'est matérialisée par une baisse de plusieurs GW du NCC évolué au mois de mai 2020 (baisse de l'ordre de 7 GW pour AL 2020 et de 3,5 GW pour AL 2021). RTE a communiqué dès le mois de juin 2020<sup>122</sup> sur le diagnostic de sécurité d'approvisionnement de l'hiver à venir et l'a placé sous vigilance particulière. La brusque modification de la situation de sécurité d'approvisionnement s'est traduite par une forte hausse des prix sur le mécanisme de capacité pour les années de livraison 2020 et 2021 principalement (de l'ordre de 25 k€/MW). Cette hausse confirme que l'architecture décentralisée et sa temporalité ont permis de renvoyer un signal-prix reflétant les aléas affectant l'équilibre offre-demande et ce, même à moins d'un an de l'échéance, ce qui constitue une particularité du mécanisme de capacité français.

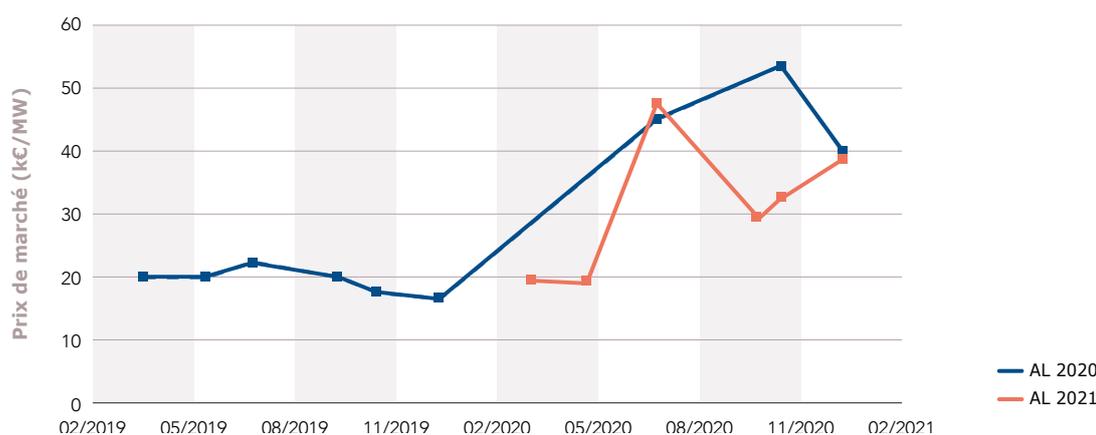
Le recours à un marché décentralisé ne réduit pas le risque d'une telle situation par nature

difficilement prévisible mais assure que le coût n'en soit pas transféré à la collectivité. En effet, les acteurs responsables de cette situation sont fortement incités à se rééquilibrer pour ne pas se voir appliquer des pénalités correspondant à leur écart sur leur périmètre lors des règlements financiers. Par ailleurs, le prix de la capacité peut également favoriser l'émergence de capacités utiles à la sécurité d'approvisionnement (à un coût plus faible que celui d'une coupure d'électricité pour les consommateurs).

### 5.4.3.2 ... ce qui a favorisé l'émergence de capacités améliorant la sécurité d'approvisionnement

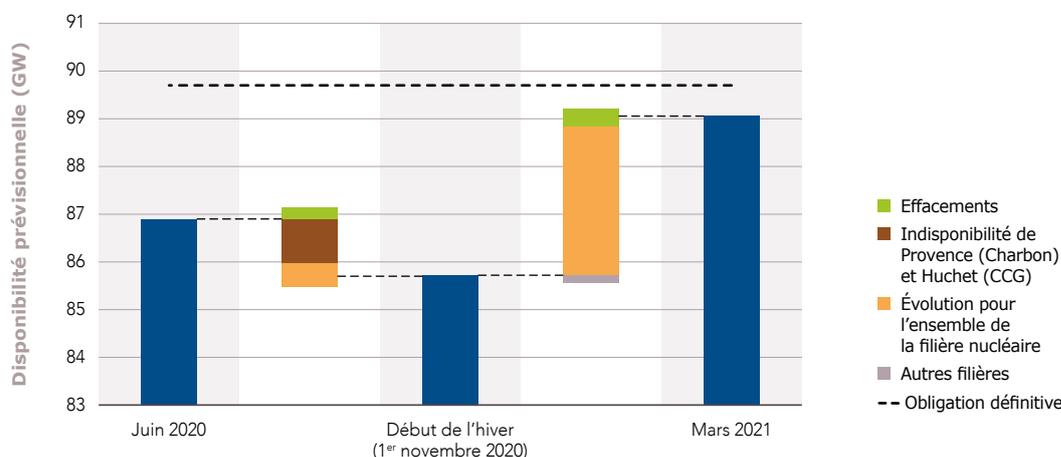
Dans l'architecture décentralisée retenue pour le mécanisme de capacité français, le prix de la capacité constitue en effet un signal économique adressé à tous les acteurs susceptibles de dégager des marges supplémentaires : lorsque le prix de la capacité augmente, les consommateurs sont incités à réduire leur consommation sur les plages PP1 et de nouvelles capacités utiles à la sécurité d'approvisionnement peuvent être mobilisées sur les plages PP2. La situation atypique vécue au cours de l'année 2020

**Figure 5.11** Évolution des prix de la capacité suite à la crise sanitaire pour les années 2020 et 2021



<sup>122</sup>. RTE, 2020, *Répercussions de la crise sanitaire sur l'approvisionnement en électricité pour l'hiver 2020-2021*, [https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/Analyse\\_preliminaire\\_hiver\\_2020-2021\\_-\\_VFinale-pdf.pdf](https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/Analyse_preliminaire_hiver_2020-2021_-_VFinale-pdf.pdf)

**Figure 5.12** Évolution de la disponibilité par filière pour l'année de livraison 2020 (entre juin 2020 et début mars 2021)



et l'augmentation du prix de la capacité qui s'en est ensuivie a permis de mesurer ces effets<sup>123</sup>.

RTE estime que l'évolution des prix sur le mécanisme de capacité pour les années 2020 et 2021 a conduit à la mobilisation de<sup>124,125</sup> :

- ▶ +600 MW d'effacements de consommation, qui peuvent possiblement être imputés à l'évolution des prix.
- ▶ +2,5 GW d'évolution de la disponibilité du nucléaire et notamment le choix d'EDF d'ajuster ses plannings en réduisant la disponibilité du parc nucléaire sur l'été 2020 pour la maximiser sur l'hiver 2020-2021. Cette évolution peut s'expliquer au moins en partie par l'enjeu de sécurité d'approvisionnement en électricité des Français, qui s'est traduit par une élévation du prix de la capacité pour les années de livraison 2020 et 2021. Sans préjuger de l'impact financier de la crise sanitaire pour EDF, les revenus liés à l'amélioration de la disponibilité nucléaire<sup>126</sup> sur l'hiver

2020-2021 suite au réaménagement du planning sont pour 30% de type capacitaire compte tenu des niveaux de prix de la capacité observés pour AL 2020 depuis le début de la crise sanitaire et des prix spot réalisés sur la même période. Il convient de noter que cette évaluation économique n'est pas nécessairement le seul motif de l'amélioration de la disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire sur l'hiver 2020-2021.

Alors qu'un déficit de capacité de l'ordre de 4 GW était clairement établi pour AL 2020, cette mobilisation a permis de se rapprocher de l'équilibre entre l'offre et la demande de capacité.

Néanmoins, il est délicat d'établir le rôle exact du signal-prix de la capacité dans ces évolutions car d'autres facteurs explicatifs viennent s'y superposer :

- ▶ Une fois l'année de livraison débutée, une partie de l'évolution de la disponibilité des capacités peut être le résultat de la disponibilité

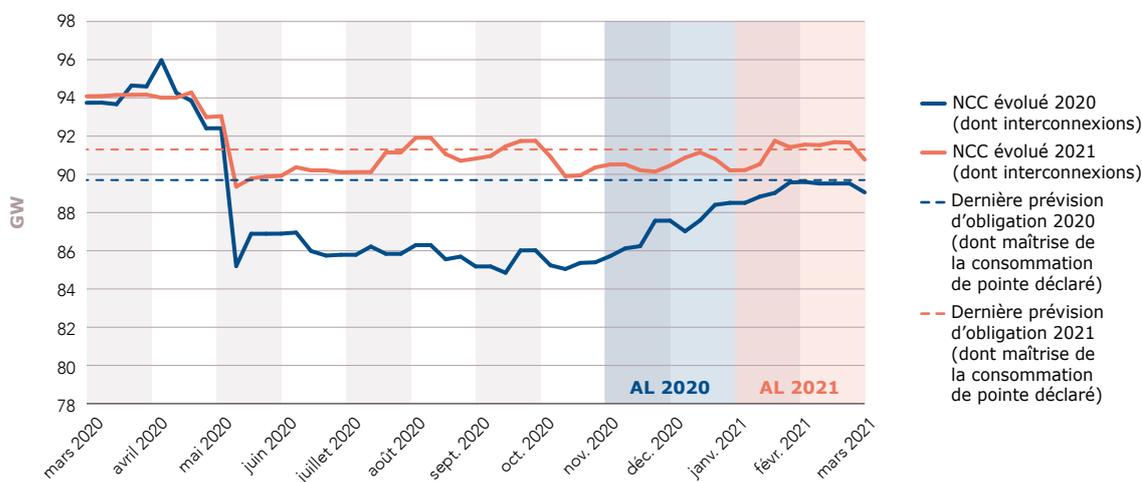
<sup>123</sup>. Seule la réaction du côté de l'offre de capacité a été évaluée compte tenu des délais pour connaître avec précision le niveau de la consommation lors de l'hiver 2020-2021.

<sup>124</sup>. Pour aider à cette mobilisation, deux enchères supplémentaires ont été organisées pour l'année de livraison 2020 et une session AL 2021 a été repoussée pour intégrer de nouvelles prévisions d'obligation réalisées par RTE.

<sup>125</sup>. L'impact des évolutions réglementaires initiées à l'été 2020 pour faciliter l'émergence de capacités utiles à la sécurité d'approvisionnement n'a pas pu être évalué.

<sup>126</sup>. Entre la disponibilité constatée et anticipée du nucléaire avant réaménagement du planning

**Figure 5.13** Évolution du niveau de disponibilité globale pour AL 2020 et 2021 depuis le début de la crise sanitaire, comparé aux dernières prévisions d'obligation (septembre 2020)



constatée lors des jours PP2 tirés. Compte tenu de la meilleure disponibilité du parc nucléaire en décembre 2020 qu'en novembre, le placement des jours PP2 au mois de décembre<sup>127</sup> a conduit à une évaluation de la disponibilité nucléaire supérieure à celle anticipée (sur une prévision statistique de distribution des jours PP2 lors des mois de novembre et décembre 2020).

- La tension sur l'équilibre offre-demande à l'origine de l'augmentation du prix de la capacité se traduit également par une hausse des prix sur les marchés de l'énergie qui incite les exploitants à maximiser leur production.
- Pour la filière effacement, une modalité exceptionnelle de l'AOE 2021 a attribué un bonus pour les capacités disponibles dès le 1<sup>er</sup> novembre 2020 et, dans une moindre mesure, une évolution exceptionnelle des règles du mécanisme de capacité a conduit à annuler certains frais qui se seraient appliqués à des nouvelles capacités, afin de favoriser leur émergence.

Par ailleurs, ces deux facteurs limitant le gisement de capacité accessible, il convient d'évaluer l'aptitude du mécanisme à faire émerger de nouvelles

capacités (ainsi qu'à inciter à l'amélioration de la disponibilité de capacités existantes) à l'aune, d'une part, du laps de temps séparant l'apparition du signal-prix de la période de livraison (lequel s'est avéré particulièrement court (6 mois) pour l'hiver 2020-2021) et, d'autre part, de la volatilité du prix de la capacité qui rend incertain le revenu que peuvent espérer ces nouvelles capacités.

En conclusion, 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 d'une part, et à l'amélioration de la disponibilité des moyens de production 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.

<sup>127</sup>. Hormis le 30 novembre

## 5.5 La formation des prix semble cohérente avec les fondamentaux, mais soulève des enjeux de lisibilité

Le mécanisme de capacité français fonctionne sous la forme d'un marché (aspect *market-based*), ce qui signifie que le prix du produit «garantie de capacité» est le résultat d'un équilibre entre l'offre et la demande (et non d'un choix administratif). Le choix d'une régulation par les quantités assure d'atteindre le dimensionnement recherché du parc de capacité (au contraire de la fixation *a priori* d'un prix administré de la capacité).

Dans un marché de capacité, le prix révèle la tension sur l'équilibre offre-demande mais aussi les limites du marché de l'énergie (présence de *missing-money*). Côté offre, il permet de monétiser les externalités positives sur la sécurité d'approvisionnement engendrées par la disponibilité des capacités tandis que, côté demande, il alloue aux consommateurs les coûts engendrés par leur consommation en période de pointe. Finalement, le prix de la capacité est le reflet de la contrainte en quantité qui pèse sur l'ensemble des acteurs et constitue un signal orientant les décisions individuelles vers l'atteinte du critère de sécurité d'approvisionnement.

**La formation adéquate du prix de la capacité est donc la condition sine qua none de l'atteinte des objectifs du mécanisme de capacité.**

Tant les incertitudes qui pèsent sur le niveau de demande présent lors des enchères que le biais à l'optimisme des exploitants de capacité quant à leur disponibilité prévisionnelle interrogent dès lors légitimement sur le niveau du prix de la capacité et soulèvent plus largement des questions liées à la robustesse et l'efficacité de l'architecture retenue pour le mécanisme.

Les analyses ci-après se concentrent sur les prix résultant des enchères organisées afin d'objectiver la formation du prix de la capacité et d'apporter de premières réponses à ces enjeux.

### 5.5.1 La formation du prix semble cohérente avec les fondamentaux théoriques

Les acteurs obligés et les exploitants peuvent échanger des garanties de capacité de manière bilatérale – en gré-à-gré – ou encore à travers le marché organisé sous forme de sessions de marché organisées qui, en régime nominal, doivent être au moins au nombre de 15 avant chaque année de livraison<sup>128</sup>.

Les prix formés lors des enchères sont utilisés comme référence de prix par de nombreux acteurs lors de leurs échanges en gré-à-gré et définissent :

- ▶ le Prix de Référence Marché (PRM) – moyenne arithmétique simple des prix révélés par les enchères précédant l'année de livraison – qui sert à la construction par empilement des tarifs régulés de vente (TRV)<sup>129</sup> et qui était la référence pour le règlement des écarts jusqu'à l'année de livraison 2019 ;
- ▶ le Prix du Règlement des Écarts (PREC)<sup>130</sup> – prix qui résulte de la dernière session de marché organisée avant le démarrage de l'année de livraison – qui est la référence de prix utilisée pour les règlements financiers à partir de l'année de livraison 2020 ainsi que pour les appels d'offres long terme (AOLT) et effacement (AOE).

À ce titre, les sessions d'échange de certificats de capacité ont généré un prix unique de la capacité,

<sup>128</sup>. Au 01/04/2021, se sont tenues 4 enchères pour AL 2017, 5 enchères pour AL 2018, 9 enchères pour AL 2019, 9 enchères pour AL 2020, 6 enchères pour AL 2021 et 5 enchères pour AL 2022.

<sup>129</sup>. Comme indiqué en note de bas de page n°68, depuis la délibération n° 2019-028 de la CRE, les TRV ne sont plus construits à partir du PRM mais à partir de la moyenne arithmétique du prix des enchères constatés sur les deux seules années précédant l'année de livraison. En pratique, dans la mesure où il ne s'est jamais tenu d'enchère plus de deux ans avant une année de livraison, le coût de l'approvisionnement en garanties de capacité a donc été pris en compte dans la construction des TRV de la même manière durant l'intégralité de la période considérée par le présent rapport.

<sup>130</sup>. À partir de l'année de livraison 2020, le PREC remplace le PRM comme référence de prix pour le règlement des écarts.

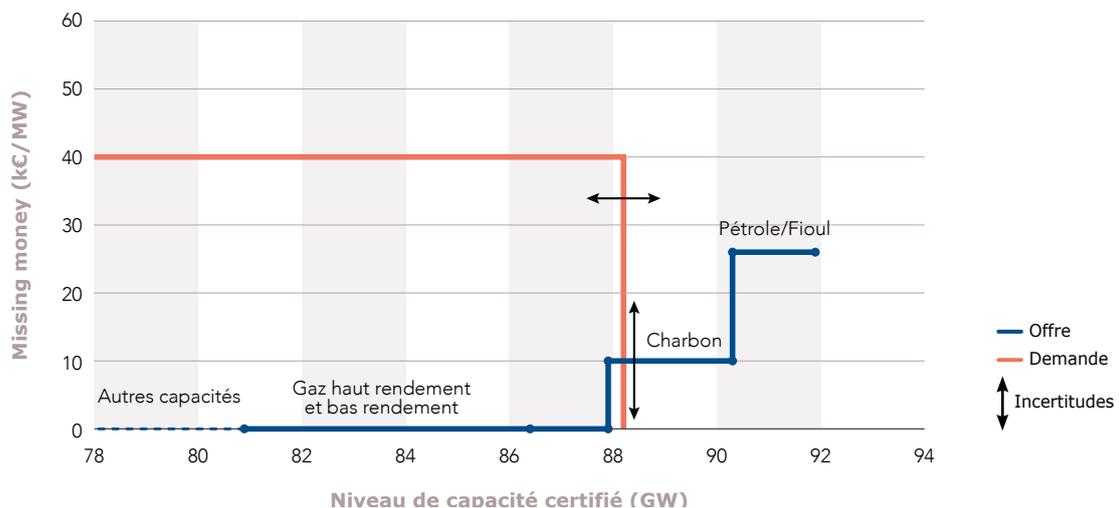
qui confère une valeur de référence à la sécurité d’approvisionnement – tel était un objectif initial du dispositif. Cette valeur s’est stabilisée aux alentours de  $\sim 15$  k€/MW/an avant la crise COVID et aux alentours de  $\sim 30-40$  k€/MW/an pour l’année 2021 et au-delà, une évolution du prix qui reflète une tension accrue sur l’équilibre offre demande qui ressort également du Bilan prévisionnel et donc de l’évaluation centralisée.

Dans les conditions de la concurrence pure et parfaite<sup>131</sup> et d’une enchère unique engageant l’ensemble de la demande des acteurs obligés, correspondant à la contribution de leurs consommateurs au risque de défaillance, et de l’offre résultant de l’engagement des exploitants quant à la disponibilité de leur moyens, la théorie économique fournit un cadre d’analyse de la formation du prix sur le marché de capacité via le concept de «missing money».

Sur le marché de l’énergie, les producteurs offrent leur production à leur coût marginal ; ainsi dès lors que le prix de marché s’élève au-dessus de ce coût, l’exploitant est incité à produire. Le prix du marché de l’énergie se trouve ainsi fixé au coût variable de fonctionnement du dernier moyen appelé et les producteurs couvrent ainsi assurément leur coût variable de production et reçoivent une rente infra-marginale (lorsque le moyen de production est activé mais qu’un autre moyen fait le prix de marché) pour couvrir leur coût fixe. La décision d’investir ou de maintenir une capacité s’effectue sur la base de l’espérance des revenus futurs (intégrant une aversion au risque des acteurs) sur le marché de l’énergie compte tenu de l’ensemble des coûts de fonctionnement<sup>132</sup>.

Le mécanisme de capacité doit alors permettre aux moyens de production et d’effacement existants non-rentables sur le seul marché de l’énergie, de compléter leur revenu à la mesure de leur

**Figure 5.14** Illustration de l’offre et de la demande théoriques sur le marché de capacité pour AL 2019 (à partir de l’analyse de la CRE dans son rapport de surveillance sur les marchés de gros de 2018)



<sup>131</sup>. Ces conditions sont classiquement l’atomicité des acteurs, l’homogénéité des biens échangés, la libre entrée et sortie du marché ainsi que l’absence d’asymétrie d’information et de toute forme d’externalité.

<sup>132</sup>. La décision d’investir ou de maintenir une capacité ne se fait néanmoins pas uniquement sur des critères économiques, d’autres paramètres (politiques, sociaux, etc.) pouvant également entrer en ligne de compte.

«missing money»<sup>133</sup> sur le marché de l'énergie. Le niveau de sécurité d'approvisionnement visé est alors atteint à l'aide du prix de la capacité ainsi formé sur le «missing money» du dernier moyen nécessaire à la sécurité d'approvisionnement. Si le «missing money» d'une capacité est supérieur au prix du marché de capacité, alors cette capacité n'est pas considérée comme utile à la sécurité d'approvisionnement, et à l'inverse, toutes les capacités nécessaires à l'atteinte du niveau de sécurité d'approvisionnement visé trouveront un complément de revenu sur le marché de capacité leur permettant de rester en fonctionnement<sup>134</sup>.

La CRE a développé un modèle pour assurer la surveillance du marché de capacité et vérifier que le prix de la capacité se forme au niveau attendu en se basant sur ce cadre théorique du «missing money». En effet, le prix théorique est reconstitué comme l'intersection entre une demande à tout prix (prix administré) pour tout le volume de prévision d'obligation publié par RTE et une offre correspondant à l'empilement croissant des «missing money» des différentes capacités du système électrique français selon leur niveau de disponibilité anticipé issu du registre public des capacités certifiées.

Les résultats de ces analyses, publiés dans ses rapports de surveillance des marchés de gros 2018 et 2019 amènent la CRE à conclure que «l'équilibre global du système se trouve, pour les années considérées (AL 2017 à 2019), au niveau des «missing money» des centrales thermiques à flamme» et que «les simulations présentées montrent que les prix issus des différentes enchères ayant eu lieu pour les années de livraison 2017 et 2018 semblent compatibles avec les fondamentaux du mécanisme de capacité»<sup>135</sup>.

### 5.5.2 Une évolution du niveau de prix cohérente avec l'évolution des marges observées lors des enchères portant sur les années de livraison 2020 et 2021

La crise sanitaire a conduit à un allongement des arrêts pour maintenance des centrales nucléaires, ce qui a entraîné une moindre disponibilité du parc nucléaire pour l'hiver 2020-21 et a conduit RTE à placer l'hiver sous «vigilance particulière» dès le mois de juin 2020. La situation de tension prévisionnelle sur l'équilibre offre-demande a logiquement affecté l'équilibre du marché de capacité pour les années de livraison 2020 et 2021, réduisant les excédents en certificats de capacité et faisant apparaître un déficit pour l'année 2020.

La différence entre la disponibilité prévisionnelle déclarée par les exploitants de capacité (NCC évolué) et la demande à venir pour couvrir l'obligation des acteurs obligés (prévision d'obligation France de RTE) constitue une «marge de capacité» reflétant la tension sur l'équilibre offre-demande et donc le prix de la capacité. En effet, plus la disponibilité anticipée du parc est faible, plus l'offre de capacité en sera diminuée, ce qui mène à une situation de rareté de la garantie de capacité et donc à une augmentation de son prix ; à l'inverse, une relativement faible consommation à la pointe induit une faible demande en garantie de capacité et, par conséquent, une baisse de son prix. Le prix de la capacité et la marge de capacité sont donc inversement proportionnels.

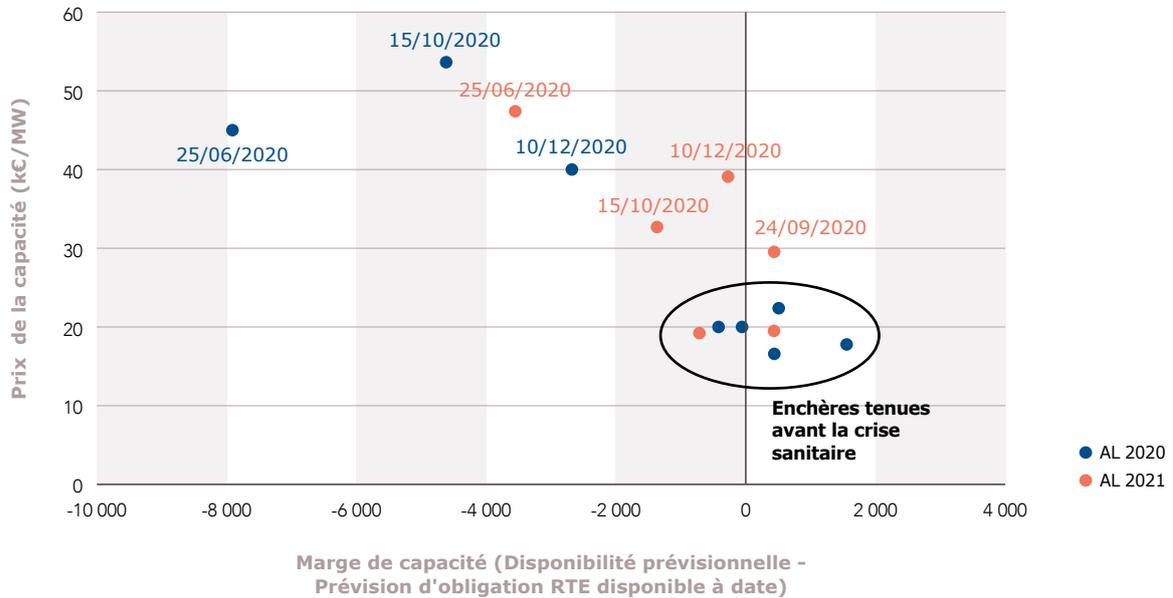
**La forte volatilité du prix et de la marge de capacité pour les années de livraison 2020 et 2021 a mis en exergue cette relation attendue – figure 5.12 – et confirmé la cohérence de l'évolution du prix de la capacité avec les fondamentaux.**

<sup>133</sup>. Le *missing money* est le résultat de la différence entre les coûts fixes nécessaires au fonctionnement du moyen de production (i.e. évitables par une fermeture) et les revenus apportés par les marchés de l'énergie. Il convient également d'en déduire les coûts de mise sous cocon ou de fermeture qui seraient engagés dans l'hypothèse où l'acteur choisirait de mettre fin à l'exploitation de l'actif. À noter également que le *missing money* peut évoluer dans le temps dans la mesure où les conditions de marché sont variables et que les coûts évitables diminuent en se rapprochant du temps réel.

<sup>134</sup>. Pour les nouvelles capacités, les coûts d'investissement sont des coûts évitables qui entrent donc en jeu dans la détermination du prix d'offre.

<sup>135</sup>. La CRE note également «une forte sensibilité du prix d'équilibre aux différentes hypothèses, notamment de coûts fixes des capacités de production et de niveau de la demande» ce qui «ne permet pas de statuer clairement quant à la capacité marginale».

**Figure 5.15** Lien entre les prix de la capacité et les marges de capacité lors des enchères



Il convient néanmoins de noter que cette analyse pour expliquer la formation des prix de la capacité présente plusieurs limites dont les principales sont :

- ▶ lorsqu’une enchère a lieu avant le début de l’année de livraison, une partie du parc de capacité peut ne pas encore être certifié, comme les effacements qui peuvent effectuer une demande de certification sans frais jusqu’au 31 octobre AL-1.
- ▶ La marge de capacité ne constitue pas le seul facteur explicatif du niveau du prix de la capacité. En effet, la formation du prix de la capacité dépend également du «*missing money*» de la capacité marginale, qui évolue en fonction de ses coûts fixes et de ses revenus sur le marché de l’énergie.
- ▶ Compte tenu des différents paliers de «*missing money*», la relation décroissante entre le prix de la capacité et la marge de capacité n’est pas nécessairement linéaire.

### 5.5.3 Les écarts entre les courbes d’offre et de demande issues des enchères et les courbes issues de la théorie économique du missing money interrogent la lisibilité de la formation du prix

Dans les mêmes rapports de surveillance du marché de gros (2018 et 2019) qui ont conclu à la compatibilité des fondamentaux du mécanisme de capacité avec la formation du prix, la CRE a formulé des préoccupations quant au fonctionnement observé des enchères qui ne se caractérisent pas par des prix d’offre reflétant le niveau de *missing money* par technologie, ni par un niveau de demande à tout prix (figure 5.13), comme cela était anticipé en théorie. Cette préoccupation par rapport à la transparence de la formation du prix lors des enchères (lisibilité des courbes d’offre et de demande) a été largement partagée par les acteurs de la concertation qui font le constat qu’un large palier d’offre influence fortement la formation du prix lors des sessions de marché organisé.

Ainsi, sur la base de ce fonctionnement empirique, la CRE explique que « l'architecture du mécanisme ne permet pas la rencontre efficace de l'offre et de la demande et conduit certains acteurs à ne pas offrir leurs garanties de capacité au niveau du « missing money » de leurs capacités. »

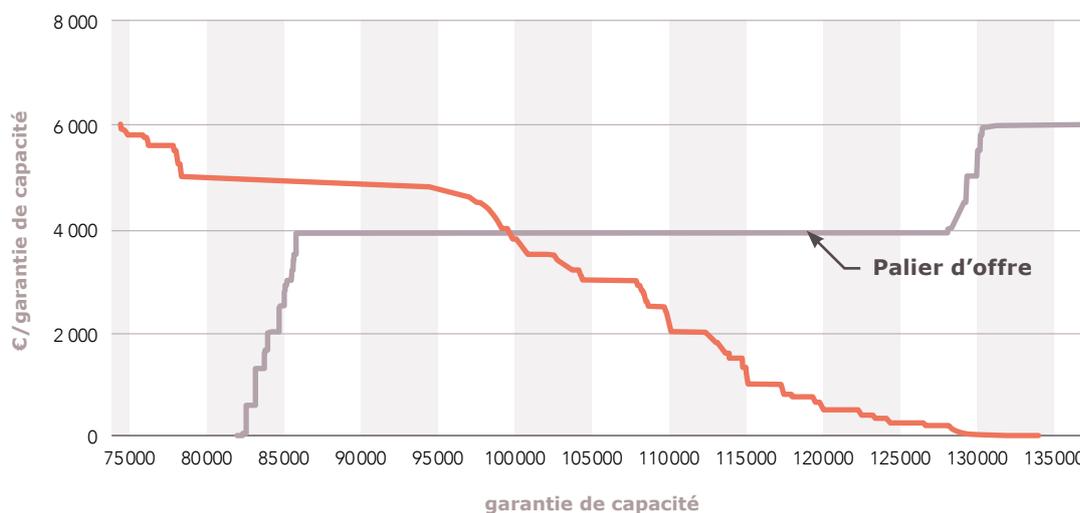
En théorie, les capacités dont les revenus sont assurés par le seul marché de l'énergie devraient être amenées à offrir leurs garanties de capacité à un prix nul. En pratique, un tel comportement n'est pas observé sur le marché de capacité, certains offreurs de capacité faisant le choix de proposer leur garantie de capacité à un prix de réserve.

Le retour d'expérience met en lumière que la multiplicité des enchères 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. Par exception à la liberté donnée aux acteurs obligés pour couvrir leur obligation, les exploitants de capacité pouvant se trouver en position dominante<sup>136</sup> sont contraints d'offrir une partie de leur garantie de capacité à chaque enchère et ainsi être amenés à imposer un prix de réserve. L'ensemble de ces constats étaient déjà partagés par la CRE dans son rapport de surveillance sur les marchés de gros 2018.

**Près de la moitié des enchères organisées se sont conclues à un prix au niveau du plateau d'offre, ce qui crée un fort enjeu de lisibilité sur la formation du prix.**

**Figure 5.16** Enchère de décembre 2020 pour AL 2021 (Source : EPEX SPOT), illustration d'un croisement de la demande sur un plateau d'offre



<sup>136</sup>. Les exploitants de plus de 3 GW de capacités certifiées doivent offrir un niveau minimum de garanties de capacité sur chacune des enchères.

## 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

### 6.1 Les signaux Période de Pointe (PP) du mécanisme de capacité s'attachent à renvoyer une incitation à la disponibilité et à la maîtrise de la consommation effectives lors des périodes de pointe et de tension

Côté offre comme côté demande, le mécanisme de capacité français s'attache à ce que l'obligation et le nombre de certificats bouclent sur des données effectives, mesurées sur un nombre limité de jours par an (signaux PP sur mécanisme de capacité). Afin de responsabiliser les consommateurs sur leur niveau de consommation à la pointe, l'obligation de capacité est évaluée sur la base de données de consommation constatée lors des pics de consommation (jours PP1). S'agissant du contrôle de la disponibilité, le mécanisme de capacité français fait également le choix de mesurer la disponibilité effective sur des plages ciblées de l'hiver (PP2) sur la base d'un critère consommation (jours PP1)<sup>137</sup> et d'un critère tension (jours PP2 non-PP1)<sup>138</sup>. Ces modalités ont été retenues lors de la conception du mécanisme de capacité afin que l'état de tension du système lors d'une année de livraison se reflète sur l'équilibre offre demande du marché de capacité, introduisant des incitations à la réduction de la consommation sur les plages horaires PP1

et à l'amélioration de la disponibilité effective sur les jours de pointe PP2 proportionnées au besoin effectif pour la sécurité d'approvisionnement (voir section 5.4).

Ce dispositif visant à ce que l'offre et la demande du mécanisme rebouclent sur des données effectives mesurées sur un nombre relativement stable de jours par an constitue une spécificité du mécanisme de capacité français :

- ▶ En raison de son caractère décentralisé, le mécanisme de capacité français alloue une obligation de capacité à chaque fournisseur, ce qui constitue une spécificité en soi. Cette obligation de capacité est calculée sur la base de la consommation et la thermosensibilité constatée sur les jours PP1 (10 à 15 jours par an, 7h-15h et 18h-20h) placés sur les jours de plus forte consommation de l'hiver ;
- ▶ Par opposition à d'autres mécanismes européens qui ont fait le choix de mesurer la disponibilité

<sup>137</sup>. En France, le principal facteur de défaillance est la thermosensibilité de la consommation ; ainsi les jours de plus forte consommation sont également des jours de forte tension sur le système électrique, c'est la raison pour laquelle la disponibilité est également évaluée sur les jours PP1 (les jours PP1 sont des jours de PP2).

<sup>138</sup>. Le choix de disposer de jours PP2 non-PP1 dérive d'une volonté que les plages de contrôle de disponibilité couvrent suffisamment de période de défaillance (valorisation de la contribution à la réduction du risque de défaillance), tout en limitant le nombre de jours PP1 pour permettre une équivalence entre les effacements valorisés implicitement (réduction de consommation sur les plages PP1) ou explicitement (disponibilité proposée sur les plages PP2).

**Figure 6.1** Classification des périodes de contrôle de disponibilité dans les mécanismes de capacité européens

Modalités de sélection des périodes de contrôle	Contrôles lors de périodes de tension avérées sur la sécurité d'approvisionnement	Contrôles lors de périodes ciblées de la période de l'année de livraison sur la base de critères connus	Contrôle de disponibilité effectué sur toutes les plages de la période de livraison
<b>Mécanismes européens correspondants</b>	Royaume-Uni, Pologne	Belgique (critère prix), Irlande (critère prix) et France (critère consommation et tension)	Italie

sur toute la période de livraison ou encore lors de périodes de tension avérée (voir figure 6.1), le ciblage dans le mécanisme de capacité français des journées les plus tendues, sans qu'un enjeu avéré pour la sécurité d'approvisionnement n'ait été identifié, constitue une approche intermédiaire dont l'objectif est (i) de disposer de suffisamment de pas horaires pour assurer la robustesse des calculs, tout en (ii) se limitant aux plages les plus représentatives de l'état du système en situation de défaillance. In fine, le niveau de capacité effective est calculée sur la base de la disponibilité mise à disposition par les exploitants de capacité sur les jours PP2 (10 à 25 jours par an, 7h-15h et 18h-20h) placés sur les jours de plus forte consommation de l'hiver (les jours PP1 sont également des jours PP2) et de plus forte tension (des jours PP2 non-PP1 peuvent être tirés sur critère tension).

Les signaux PP1 et PP2 sont déclarés ex ante (information publiée par RTE en J-1) ce qui permet, par opposition à un signalement *ex post* comme c'est par exemple le cas au Royaume Uni, d'inciter à la disponibilité et à la réduction de la consommation suite à ce signalement. Un signalement en J-1 est également de nature à ce que les exploitants de capacité s'organisent, au cours de l'hiver, pour rendre leurs capacités disponibles dans un temps relativement court.

Les critères de sélection des périodes de pointes PP1 (consommation) et PP2 (consommation ou tension) ont été définis comme un compromis pour répondre à plusieurs enjeux :

► **sur le nombre de jours de pointe :**

- disposer de suffisamment de jours de pointe afin de pouvoir mobiliser l'ensemble des actions de maîtrise de la pointe et de la disponibilité valorisées, lors des périodes de tension effective, voire de défaillance – *paragraphe 6.2* ;
- cibler un nombre limité d'heures PP1, afin d'assurer une valorisation capacitaire importante pour les actions de maîtrise de la consommation à la pointe – *paragraphes 6.2 et 6.3* ;
- assurer une stabilité minimale du niveau d'obligation et de certification effectif, en imposant un minimum de jours PP1 et PP2 – *paragraphe 6.4* ;

► **sur le placement des jours de pointe :**

- identifier des plages horaires sur lesquelles les prix sur les marchés de l'énergie sont élevés<sup>139</sup> pour maximiser l'incitation à la disponibilité ainsi que la valorisation des actions de maîtrise de la consommation – *paragraphes 6.2 et 6.3* ;
- refléter au mieux la contribution des consommateurs au risque de défaillance et la contribution des capacités à la réduction du risque de défaillance, en ciblant les calculs d'obligation et de disponibilité sur les périodes les plus

<sup>139</sup>. Les jours de forte consommation sont, par corrélation, des jours sur lesquels les prix de marché sont en moyenne élevés.

représentatives de situations de tension (en France, le principal facteur de défaillance est la thermosensibilité de la consommation ; aussi les jours de plus forte consommation sont également des jours de forte tension sur le système électrique).

- cibler les périodes les plus froides de l'hiver et ainsi limiter pour les acteurs obligés l'effet des approximations de modélisation de la correction climatique et ainsi renforcer les incitations pour réduire la consommation effective – *paragraphe 6.3* ;
- ▶ introduire autant que possible des incitations qui soient équivalentes entre les effacements implicites (réduction de l'obligation suite à une moindre consommation lors des jours PP1) et explicites (valorisation des effacements sous

forme de garanties de capacité à hauteur de la disponibilité proposée lors des jours PP2), en définissant un nombre de jours PP2 supérieur au nombre de jours PP1, en cohérence avec la contribution au risque de défaillance – *paragraphe 6.6*.

La présente partie revient sur l'ensemble de ces enjeux afin de vérifier que le placement des périodes de pointe a permis d'atteindre ces objectifs. À la demande des parties prenantes, il est également proposé d'évaluer les incertitudes que les signaux font porter aux acteurs de marché (*paragraphe 6.4*), tout en illustrant qu'une réduction des incertitudes se traduirait nécessairement par une dégradation de la pertinence des signaux pour le système électrique (*paragraphe 6.5*).

## 6.2 Les signaux PP1 renvoient des incitations à la réduction de la pointe de consommation et les signaux PP2 renforcent les engagements de disponibilité des exploitants de capacité

Le choix de faire reposer, autant que possible, le bouclage du mécanisme de capacité sur la base de données mesurées (consommation ou production/effacement réalisés) ou vérifiables (disponibilité résiduelle) vise à introduire des incitations à la réduction de la consommation et à la disponibilité lors des périodes de tensions et/ou de forte consommation. En effet, l'alternative qui consiste à établir des valeurs des niveaux de demande et d'offre par acteur indépendante des données effective (approche normative à la maille acteur, sans re-bouclage sur le réalisé) n'aurait pas permis de renvoyer de telles incitations.

Les signaux PP1 et PP2 sont déclarés ex ante (information publiée par RTE en J-1) ce qui permet, par opposition à un signalement ex post comme c'est par exemple le cas au Royaume Uni, d'inciter à la disponibilité et à la réduction de la consommation suite à ce signalement. Un signalement en J-1 est également de nature à ce que les exploitants de capacité s'organisent, au cours de l'hiver, pour rendre leurs capacités disponibles dans un temps relativement court.

Les travaux menés dans le cadre du retour d'expérience ont permis d'évaluer ces effets de court terme<sup>140</sup> bénéfiques à la gestion du système électrique, à la fois s'agissant du niveau de consommation observé et du niveau de disponibilité proposé sur les jours de pointe du mécanisme.

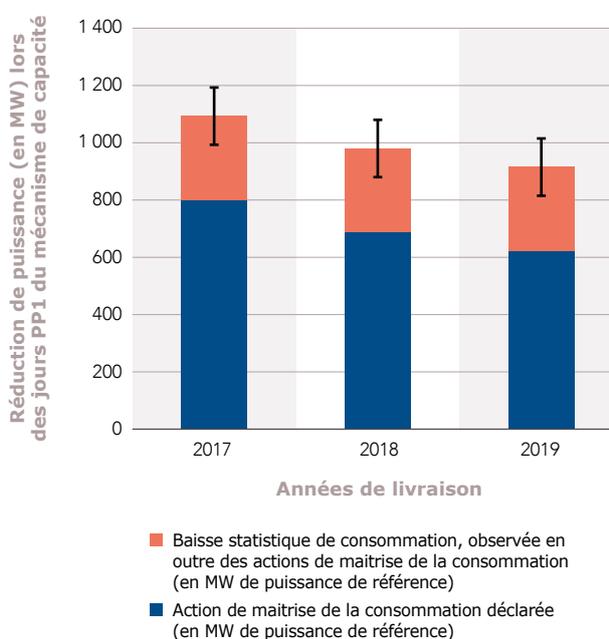
**S'agissant du niveau de consommation France observé sur les jours PP1, RTE constate une baisse de la demande de près d'1 GW attribuable à des actions de maîtrise de la consommation lors des périodes de pointe PP1 :**

- ▶ le niveau des actions de maîtrise de la consommation déclaré par les acteurs obligés

conformément à l'article 11.5 des Règles du mécanisme de capacité est supérieur à 600 MW de réduction de puissance de référence sur les années de livraison 2017 à 2019 ;

- ▶ par ailleurs, après prise en compte des niveaux d'action de maîtrise de la consommation déclarés dans le cadre du registre afférent, les niveaux de consommation observés sur les plages horaires PP1 sont statistiquement inférieurs aux prévisions de consommation corrigées des erreurs de prévision de température et des effacements activés, laissant suggérer que

**Figure 6.2** Baisse de puissance déclarées (bleu) et évaluées (orange) sur les jours PP1 des années de livraison 2017 à 2019



<sup>140</sup>. Ne prend pas en compte l'évolution structurelle des niveaux de consommation et du parc de production.

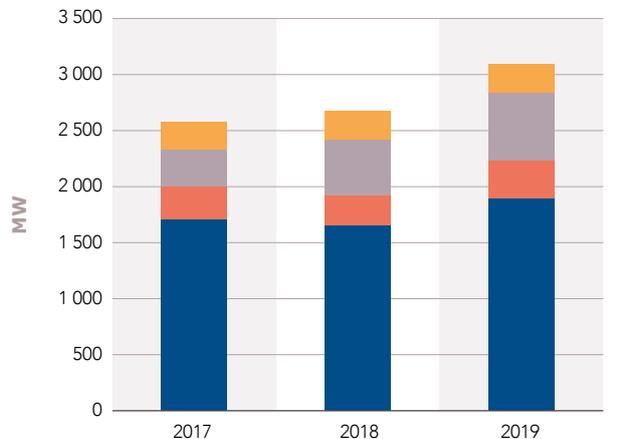
d'autres effacements implicites seraient mobilisés sur les périodes PP1 sans qu'ils ne soient déclarés au registre des actions sur la maîtrise de la pointe de consommation. Cet effet est évalué, sur l'ensemble des années de livraison à 300 MW, avec une fourchette d'incertitude de l'ordre de +/-100 MW<sup>141</sup>. Ces effacements non-déclarés peuvent illustrer les difficultés rencontrées par certains fournisseurs pour les évaluer avant l'année de livraison.

**S'agissant du niveau de disponibilité calculé, RTE constate que les exploitants de capacité s'engagent sur les jours PP2 à une disponibilité supérieure à celle activable par RTE (e.g. mécanisme d'ajustement) sur les jours**

**non-PP2, de près de 2,7 GW supplémentaires. Cette disponibilité supplémentaire peut être triée en deux principales catégories :**

- ▶ la collecte du mécanisme de capacité permet à certains exploitants de capacité, qui ne peuvent pas nécessairement participer au mécanisme d'ajustement<sup>142</sup>, de proposer leur disponibilité uniquement sur les plages horaires PP2 (engagements inhérents au mécanisme de capacité) :
  - la collecte non-liée permet de mobiliser pour la sécurité d'approvisionnement des capacités de production qui ne peuvent pas se rendre disponibles via le mécanisme d'ajustement (contrainte technique et/ou réglementaire). Ces engagements à la disponibilité représentent approximativement 1700 MW sur les plages PP2 des AL 2017, 2018 et 2019 ;
  - la collecte NEBEF permet de manière analogue à la collecte non-liée de mobiliser des capacités d'effacement qui, pour la majorité, ne proposent pas leur disponibilité sur le MA en dehors des plages horaires PP2. Ces engagements à la disponibilité représentent approximativement 300 MW sur les plages PP2 des AL 2017, 2018 et 2019 ;
- ▶ si, pour la majorité des technologies, la disponibilité proposée au cours de l'hiver est supérieure à la disponibilité moyenne sur le reste de l'année, RTE a identifié que certaines technologies proposent un niveau de disponibilité plus important lors des jours PP2, en comparaison à d'autres jours de l'hiver :
  - **la puissance disponible proposée par les capacités d'effacement sur le mécanisme d'ajustement apparaît 500 MW plus importante sur les plages horaires PP2** en comparaison aux autres journées de l'hiver ;
  - **la filière CCG est plus disponible lors des jours PP2 que sur les autres journées de l'hiver**, de 250 MW environ sur les AL 2017 à 2019<sup>143</sup>.

**Figure 6.3** Disponibilité supplémentaire engagée par les exploitants de capacité lors des jours de pointe PP2



- Disponibilité supplémentaire (par rapport à des jours non-PP2 équivalents) des CCG après isolement de l'effet de thermostabilité
- Disponibilité supplémentaire (par rapport à des jours non-PP2 équivalents) déclarée par les opérateurs d'effacement sur le mécanisme d'ajustement
- Disponibilité déclarée par les opérateurs d'effacement proposant leur disponibilité via la collecte NEBEF (en MW)
- Disponibilité déclarée par les exploitants de capacité de production proposant leur disponibilité via la collecte non-liée (en MW)

<sup>141</sup>. Intervalle de confiance à 95% en supposant l'écart entre la consommation observée et les prévisions de consommation corrigées comme une variable aléatoire suivant une loi normale.

<sup>142</sup>. Conformément à l'article 7.8.3.5, seules les capacités de production n'étant pas en mesure de participer au Mécanisme d'ajustement peuvent bénéficier de la collecte non-liée.

<sup>143</sup>. La disponibilité des CCG sur les jours PP2 a été comparée à la disponibilité de ces mêmes CCG sur des jours proches.

En définitive, les incitations introduites par l’existence des signaux du mécanisme de capacité ont permis, sur les années de livraison 2017 à 2019, de renvoyer des incitations à la réduction de la consommation observée sur les plages horaires PP1 (près de 1 GW de réduction de consommation valorisée en baisse de la puissance de référence) et de renforcer les engagements des exploitants de capacité en terme d’amélioration de la disponibilité

(jusqu’à 3 GW)<sup>144</sup>. Ces résultats illustrent que les caractéristiques retenues (limitation du nombre de plages horaires PP1 et identification de plages sur lesquelles les prix de l’énergie sont élevés) bénéficient à des effacements implicites et confortent le choix de disposer les jours de pointe du mécanisme de capacité lors des périodes de tension sur le système électrique afin d’améliorer l’exploitation du système électrique.

<sup>144</sup>. À noter que ces conclusions ne prennent pas en compte l’effet du prix de l’énergie sur l’incitation à la baisse de la consommation et à la maximisation de la disponibilité des moyens à la pointe ; or en situation proche de la défaillance, la rémunération sur les marchés de l’énergie peut être de nature à mobiliser tout ou partie de ces moyens qui engagent leur disponibilité à travers le mécanisme de capacité.

## 6.3 La définition et le placement des périodes de pointe permettent globalement de cibler les périodes les plus pertinentes...

Les **Règles du mécanisme de capacité** prévoient aux articles A.1.1 et B.1.1 que les jours de pointe du mécanisme soient sélectionnés par RTE afin d'identifier :

- ▶ les jours de plus forte consommation du système électrique pour les jours PP1 (10 à 15 jours par AL), qui sont également des jours PP2 ;
- ▶ les jours de tension sur le système pour les jours PP2-non PP1, lorsque le critère consommation susmentionné n'a pas permis de les identifier (0 à 15 jours par an<sup>145</sup>).

Les jours PP1 bien que tirés sur critère consommation sont également supposés représenter un niveau de tension élevée (la thermosensibilité de la consommation est le premier facteur de défaillance en France) et ils représentent sur la période 2017-2020 la majorité des tirages des jours PP2 (les jours PP2 non-PP1 correspondent à un quart des jours PP2). Aussi, et dans la perspective de rendre compte des signaux représentatifs de l'offre et de la demande du mécanisme, les analyses développées dans le présent paragraphe se focalisent sur le tirage des jours PP1 (qui sont également des jours PP2)<sup>146</sup>.

### 6.3.1 Le tirage des jours de pointe en univers incertain a permis un ciblage pertinent des périodes de pointe bien que dégradé en 2020

Le tirage de ces jours de pointe considéré dans cette sous-partie (PP1) s'effectue sur critère consommation, conformément à la [note publique](#) accessible

sur le Portail Service de RTE. L'algorithme de tirage de ces jours de pointe vise, en univers incertain et sur la base des prévisions de consommation J-1, à identifier les jours de plus forte consommation d'une année de livraison.

RTE note que, hors erreur de tirage du 20 décembre 2019, le fonctionnement de l'algorithme a bien permis de cibler les jours de plus forte consommation sur les trois premières années de fonctionnement du mécanisme (cf. figure 6.4). En particulier, sur les années de livraison 2017, 2018 et 2019, plus de 80% des jours PP1 sélectionnés par l'algorithme figurent parmi les 15 jours de plus forte consommation de ces années de livraison.

Ce résultat est moins prégnant sur AL 2020, au cours de laquelle seuls 50% des jours PP1 figurent parmi les jours de plus forte consommation<sup>147</sup>. Ce constat d'un tirage plus dégradé pour cette année de livraison 2020 s'explique par un début d'année particulièrement doux par rapport aux niveaux de consommation usuels et par l'obligation de tirer au moins 10 jours PP1 par année de livraison, ayant conduit à un vidage de stock en fin d'année de livraison. Un corolaire de ce constat est que l'algorithme de tirage en univers incertain rencontre plus de difficulté pour cibler les jours de plus forte consommation lorsqu'il est confronté à des situations extrêmes.

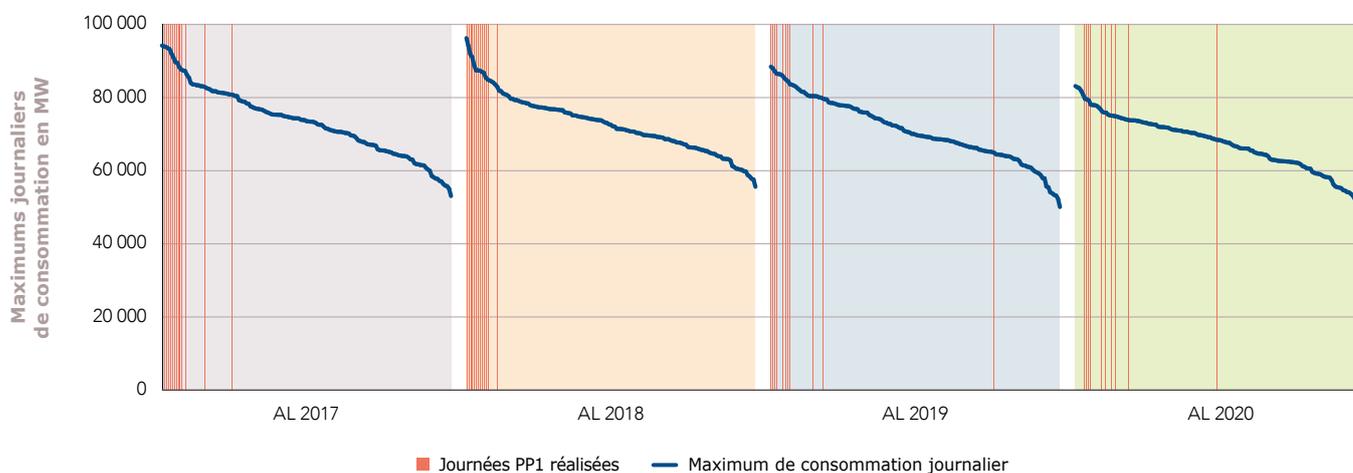
Dans la suite de cette sous-partie, il est proposé de comparer les tirages des jours de pointe réalisés (sélection ex ante en univers incertain) à des placements alternatifs des périodes de pointe basés sur

<sup>145</sup>. Au total, le nombre de jours PP2 (jours PP1 et jours PP2/non-PP1) doit être inférieur à 25 par AL.

<sup>146</sup>. Dans le cadre des analyses développées dans la présente section 6.3, la journée du 20/12/2019 n'a pas été prise en compte car elle est le résultat d'une erreur de fonctionnement de l'algorithme comme précisé par RTE lors du GT Mécanisme de capacité du 29/01/2020. Si cette journée a été maintenue parmi les journées PP1 pour les calculs de l'obligation suite à la demande unanime des parties prenantes de la concertation, elle ne représente pas le fonctionnement usuel de l'algorithme. Le dysfonctionnement ayant abouti à cette erreur de tirage a depuis été corrigé par RTE.

<sup>147</sup>. Ces résultats s'expliquent par un début d'année particulièrement doux et l'obligation de tirer au moins 10 jours PP1 par année de livraison, ayant conduit au vidage des stocks en fin d'année.

**Figure 6.4** Journées PP1 situées selon la monotone, par année de livraison, des maximums journaliers de consommation



une vision «omnisciente» du déroulement de l’année de livraison (sélection *ex post* en univers certain). En particulier, trois indicateurs sont étudiés dans le présent paragraphe afin de vérifier si les signaux du mécanisme de capacité tirés sur critère consommation ont été pertinents pour :

1. cibler les périodes de plus forte tension (critère consommation nette – paragraphe 6.3.2) ;
2. maximiser la valeur des effacements implicites sur les plages horaires PP1 (critère prix spot – paragraphe 6.3.3) ;
3. réduire la part de consommation extrapolée à température extrême (consommation

non-observée), source d’imprécision dans le calcul de la puissance de référence (critère part extrapolée de la puissance de référence – paragraphe 6.3.4).

Pour ce faire, RTE évalue l’ensemble de ces critères en comparant une méthode de tirage omnisciente sur critère consommation (méthode 1 : identification des jours de plus forte consommation de l’année de livraison) et une méthode de tirage omnisciente optimisant ces critères (méthode 2 : identification des jours qui optimisent le critère étudié).

### 6.3.2 Les périodes de pointe reflètent les périodes sur lesquelles la tension du système électrique est élevée

Les jours de pointe du mécanisme de capacité ont permis d'identifier des jours sur lesquels la consommation résiduelle (demande France nette de la production fatale éolienne et solaire) – qui constitue un indicateur de tension sur le système électrique – est élevée. En effet, un tirage qui viserait à identifier les plages sur lesquelles la consommation nette est la plus importante refléterait un niveau de consommation nette supérieur de seulement 200 MW au niveau de consommation nette reflété par un tirage sur critère consommation (comparaison des méthodes 1 et 2 sur tirage *ex post*).

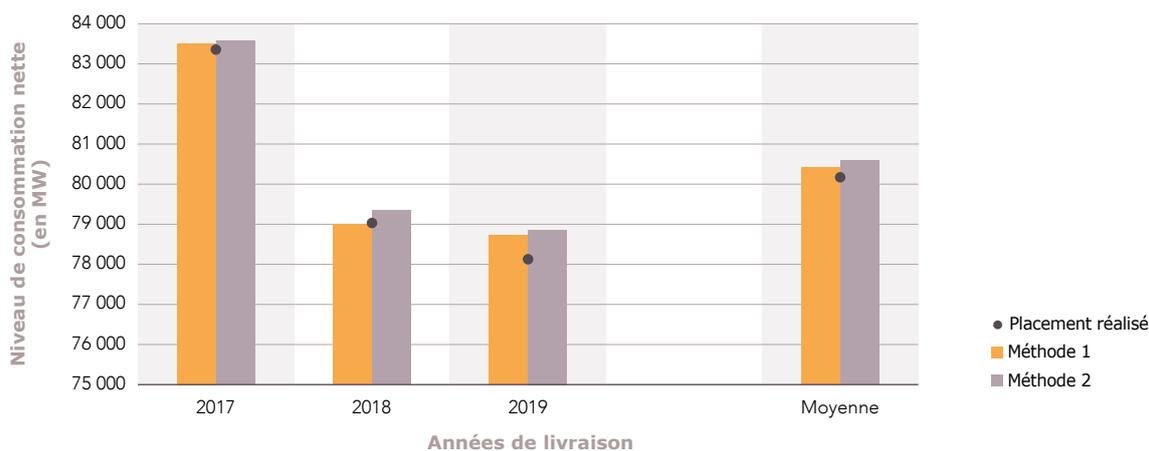
Ainsi, le critère de tirage consommation des périodes de pointes PP1 et PP2 a effectivement permis de cibler les jours de plus forte tension des années de livraison 2017 à 2019, mettant à profit les incitations détaillées au paragraphe 6.2, pour les jours sur lesquels le besoin pour le système est le plus important.

### 6.3.3. La sélection des périodes de pointe permet une valorisation importante des actions de maîtrise de la consommation à la pointe

Les niveaux de prix observés sur les marchés SPOT constituent également un indicateur à même de refléter la tension sur le système électrique. En outre, cibler les jours sur lesquels les prix spot sont élevés permet, toutes choses étant égales par ailleurs, de maximiser la valeur pour les effacements implicites, œuvrant ainsi au développement et/ou au maintien des actions de maîtrise de la consommation. La convergence des incitations renvoyées par les marchés de l'énergie et de la capacité est en effet susceptible de mobiliser des gisements de maîtrise de consommation dont le coût marginal d'activation est plus élevé.

Sur les années de livraison 2017 à 2019, les niveaux de prix spot J-1 observés sur les jours de plus forte consommation sont 13% inférieurs à un tirage optimisant le niveau des prix spot. Cet écart

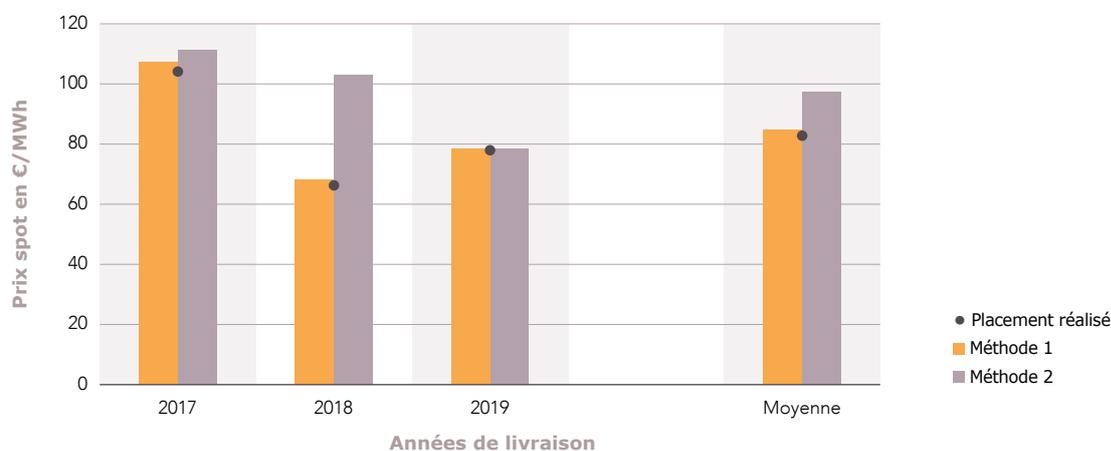
**Figure 6.5** Comparaison des niveaux moyens de consommation nette entre un tirage sur critère consommation (méthode 1) et un tirage sur critère consommation nette (méthode 2)<sup>148,149</sup>



<sup>148.</sup> Pour les méthodes 1 et 2 et à des fins de modélisation, le nombre de jours tirés par ces méthodologies alternatives de tirage correspond au nombre de jours PP1 effectivement tirés sur les années de livraison 2017, 2018 et 2019.

<sup>149.</sup> À titre de précision, la méthode 1 correspond à un tirage omniscient selon le critère prévu par les règles du mécanisme de capacité (tirage des n jours de plus forte consommation).

**Figure 6.6** Comparaison des niveaux moyens de prix spot entre un tirage sur critère consommation (méthode 1) et un tirage sur critère prix spot (méthode 2)

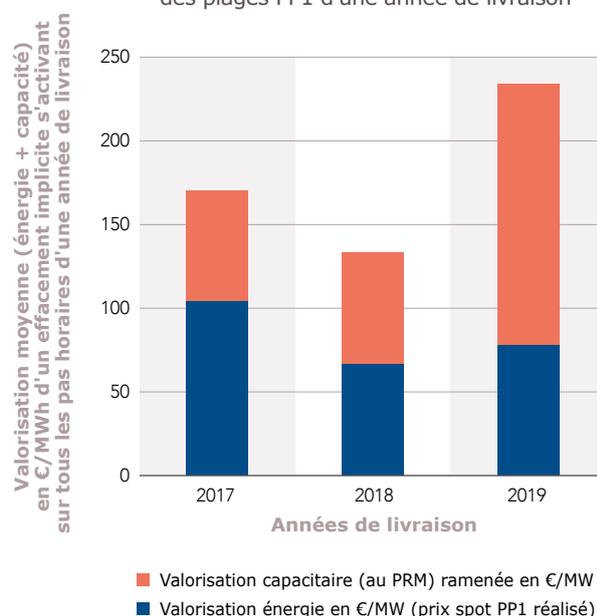


peut par ailleurs être très variable d'une année de livraison sur l'autre – l'année de livraison 2018 a elle été marquée par des écarts plus importants<sup>150</sup>.

Afin d'évaluer la valorisation des effacements implicites (valorisation énergie et valorisation capacitaire), le niveau de prix de la capacité et le nombre de d'heures PP1 considérées sur une année de livraison est également impactant (voir figure 6.7). En particulier, l'année de livraison 2019 est caractérisée par une augmentation de la valorisation des effacements implicites, en raison du moindre nombre de jours PP1 tirés (à prix de la capacité inchangé, +20% de valorisation capacitaire en AL 2019 par rapport à l'année de livraison 2017) et en raison de l'augmentation du prix de la capacité (à nombre de jours PP1 inchangé, +70% de valorisation capacitaire en AL 2019 par rapport à l'année de livraison 2017).

*In fine*, les jours de pointe du mécanisme ont permis de cibler des jours sur lesquels les prix de l'énergie étaient élevés<sup>151</sup> sans que le critère prix

**Figure 6.7** Valorisation par année de livraison d'un effacement implicite s'activant sur l'ensemble des plages PP1 d'une année de livraison



<sup>150</sup>. Cet écart s'explique car l'année de livraison 2018 a été caractérisée, au cours des mois de novembre et mars, par des niveaux de prix spot élevés alors que les niveaux de consommation étaient relativement faibles.

<sup>151</sup>. Les jours de forte consommation sont, par corrélation, des jours sur lesquels les prix de marché sont en moyenne élevés.

ne constitue un critère de tirage des jours PP1, ce qui conforte le constat du paragraphe 6.3.2 (les jours PP1 sont des jours tendus) et a permis une valorisation importante des effacements implicites. Sur les années 2017-2019, la valorisation des effacements implicites sur des plages de forte consommation atteint 90% de la valeur totale dégagée avec un placement des jours de pointe sur les jours de prix SPOT les plus élevés. Cette valorisation des effacements implicites est susceptible de varier d'une année de livraison sur l'autre, en fonction des niveaux de prix énergie sur les pas horaires PP1 et capacitaire, mais également en fonction du nombre de jours PP1 tirés par année de livraison.

### 6.3.4 La sélection des périodes de pointe permet globalement de limiter les effets des éventuels biais liés à la correction climatique et de renforcer les incitations sur les consommateurs

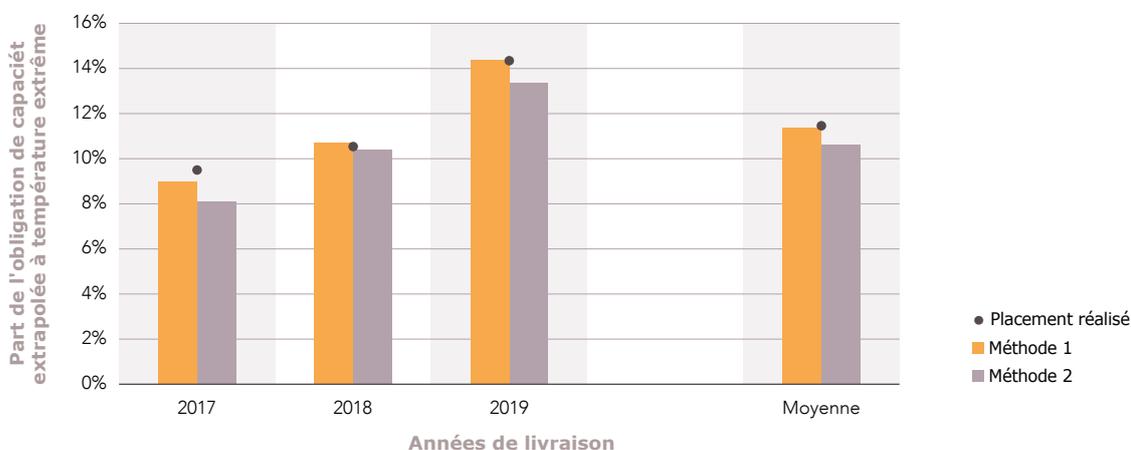
La correction climatique permet d'intégrer dans le calcul de l'obligation une évaluation de la part thermosensible de la consommation, qui n'est pas nécessairement observée sur les plages horaires PP1, afin de rendre compte du niveau de consommation attendu à température extrême. Cette extrapolation

à température extrême introduit des imprécisions dans la représentation de la consommation thermosensible (cf. partie 8). Sélectionner les jours PP1 sur un critère de consommation observée (en opposition, par exemple, à un tirage visant à identifier les plages sur lesquelles l'obligation de capacité «journalière» serait maximale) participe à limiter le volume d'extrapolation opéré dans le cadre du calcul de l'obligation et ainsi à ce que les consommateurs payent principalement leur niveau de consommation effectif. En effet, plus la consommation thermosensible est importante sur les jours PP1, plus l'extrapolation à température extrême représente un volume d'obligation limité. À titre illustratif, l'extrapolation à température extrême représente environ 8 GW dans les calculs des puissances de référence des années de livraison 2017 et 2018.

Le critère de tirage des jours PP1 permet de limiter la part extrapolée de l'obligation de capacité à environ 11,5% de l'obligation de capacité, un ordre de grandeur quasi-optimal au sens où un tirage omniscient visant à limiter cette part extrapolée de l'obligation de capacité la limiterait à 10,5%.

*In fine*, le critère de tirage des jours PP1/PP2 du mécanisme aura permis, sur les années de livraison 2017, 2018 et 2019, de concilier plusieurs des

**Figure 6.8** Comparaison de la part extrapolée de l'obligation de capacité (minimisation des erreurs de représentation de la consommation thermosensible) entre un tirage sur critère consommation (méthode 1) et un tirage visant à minimiser cette part (méthode 2)



objectifs identifiés dans le rapport accompagnant les Règles du mécanisme de capacité publié en 2014. En effet, un tirage sur critère consommation est de nature à (i) cibler les périodes de tension sur le système électrique (proche des tirages

sur critère consommation nette et critère prix), (ii) apporter en moyenne des niveaux de rémunération importants pour les capacités d'effacement implicite et (iii) de limiter les effets de modèle dans le calcul de l'obligation de capacité.

## 6.4 ... Mais la latitude importante sur leur placement conduit à une instabilité des puissances de référence et des niveaux de certification effectif, qui est plus importante à la maille acteur qu'à la maille France

La pertinence du placement des jours de pointe, détaillée dans le paragraphe précédent, est également la conséquence de la latitude possible quant à leur placement sur la période de livraison. En effet, très peu de contraintes s'y appliquent sur les jours ouvrés (exclusion des vacances de Noël, plage horaire préétablie, et au plus 25% des jours PP2 doivent être situés sur les mois de mars et novembre). Cependant, le libre placement des jours de pointe sur toute la période de livraison implique une volatilité importante quant à leur placement d'une année de livraison sur l'autre. Par exemple, en AL 2020, tous les jours de pointe ont été tirés sur les mois de novembre et décembre 2020, alors que les jours de pointe étaient concentrés sur le début d'année lors des exercices précédents.

Cette variabilité dans le placement des jours de pointe introduit des incertitudes pour les calculs de puissance de référence et de niveau de capacité effectif, à la maille des acteurs de marché et pour

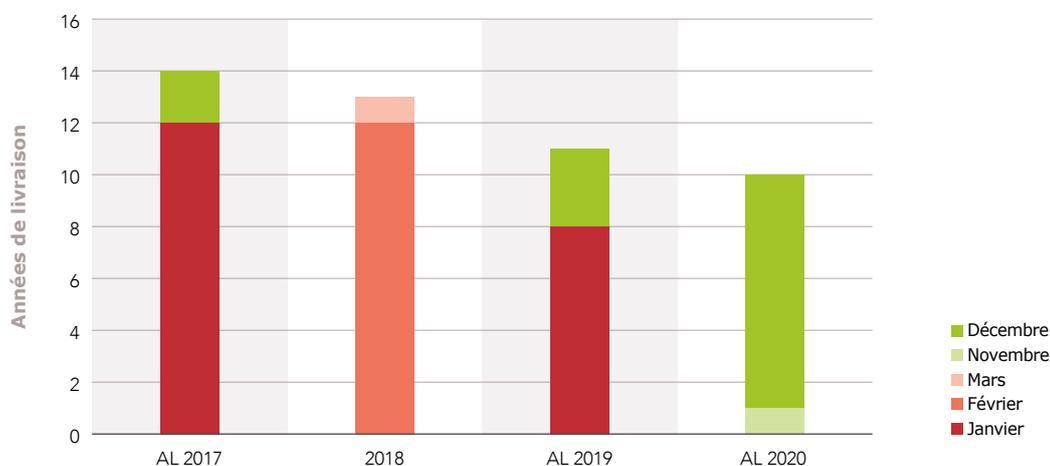
le calcul des valeurs consolidées France.

### 6.4.1. Des incertitudes impactant les niveaux d'obligation de capacité qui s'expliquent notamment par des évolutions de portefeuille entre acteurs obligés

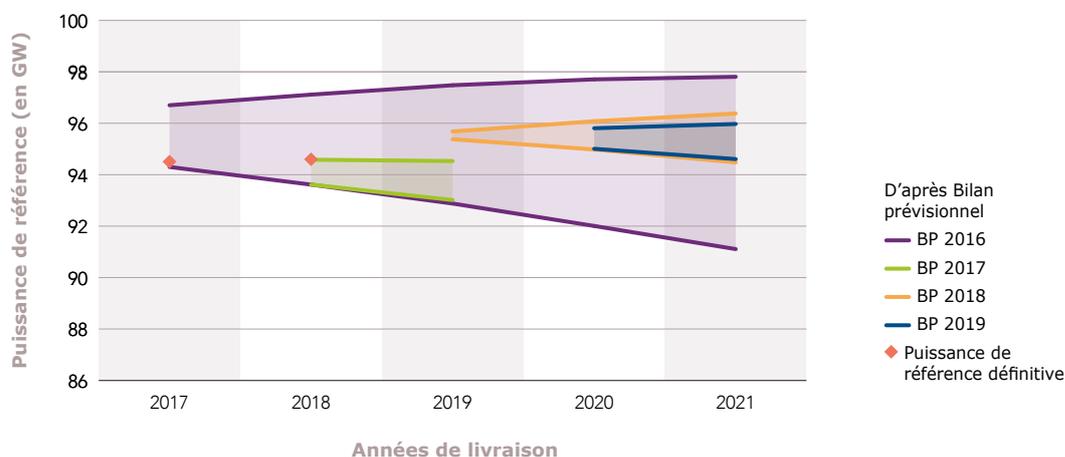
#### 6.4.1.1 Le placement des jours de pointe PP1 génère un écart type sur le niveau de puissance de référence à la maille de la France

RTE publie à un rythme annuel des prévisions d'obligation au niveau France pour les années de livraison à venir, afin de donner aux acteurs du marché de capacité de la visibilité sur le niveau possible de demande en garanties de capacité. Les prévisions de RTE sont construites à partir des différentes trajectoires de consommation (généralement au nombre de quatre) envisagées

**Figure 6.9** Placement par mois des jours de pointe PP1 du mécanisme de capacité



**Figure 6.10** Cônes d'incertitude des prévisions de puissance de référence publiées issues des analyses du Bilan prévisionnel



dans le Bilan prévisionnel. Ces trajectoires de consommation reflètent les évolutions structurelles de la consommation sur une dynamique de long-terme. Ces scénarios reflètent par exemple le transferts d'usage vers l'électricité (augmentation d'une variable extensive de consommation) ou bien un gain d'efficacité énergétique (diminution d'une variable intensive de consommation). Généralement, les différentes prévisions d'obligation évoluent selon un cône d'incertitude croissant : de l'ordre de 1 GW pour les années de livraison les plus proches, jusqu'à plusieurs GW pour les années de livraison les plus éloignées.

Compte tenu de sa thermosensibilité, la consommation d'électricité française évolue également sous l'effet d'aléas de court terme comme la température. Pour représenter cet effet, chaque trajectoire de consommation est étudiée selon 200 scénarios climatiques différents ; la prévision d'obligation publiée par RTE représente une espérance d'obligation sur ces différentes chroniques de consommation.

Conformément aux publications des Bilans prévisionnels 2015 et 2016, une dispersion de l'ordre de 900 MW est constatée autour des valeurs moyennes de prévision de puissance de référence (soit moins de 1% de l'obligation France), malgré l'ensemble des dispositions prises dans la construction du gradient (calcul hors vacances de Noël et jours fériés) et la sélection des jours PP1 (exclusion des week-ends, jours fériés et vacances de Noël).

Cette variabilité résiduelle du niveau d'obligation en fonction du scénario climatique s'explique :

- Pour moitié par la méthode de calcul du gradient dans le mécanisme de capacité<sup>152</sup>, qui repose sur des données effectives et par acteur et peut être calculé avec des données accessibles à tous (pour éviter l'effet boîte noire) mais qui en contrepartie induit une variabilité ;
- Pour moitié par le fait de calculer l'obligation sur un nombre limité d'heures de l'hiver par opposition à une approche qui consisterait à calculer la puissance de référence sur l'ensemble des heures de la période de livraison. En effet, en faisant reposer le calcul de l'obligation de capacité

<sup>152</sup>. Le gradient est calculé sur la base des niveaux de consommation et de température constatés durant l'année de livraison.

sur des signaux, la structure de consommation des jours PP1 est susceptible de différer d'une année de livraison à l'autre. En particulier, la consommation non-thermosensible évolue sensiblement entre le début et la fin de l'hiver compte tenu de l'augmentation de l'utilisation de l'éclairage lorsque les jours raccourcissent<sup>153</sup>. À noter qu'une approche consistant à calculer l'obligation de capacité sur plus de jours et donc des jours sur lesquels les températures sont en moyenne moins élevées participerait par ailleurs à augmenter l'impact de la variabilité du gradient sur la puissance de référence.

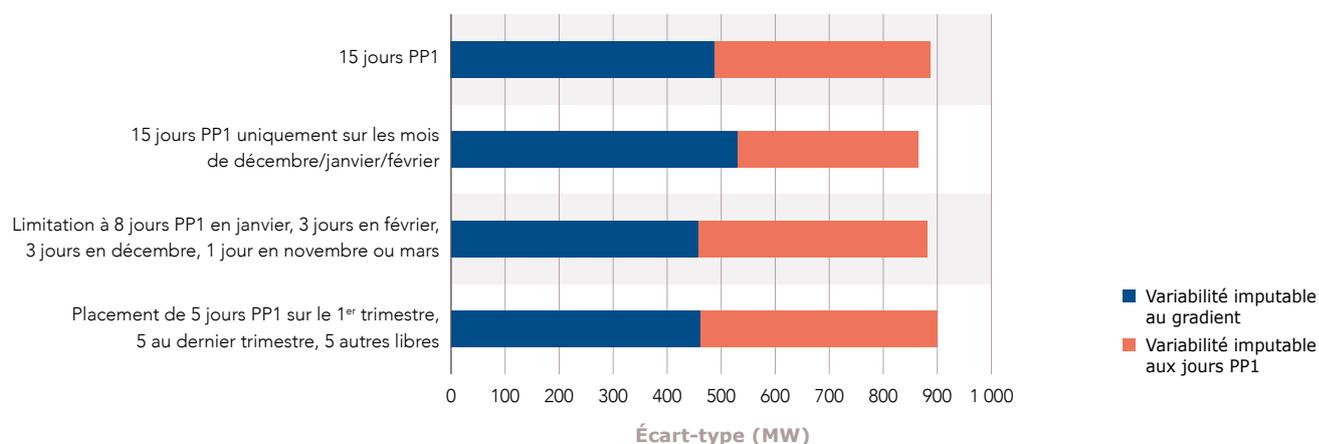
Par ailleurs, RTE constate que le libre placement des jours PP1 en cours d'année de livraison, afin de cibler les jours de plus forte consommation, n'a que peu d'impact sur la variabilité de la puissance de référence France. Une répartition plus équilibrée des jours PP1 en cours d'année de livraison ne contribuerait que très légèrement à la stabilisation du niveau d'obligation (diminution de la variabilité inférieure à 100 MW dans l'ensemble des scénarios). En effet, éviter une forte concentration des jours PP1 sur une période ciblée de l'année de livraison contribue à ce que la structure de

consommation reflétée par les jours de pointe soit davantage représentative de l'ensemble de l'hiver, mais contribue également à accroître l'incertitude liée à l'extrapolation à température extrême (températures plus élevées).

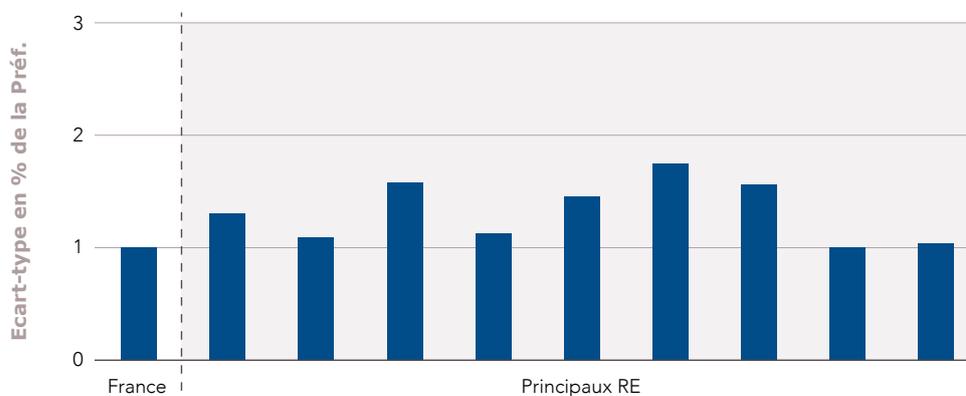
#### 6.4.1.2 Les variations des portefeuilles des acteurs obligés introduisent des incertitudes supplémentaires quant à leur niveau d'obligation, en fonction de la partie de l'année sur laquelle sont tirés les jours de pointe PP1

Dans un contexte de concurrence accrue sur les marchés de détail, la répartition de l'obligation de capacité entre acteur obligé est sujette à des variations importantes entre les années de livraison. Entre 2017 et 2019, ces transferts de périmètre ont été évalués entre 5 GW et 6 GW d'obligation de capacité et sont principalement la conséquence des changements de fournisseur opérés par les consommateurs, lesquels peuvent avoir lieu « au fil de l'eau » (principalement en bas de portefeuille, i.e. typiquement client résidentiel) ou annuellement avec signature de contrats au 1<sup>er</sup> janvier (plutôt des consommateurs haut de portefeuille comme certains industriels).

**Figure 6.11** Impact d'une meilleure répartition des jours de pointe sur l'écart type de la puissance de référence France



<sup>153</sup>. Voir section 4.2.3.3 du Rapport d'accompagnement de la proposition de règles, RTE, 2014

**Figure 6.12** Incertitude relative des principaux RE liée au placement des jours PP1

Compte tenu du fonctionnement en année civile du mécanisme de capacité, le placement des jours PP1 n'a pas d'impact sur les évolutions d'obligation liées aux changements de clients lors du passage à une nouvelle année civile (à l'inverse d'un mécanisme de capacité qui fonctionnerait en année à cheval)<sup>154</sup>. En revanche, entre le premier et le dernier jour PP1 jusqu'à 12 mois peuvent s'écouler (seulement 5 mois dans le cas d'un fonctionnement en année à cheval entre novembre et mars) durant lesquels le portefeuille des fournisseurs évolue sous l'effet des changements de clients « au fil de l'eau ». Un acteur obligé dont le portefeuille est croissant au cours de l'année se verra affecter une obligation de capacité plus élevée si les jours PP1 se concentrent en fin d'année, à l'inverse elle sera plus faible dans le cas où les jours PP1 se placeront en début d'année de livraison.

L'étude de l'historique de consommation des responsables d'équilibre montre qu'environ la moitié des changements de portefeuille (en puissance) s'effectuent au « fil de l'eau », c'est-à-dire en cours d'année de livraison. Cela conduit à une variabilité accrue pour les acteurs obligés qui se traduit

par une incertitude en écart type entre 1 % et 2 % de leur obligation de capacité pour les principaux responsables d'équilibre, plus élevée que celle constatée à la maille nationale<sup>155</sup>. Ce niveau d'incertitude a été évalué sur la base de données de consommation effective et n'a donc pas permis de prendre en compte les incertitudes sur l'évolution du portefeuille ni les incertitudes sur le niveau de consommation à portefeuille fixe, ni la variabilité sur le gradient de thermosensibilité ; il constitue en ce sens une évaluation minorante. Par ailleurs, l'évaluation d'un ordre de grandeur en écart type ne reflète pas la volatilité de l'obligation de capacité dans des situations extrêmes s'agissant du tirage des jours PP1 (comme l'année de livraison 2020), qui peut quant à elle porter sur les près de 3 GW d'évolution de portefeuille attribuable à une contractualisation au fil de l'eau.

Une répartition plus équilibrée du placement des jours PP1 en cours d'année de livraison est susceptible de réduire cette incertitude en écart type dans des proportions qui n'ont pas été chiffrées à ce stade. Schématiquement, si l'on considère une évolution linéaire du portefeuille d'un acteur

<sup>154</sup>. En pratique, ce choix a justement été retenu notamment pour refléter la pratique de commercialisation la plus courante (contractualisation sur une base annuelle) et faciliter ainsi la prévision par les fournisseurs de la constitution de leur portefeuille clients pour une année de livraison donnée.

<sup>155</sup>. En particulier car l'effet du placement des jours PP1 sur les transferts de portefeuille s'ajoute aux effets structurels s'appliquant à la puissance de référence France.

obligé, le niveau d'obligation de capacité est fortement dépendant d'un jour PP1 «moyen», caractérisé par le fait que son obligation de capacité sera évaluée sur la base de son niveau de portefeuille à cette date. En effet, si l'on considère que les changements de fournisseur «au fil de l'eau» sont constants dans le temps (ou a minima anticipables), moins le jour PP1 «moyen» évolue d'une année sur l'autre, moins les acteurs obligés dont le portefeuille évolue portent de variabilité<sup>156</sup>.

## 6.4.2 Le placement des jours PP2 génère des incertitudes sur le niveau de NCE France et soulève des enjeux d'évaluation du NCC pour les exploitants de capacité dont la disponibilité évolue en cours d'année de livraison

### 6.4.2.1 Le niveau de NCE France pourrait varier significativement en fonction du placement des jours PP2, ces variations sont réduites par la contrainte de placement appliquée sur les mois de novembre et mars

Les premiers exercices de fonctionnement du mécanisme de capacité ont permis de constater que le niveau mesuré de la disponibilité (NCE) varie fortement sur les jours PP2 réalisés. En particulier, le niveau de disponibilité France mesuré sur les journées PP2 situées entre début mars et début décembre est en moyenne 10 GW inférieur au niveau de disponibilité mesuré sur les journées PP2 localisées sur le reste de la période de livraison<sup>157</sup>.

Du fait de ces écarts de disponibilité du parc entre les différents mois de l'année, le NCE France varie selon le placement des jours PP2 :

- ▶ Cette variabilité à la maille nationale est du même ordre de grandeur que pour l'obligation et s'établit à environ 1,5 GW (en écart-type) soit plus d'1 % du NCE France.
- ▶ Elle se trouve contenue par la contrainte sur les tirages qui impose un minimum de 75 % des

jours PP2 sur les mois de décembre, janvier ou février (soit au plus 25 % des jours PP2 sur les mois de novembre et mars) puisque celle-ci permet de limiter la variabilité d'environ 200 MW. Cela illustre le rôle stabilisateur joué par cette contrainte qui réduit l'écart type d'environ 20 %.

En déclinant ces analyses au niveau des filières, cet effet stabilisateur concerne sensiblement uniquement la filière nucléaire. En effet, cette situation renvoie à la saisonnalité de la disponibilité du nucléaire liée au placement des arrêts programmés. La contrainte de 25% de jours PP2 sur novembre et mars permet d'atténuer les situations extrêmes mais ne fait pas non plus disparaître la variabilité du niveau de certification de la filière nucléaire qui reste la principale contribution à la variabilité du NCE France.

### 6.4.2.2 Le libre placement des jours PP2 complique l'anticipation du NCE et sa traduction par des rééquilibrages au plus tôt

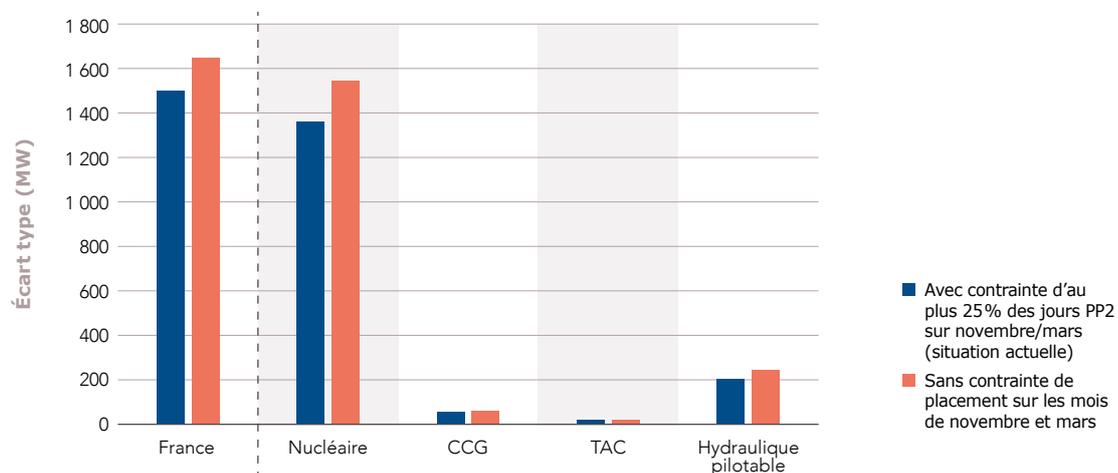
Si la sous-partie précédente permet d'établir que la variabilité sur la disponibilité effective est principalement portée par la filière nucléaire et donc par l'opérateur historique, il n'en reste pas moins, qu'à la maille d'un exploitant de capacité, le libre placement des jours PP2 au cours d'une année de livraison génère des incertitudes importantes pour estimer son niveau de capacité certifié en amont d'une année de livraison.

En particulier, un exploitant de capacité dont la disponibilité évolue en cours d'année de livraison pourra valoriser entre 0 et 100 % de sa disponibilité sur la fin d'année, en fonction du placement des jours PP2. À titre d'exemple, l'écart type lié au placement des jours PP2 est évalué à 20 % du NCE pour une capacité qui ne serait disponible que sur le 1<sup>er</sup> trimestre, et à plus de 80 % du NCE pour une capacité disponible uniquement sur le dernier trimestre de l'année.

<sup>156</sup>. Le jour PP1 moyen le 05/03/2017 pour l'AL 2017, le 15/02/2018 pour l'AL 2018, 20/04/2019 pour l'AL 2019 et le 6/12/2020 pour l'AL 2020. À noter que la pondération «moyenne» issue des coefficients de probabilité de répartition des jours de pointe, établis à l'article B.2.5.1 des Règles du mécanisme de capacité, établit la pondération au 11/04/AL.

<sup>157</sup>. Pour les années de livraison 2017 et 2019.

**Figure 6.13** Variabilité du niveau de capacité effectif France et par filière, à la localisation des jours PP2 (sur la base des disponibilités observées de l'année 2019)



Ces incertitudes sont d'ailleurs de nature à ce que la stratégie consistant à faire certifier son niveau de disponibilité le plus probable (en prenant en compte les probabilités de tirage des jours PP2, puis en cours d'année au fur et à mesure des

tirages) n'est pas nécessairement la stratégie optimale, en raison de l'existence de frais de rééquilibrage qui réduisent l'intérêt de se rééquilibrer en cas d'incertitude (voir section 8.2.2).

## 6.5 Une meilleure répartition des périodes de pointe dans l'année permet de limiter fortement l'incertitude sur les niveaux d'obligation et de certification effectif pour les acteurs mais réduit la pertinence du placement pour le système électrique

Sans préjuger de la pertinence de solutions alternatives, les conclusions du paragraphe 6.4 attestent qu'une meilleure répartition des jours de pointe en cours d'année de livraison est de nature à :

- **réduire la volatilité sur les niveaux d'obligation à la maille acteurs obligés** : comme précisé dans la partie précédente, près de 3 GW d'effet de transfert en cours d'année de livraison affectent la variabilité du niveau d'obligation perçue par les acteurs obligés. À ce titre, toute règle qui concourt à mieux répartir des jours de pointe PP1 en cours d'année (stabilisation du jour PP1 «moyen») est de nature à réduire les incertitudes portées par les acteurs obligés à la maille portefeuille. En outre, de telles règles n'affecteraient que très peu l'écart type constaté sur la puissance de référence France (réduction de l'écart type sur la puissance de référence France < 100 MW sur 900 MW constatés) ;
- **réduire fortement la volatilité du NCE** France et faciliter les estimations de disponibilité pour les acteurs qui ne sont disponibles que sur une partie de l'année de livraison : la contrainte existante limitant la part des jours PP2 localisés sur les mois de novembre et mars participe d'ores et déjà à la réduction de l'écart type sur le NCE France. Donner plus de visibilité sur le placement des jours de pointe sur ces 2 mois est de nature à réduire davantage encore l'écart type constaté sur le NCE France. Par ailleurs, les incertitudes portées par les acteurs qui ne sont disponibles que sur le début ou la fin de l'année sont très importantes (écart type > 20% de NCE pour une capacité disponible sur une partie de l'année seulement). Une meilleure

répartition des jours de pointe entre le 1<sup>er</sup> trimestre de l'année de livraison (1<sup>er</sup> janvier AL – 31 mars AL) et le dernier trimestre de l'année de livraison (1<sup>er</sup> novembre AL – 31 décembre AL) viendrait principalement solutionner l'enjeu d'anticipation de la disponibilité des exploitants de capacité et n'aurait *a priori* que peu d'impact sur la variabilité du niveau de NCE France.

Une répartition plus équilibrée des tirages en cours d'année de livraison contribue néanmoins à dégrader leur placement vis-à-vis des mêmes indicateurs développés dans le paragraphe 6.3 (critère tension, critère valorisation des effacements implicites, critère part extrapolée de la puissance de référence). En particulier, la comparaison de la méthode 1 de tirage décrite au paragraphe 6.3 (tirage *ex post* sur critère consommation) avec une méthode alternative (méthode 1 bis) consistant à sélectionner sur critère consommation un nombre fixe de jours PP1 par mois<sup>158</sup> (tirage mensuel *ex post* sur critère consommation), aurait en AL 2017 dégradé le niveau de consommation nette observé sur les jours de pointe, ainsi que contribué à davantage extrapoler la puissance de référence à température extrême<sup>159</sup>.

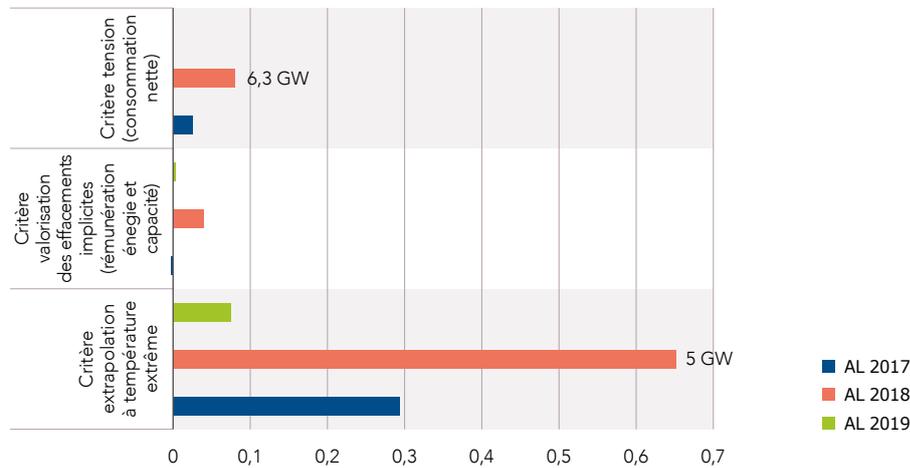
Toute évolution de l'algorithme de tirage vers une meilleure répartition des jours de pointe est également susceptible de dégrader la qualité des tirages en univers incertain (en comparaison avec une approche *ex post*) ; cet effet n'est pas chiffré dans le présent rapport et pourra être étayer dans le cadre de la concertation.

Pour les trois années de livraison étudiées (AL 2017 à AL 2019), le critère le plus dégradé est celui de

<sup>158</sup>. Sur la base des coefficients inscrits à l'article B.2.5 des règles du mécanisme de capacité, le nombre de jours PP1 et PP2 retenus par AL est de 8 en janvier, 3 en février et 3 en décembre.

<sup>159</sup>. Cette dégradation a été évaluée en appliquant une formule d'écart relatif.

**Figure 6.14** Dégradation des critères d'évaluation des jours de pointe induite par des contraintes mensuelles de placement des jours de pointe



l'extrapolation à température extrême, signifiant que le niveau de consommation thermosensible observé sur les jours PP1 serait sensiblement réduit si le choix était fait de mieux répartir les jours de pointe dans l'année. La comparaison des tirages

*ex post* fait apparaître qu'une répartition plus équilibrée des jours de pointe en cours d'année induirait une moindre dégradation des critères tension et valorisation des effacements définis au 6.3<sup>160</sup>.

**160.** À noter que la dégradation du critère tension aurait été importante en AL 2018 malgré le faible pourcentage ; de l'ordre de plus 5 GW de consommation nette (6,3 GW d'après le [graphe XX](#)) en moins par rapport à un tirage omniscient avec contrainte annuelle.

## 6.6 L'équivalence entre effacement implicite et effacement explicite n'a pas été atteinte malgré l'existence de jours PP2 non-PP1 et l'augmentation du coefficient de sécurité

Le mécanisme de capacité prévoit des signaux pour les acteurs obligés (PP1) et pour les exploitants de capacité (PP2) ; les jours PP1 étant également des jours PP2<sup>161</sup>. Cette différenciation qui introduit de la complexité dans le fonctionnement actuel du mécanisme (i.e. critère de sélection distinct pour les jours PP2 non PP1, périodes de contrôles distinctes, contraintes sur le placement des jours PP2 s'appliquant indirectement sur les jours PP1, heure de notification distincte entre les jours PP1 et les jours PP2 non-PP1) a été justifiée, lors de la mise en place du mécanisme de capacité, afin d'assurer une équivalence entre les effacements implicites et explicites et ainsi permettre d'inciter au développement de ces deux modalités de valorisation de l'effacement.

Dans le rapport de 2014 accompagnant les premières règles du mécanisme de capacité, il était notamment précisé que l'existence de jours PP2 non-PP1 était de nature à équilibrer les incitations entre effacements implicites et effacements explicites car la notion d'activation est plus exigeante que celle de disponibilité. Disposer de journées PP2 non-PP1 supplémentaires était supposé accroître la durée d'activation des effacements explicites pour qu'elle puisse tendre vers la durée d'activation des effacements implicites<sup>162</sup>.

En pratique, le constat d'une équivalence entre les effacements implicites et explicites n'est pas vérifié :

**1.** Comme précisé à l'article 5.3 du présent rapport, les effacements implicites ne semblent avoir crû que dans de très faibles proportions avec la mise en place du mécanisme de capacité, et la flexibilisation de la demande a plutôt été enclenchée par le biais de la filière d'effacement explicite dont une partie de la viabilité économique est assurée par le mécanisme de capacité (voir partie 1) ;

**2.** Les activations effectives des effacements représentent moins de 5% de la disponibilité valorisée pour la filière des effacements valorisés explicitement, à mettre au regard de la nécessité d'activer sa capacité sur l'ensemble des plages horaires pour valoriser un effacement implicitement. Ainsi, l'existence de jours PP2 non-PP1 (représente en moyenne ¼ des jours PP2) ne permet pas de créer d'équivalence en termes d'activation effective. Par ailleurs, tirer plus de jours de pointe PP2 non-PP1 ne se traduirait pas nécessairement par une augmentation des activations des effacements explicites qui s'activent uniquement dès que les prix de l'énergie excèdent leur coût marginal d'activation (ajouter des jours PP2 ne contribue pas nécessairement à tirer plus de jours sur lesquels les prix sont supérieurs aux coûts d'activation des effacements, car les jours de pointe représentent déjà les journées sur lesquelles les prix sont les plus élevés).

Par ailleurs, l'augmentation du coefficient de sécurité à partir de l'année de livraison 2019 a permis d'accroître la valorisation des effacements implicites, à un niveau très proche de celui de la valorisation des effacements explicites. Étant donné que le nombre de jours PP1 et le nombre de jours PP2 par année de livraison (respectivement de 10 à 15 jours et de 10 à 25 jours), inscrits dans les règles initiales du mécanisme de capacité, s'expliquaient notamment dans la perspective d'assurer une rémunération à hauteur de la contribution à la réduction du risque de défaillance<sup>163</sup>, l'augmentation du coefficient de sécurité a accru la valorisation des effacements implicites sans que les règles ne prévoient par ailleurs une augmentation concomitante de leur contribution à la réduction du risque de défaillance.

<sup>161</sup>. Les jours PP1 représentent d'ailleurs près de 75% des jours PP2.

<sup>162</sup>. Considérant (117) de la décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016.

<sup>163</sup>. Ces explications sont notamment explicitées aux considérants (113) à (117) de la décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016.



## LE CONTRÔLE DE DISPONIBILITÉ N'INTÈGRE QUE PARTIELLEMENT LES ENJEUX DE FIABILITÉ ET NE PERMET PAS D'OBSERVER L'ENSEMBLE DES CAPACITÉS VALORISÉES

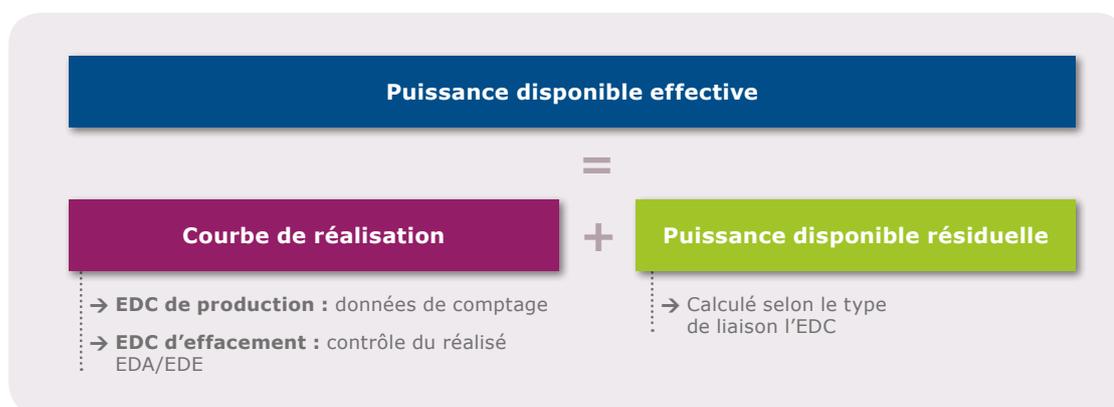
Le contrôle du niveau de disponibilité effective constitue une spécificité du mécanisme français. Si il apparaît utile que l'indexation de la rémunération porte sur le niveau effectif de disponibilité, car cela joue un rôle positif pour la sécurité d'alimentation (voir section 5.4.3), des travaux ont été menés dans le cadre du REX afin d'établir dans quelle mesure les contrôles en place permettent de vérifier l'existence et la fiabilité des capacités pour s'assurer en disposer au moment voulu.

Le mécanisme de capacité français rémunère la disponibilité que les exploitants de capacité mettent à disposition les périodes de forte consommation et de tension (plages PP2), plutôt qu'une puissance installée, pour que les exploitants de capacité soient rémunérés en fonction de leur contribution réelle à la sécurité d'approvisionnement.

Ainsi, le mécanisme de capacité s'attache à valoriser la disponibilité des exploitants de capacité à injecter de l'énergie ou s'effacer en cas de besoin – allant au-delà des marchés « usuels » de l'énergie qui valorisent de l'énergie effectivement livrée (injectée ou effacée) et mesurable à partir d'une courbe de charge. Dans le cadre réglementaire français, cette disponibilité est calculée, sur les plages horaires PP2, comme la somme de deux blocs :

- ▶ **La puissance réalisée (injectée ou effacée) :** elle peut être mesurée par un compteur pour la production et calculée à partir de méthode de contrôle du réalisé pour l'effacement ;
- ▶ **La puissance résiduelle :** calculée comme la puissance mise à disposition sur les marchés mais qui n'a pas fait l'objet d'une activation. Elle se caractérise notamment par le fait qu'elle se

**Figure 7.1** Principes de calcul du Niveau de Capacité Effectif (NCE)



situé en dehors de la préséance technico-économique. Tout l'enjeu du contrôle de disponibilité consiste à évaluer ce deuxième terme.

En effet, étant donné le caractère assurantiel du mécanisme de capacité, les fournisseurs sont tenus de couvrir un niveau d'obligation de capacité prenant en compte la consommation extrapolée au niveau de consommation lors des vagues de froid, ce qui se reflète côté exploitant l'existence d'une de la disponibilité résiduelle.

Ces choix à l'origine de la conception du mécanisme, détaillés dans le Rapport (2014) d'accompagnement de la proposition de règles, visent à inciter à l'investissement dans des capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, mais également à la disponibilité effective des moyens en service lors des périodes de tension du système électrique comme évalué au chapitre 6 du présent rapport. Afin une juste rémunération de ces moyens en contrepartie de pouvoir en disposer

en temps voulu, le cadre réglementaire du mécanisme de capacité prévoit qu'un certain nombre de contrôles soient menés par RTE sur la puissance résiduelle :

- 1. des contrôles s'appuyant sur les activations naturelles**, qui consistent à vérifier que lorsqu'une capacité est sollicitée<sup>164</sup> sur le mécanisme d'ajustement ou conformément aux engagements pris via une collecte avec prix d'engagement<sup>165</sup>, le volume de puissance mis à disposition a en effet été livré. Ces contrôles s'appuyant sur des activations naturelles impactent le résultat du calcul du NCE (*paragraphe 7.1*) ;
- 2. des contrôles par test** pour s'assurer que toute capacité résiduelle a pu être observée au moins une fois, indépendamment que la capacité se trouve dans la préséance technico-économique, ou non. Ces contrôles n'ont pas permis l'observabilité de l'ensemble des capacités depuis le lancement du mécanisme (*paragraphe 7.2*).

<sup>164</sup>. La notion de sollicitation fait référence à un ordre d'activation de RTE qui n'a pas nécessairement fait l'objet d'une activation de la capacité.

<sup>165</sup>. Les capacités de production qui ne peuvent techniquement pas participer au mécanisme d'ajustement et les capacités d'effacement via le dispositif NEBEF ont la possibilité de transmettre une disponibilité qu'ils s'engagent à activer si le prix issue de l'enchère spot organisée en J-1 dépasse le prix d'engagement associé à la disponibilité déclarée.

## 7.1 Les contrôles appliqués lors des activations naturelles des capacités repercutent mal la fiabilité des capacités dans le niveau de capacité valorisé

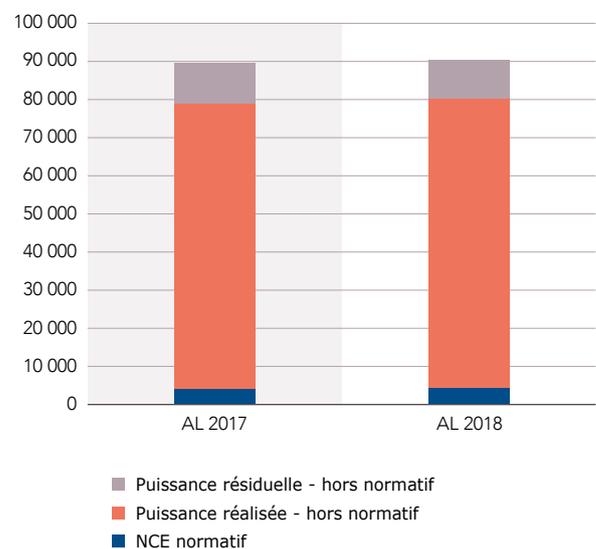
### 7.1.1 Le NCE calculé comme une moyenne de la disponibilité sur chacun des pas horaires PP2 ne rend pas compte de l'espérance de disponibilité

Les Règles du mécanisme de capacité français prévoient pour les moyens commandables<sup>166</sup> que la disponibilité valorisée (NCE) soit calculée comme la moyenne de la disponibilité évaluée sur chaque pas demi-horaire des jours PP2. Le niveau de capacité constaté peut donc se trouver inférieur au niveau de capacité contractualisé sur certains pas PP2 sans que cela ne se traduise nécessairement par une pénalisation financière. Cette disposition constitue une spécificité du mécanisme de capacité français<sup>167</sup> ; la majorité des mécanismes de capacité européens vérifient en effet que sur chacune des plages de contrôle, la puissance disponible valorisée soit au moins égale à la puissance contractualisée.

Afin de valoriser de la disponibilité via le Niveau de Capacité Effectif (NCE), les exploitants de capacités proposent leur disponibilité sur le mécanisme d'ajustement ou en lien avec l'enchère spot J-1. Dans ce contexte, les capacités peuvent être sollicitées (ordre d'ajustement ou prix spot J-1 supérieur au coût déclaré par les exploitants de capacité) et sont tenues lors des sollicitations de s'activer à hauteur du niveau de disponibilité proposé. *In fine*, la disponibilité valorisée des capacités (NCE définitif) est calculée pour chaque pas demi-horaire comme la somme des blocs suivants :

- ▶ **La puissance réalisée (injectée ou effacée) :** elle peut être mesurée par un compteur pour la production et calculée à partir de méthode de contrôle du réalisé pour l'effacement ;
- ▶ **La puissance résiduelle :** calculée comme la puissance mise à disposition sur les marchés mais qui n'a pas fait l'objet d'une activation. Elle se caractérise notamment par le fait qu'elle se situe en dehors de la présence technico-économique (puissance non-sollicitée).

**Figure 7.2** Répartition du NCE entre puissance réalisée et puissance résiduelle<sup>168</sup>



<sup>166</sup>. Les capacités dont la source d'énergie primaire est fatale peuvent se faire certifier selon une méthode de certification dite normative qui ne boucle pas sur la disponibilité effective, afin d'éviter qu'ils ne portent le risque associé au caractère fatal de leur moyen de production.

<sup>167</sup>. Si cette disponibilité moyenne observée sur l'ensemble des pas horaires PP2 (NCE définitif) est inférieure ou égale au niveau de capacité certifié (NCC), l'exploitant de capacité s'expose au paiement de pénalités au titre du règlement des écarts.

<sup>168</sup>. La certification normative est séparée de la distinction réalisé/résiduelle car elle ne suit pas la même logique. En effet, le niveau de certification normatif reflète des historiques de puissance réalisée qui peuvent s'écarter de la puissance réalisée de l'année de livraison (cf. Chapitre 8). Par ailleurs, la notion de disponibilité n'est pas prise en compte dans les modalités actuelles de certification normative, qui s'appliquent principalement aux technologies dont les sources d'activation sont intermittentes.

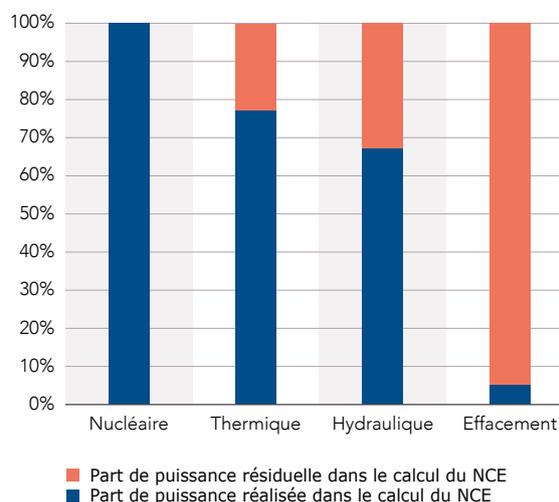
Ainsi, lorsque la puissance proposée comme disponible par une capacité se trouve dans la présence technico-économique (i.e. sollicitation de la capacité), seule la puissance réalisée sera prise en compte dans le calcul de la disponibilité effective (formule de calcul du NCE). Ainsi, à titre d'exemple, une capacité qui propose 100 MW sur le mécanisme d'ajustement et qui, en cas de sollicitation sur 100 MW et d'une durée d'une heure, ne s'active en qu'à hauteur de 50 MW (indisponibilité partielle), la disponibilité valorisée sur ce pas horaire sera évaluée à 50 MW. La formule de calcul du NCE ne prévoit pas que cette moindre activation n'affecte la disponibilité valorisée sur les autres pas horaires PP2.

### 7.1.2 Les modalités en vigueur pour valoriser la disponibilité reflètent mal le niveau de fiabilité, en particulier pour les capacités de pointe, ce qui conduit à surestimer le NCE de près d'1 GW

Comme précisé dans le paragraphe précédent, les activations dites naturelles – par opposition aux activations suite à la notification d'un test ou d'un audit – affectent la disponibilité valorisée d'une capacité uniquement sur les pas horaires sur lesquels une activation de la capacité est sollicitée. Ainsi, plus une capacité est activée au cours de la période de livraison (moyen «de base»), plus le niveau de disponibilité valorisé est représentatif de la disponibilité réelle de la capacité. En revanche, pour les capacités «de pointe», en cas d'enjeu avéré de fiabilité, l'abattement de la disponibilité valorisée s'applique uniquement sur les pas horaires sur lesquels des activations ont été sollicitées ce qui est susceptible de conduire à une surévaluation de la disponibilité valorisée. Les filières situées à la droite de la figure 7.3 sont ainsi particulièrement concernées par ce biais.

À titre d'exemple, une capacité qui proposerait 100 MW de disponibilité au marché et qui, pour des enjeux de fiabilité<sup>169</sup>, délivrerait en moyenne 50 MW

**Figure 7.3** Répartition du NCE par filière entre puissance réalisée et puissance résiduelle<sup>170</sup>



lorsqu'elle est sollicitée, verrait son NCE affecté différemment en fonction de sa fréquence d'activation «naturelle». La disponibilité valorisée par cette capacité serait évaluée à NCE = 50 MW si cette dernière est sollicitée par le marché sur l'ensemble des plages horaires PP2, à 75 MW si cette capacité est sollicitée par le marché sur la moitié des plages horaires PP2, et à près de 100 MW si celle-ci est sollicitée par le marché sur une heure PP2 uniquement. Dans les deux dernières configurations, le Niveau de Capacité Effectif est respectivement surestimé de 25 MW et de 50 MW par rapport au niveau de fiabilité réel.

Afin d'évaluer la disponibilité en espérance des exploitants de capacité et d'ainsi mieux rendre compte des enjeux de fiabilité, un coefficient de fiabilité a été calculé pour chaque capacité valorisée dans le cadre du mécanisme de capacité, comme le produit entre :

- un coefficient reflétant pour chaque capacité le **rapport entre niveau moyen d'activation**

<sup>169</sup>. Sur le mécanisme d'ajustement, ces enjeux de fiabilité peuvent se caractériser par des refus d'ordre ou par une re-déclaration du niveau d'ajustement possible, suite à une sollicitation sur le mécanisme d'ajustement.

<sup>170</sup>. À noter que les volumes ajustés à la baisse sur le mécanisme d'ajustement ou encore les capacités qui proposent des services systèmes (et dont une partie seulement du volume programmé fait l'objet d'activation) apparaissent comme de la puissance résiduelle dans la présente figure.

**lorsque la capacité est sollicitée et le niveau moyen des sollicitations initiales.**

À titre d'exemple, une capacité de production ajustée à la hausse à 100 MW et qui n'injecte que 80 MW sur le réseau sur les plages sur lesquelles elle a été sollicitée se verra attribuer un coefficient de 80% ;

- un coefficient par filière reflétant **la probabilité que l'ordre d'activation soit accepté sur le mécanisme d'ajustement.**

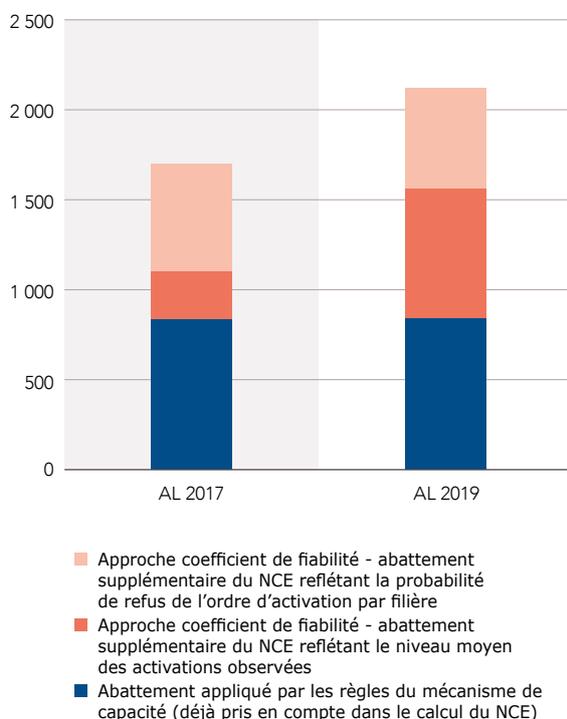
En appliquant ce coefficient de fiabilité à la disponibilité déclarée par les exploitants de capacité, il est possible de calculer, en espérance, la disponibilité attendue dans une configuration ou l'ensemble des capacités du mécanisme seraient

sollicitées simultanément. Ainsi, l'application d'un tel coefficient de fiabilité conduit pour les années de livraison 2017 et 2019 à évaluer une disponibilité effective France entre 1,7 GW et 2,1 GW inférieure à la disponibilité mise à disposition par les exploitants de capacité.

Pour calculer le biais à la surestimation du NCE, cet abattement doit être mis au regard de l'abattement appliqué par les Règles du mécanisme de capacité. En effet, pour ces mêmes années de livraison, la formule de calcul du NCE a également permis de réduire le niveau de disponibilité valorisé sur les pas horaires sur lesquels des activations ont été sollicitées et que la puissance injectée ou effacée était inférieure à la disponibilité proposée. Ainsi, l'application des règles du calcul du NCE s'est traduite pour les années de livraison 2017 et 2019 par un abattement de la disponibilité mise à disposition, évalué à environ 800 MW.

Ces analyses, représentées par la figure 7.2, permettent donc de conclure que la formule de calcul du NCE n'a permis de représenter que partiellement les enjeux de fiabilité constatés sur les premières années de livraison du mécanisme de capacité, conduisant ainsi à une surévaluation du NCE de l'ordre d'au moins<sup>171</sup> 1 GW.

**Figure 7.4** Abattements du NCE consécutifs à des activations à des niveaux inférieurs à la puissance mise à disposition et sollicitée



**7.1.3 En cas de test, les enjeux de fiabilité sont mieux représentés bien qu'ils n'ont pas été introduits dans le cadre réglementaire pour refléter les enjeux de fiabilité de l'ensemble des capacités**

La formule de calcul des résultats des tests décrite à l'article 7.9.4 des Règles du mécanisme de capacité s'applique à la disponibilité calculée sur l'ensemble des pas horaires de l'année de livraison, indépendamment des niveaux de puissance observés lors des activations naturelles, ce qui permet de refléter dans le calcul du NCE les enjeux de fiabilité observés sur les plages de test. Cependant :

<sup>171</sup>. Pour les capacités qui n'ont pas été observées (voir section 7.2), aucun coefficient de fiabilité n'a pu être calculé. L'estimation proposée constitue donc un minorant de la surestimation du NCE par les règles de calcul.

- ▶ la formule de calcul du résultat des tests repose sur des hypothèses d'échantillonnage qui ne sont pas nécessairement vérifiées : (i) les niveaux d'activation observés sur les plages de tests sont représentatifs de la fiabilité de la capacité, (ii) le niveau de fiabilité observé de l'entité testée (EDA/EDE/sites non liés) est représentatif du niveau de fiabilité de l'entité de certification (EDC) ;
- ▶ les tests du mécanisme de capacité n'ont pas été introduits pour refléter le niveau de fiabilité des acteurs, mais principalement pour assurer une observabilité exhaustive des capacités (voir section 7.2) – en effet, les tests visent prioritairement les capacités qui ne s'activent pas naturellement et tous les exploitants de capacité n'ont pas vocation à y être soumis annuellement.

En définitive, la formule en vigueur de calcul du NCE reflète mal les enjeux de fiabilité des capacités et surestime la disponibilité valorisée d'au moins 1 GW, par rapport à une approche alternative consistant à calculer un niveau de fiabilité annuel par capacité. Cette surestimation dérive notamment du fait que la formule en vigueur de calcul du NCE (i) considère les activations d'une même capacité indépendamment les unes des autres, (ii) n'applique un abattement de la capacité valorisée uniquement sur les plages horaires sur lesquelles celle-ci est sollicitée. Le régime de test ne permettrait pas de complètement résoudre ce biais car le calcul des résultats afférents ne considère pas les activations naturelles et n'est pas appliqué à l'ensemble des capacités.

## 7.2 Près de 2,5 GW de capacité valorisée au moins une fois n'a pas pu être ni observée, ni sollicitée en raison des modalités de mise en œuvre des tests d'activation

### 7.2.1 Plus de 2 GW de capacité valorisée au moins une fois n'a pas pu être ni observée, ni sollicitée sur chacune des années de livraison 2017 à 2019

Afin de contrôler l'existence des capacités financées aux frais du consommateur par la couverture de l'obligation de capacité, l'article 7.9.4 des Règles du mécanisme de capacité prévoit que l'ensemble des capacités soient sollicitées au moins une fois par année de livraison afin de garantir l'observabilité des capacités valorisées par le mécanisme :

*«À l'issue de la Période de Livraison, toutes les Puissances Activables des EDC auront été activées au moins une fois par le dispositif de contrôle par test d'activation, ou par un autre dispositif.»*

Cependant, la mise en œuvre progressive des tests ainsi que les processus d'activation prévus (activation par sollicitation de RTE via les mécanismes existants) n'ont pas permis de remplir cet objectif. En effet, sur les années de livraison 2017 à 2019, la comparaison pour chaque Entité de Certification (EDC) entre les niveaux maximum de disponibilité valorisée et de puissance injectée ou effacée permet d'évaluer la puissance valorisée au moins une fois qui n'a été activée sur des plages horaires PP2. À titre illustratif, une capacité qui a proposé une disponibilité de 120 MW sur un jour PP2 et de 100 MW sur le reste des jours PP2 et dont la puissance réalisée maximum est de 90 MW se verra attribuée un volume non observé de 30 MW.

Afin de distinguer la notion d'observabilité de la notion de fiabilité, les volumes qui ont été sollicités au moins une fois (activation naturelle ou

test) mais n'ont pas fait l'objet d'activation sur les plages horaires PP2 sont considérées comme un enjeu de fiabilité et ne sont pas considérés dans cette sous partie (correspond à environ 300 MW).

Sur les années de livraison 2017 et 2019, cette comparaison permet de conclure que 2,5 à 3,5 GW de puissance ont été valorisés sur au moins un pas demi-horaire PP2 et n'ont pas été observés sur les plages horaires PP2.

Une analyse par filière fait apparaître que ces volumes qui n'ont pas été observés sur les plages horaires PP2 concernent principalement les filières «effacement» (35% du volume non observé) et «hydraulique» (40% du volume non-observé). Or ces filières ayant atteint, lors des jours PP2 des années 2017 à 2019, des niveaux proches ou équivalents à leur niveau maximum de puissance injectée ou effacée<sup>172</sup>, comparer le niveau de disponibilité mis à disposition par entité au niveau maximum réalisé sur les plages horaires PP2 apparaît être un bon indicateur pour étudier l'observabilité des capacités valorisées dans le cadre du mécanisme de capacité.

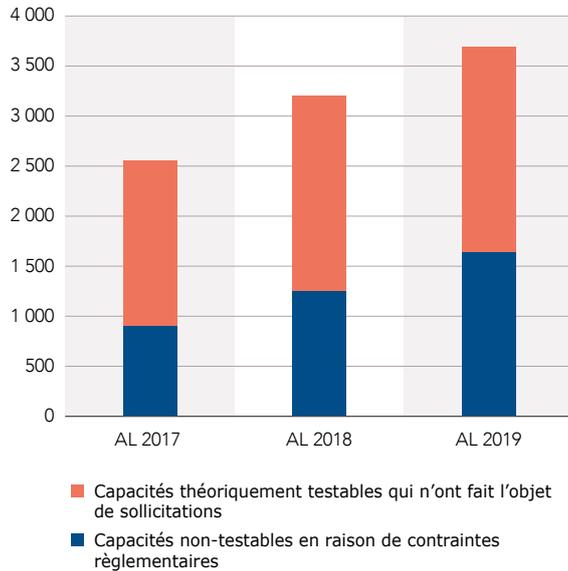
Ce volume de capacité non-observé peut être distingué entre :

► **Les capacités qui n'auraient pas pu faire l'objet d'une demande d'activation par test en raison de contraintes introduites par des règles du mécanisme de capacité (entre 0,9 GW et 1,6 GW) :**

- Parmi les capacités contractualisées dans le cadre des services système, environ 500 MW n'ont pas fait l'objet d'une activation de l'intégralité des volumes offerts dans le cadre des services proposés au réseau afin d'éviter de mettre

<sup>172</sup>. Lors de l'année de livraison 2018, caractérisée par un niveau de capacité non-observé de 3,5 GW, le pas horaire sur lequel ces filières ont atteint leur niveau maximal de production ou d'effacement est contenu dans les plages horaires PP2.

**Figure 7.5** Catégorisation des volumes de capacité non-observée pour les années de livraison 2017 à 2019



en risque la stabilité du système électrique et n'ont donc pu être que partiellement observés au cours des plages horaires PP2 ;

- La formule de calcul du NCE permet actuellement la prise en compte de la thermosensibilité des effacements thermosensible. En l'espèce, la capacité disponible de ces moyens est extrapolée à température extrême. Dans les conditions où la température extrême n'est pas atteinte au cours de l'année de livraison, cette capacité n'est pas observable. Le volume extrapolé correspond à 50 MW ;
- Les règles du mécanisme de capacité limitent le nombre de test par entité de certification à 3 tests par entité de certification par année de livraison, limitant la surface de la puissance testable. En effet, certaines entités de certification sont liées à plus de 3 entités, ne permettant pas de tester l'ensemble de la puissance couverte par l'EDC (e.g. EDA/EDE). RTE estime ce volume de capacité non testable en raison de l'existence de cette contrainte entre

350 MW et 1 100 MW en fonction de l'année de livraison concernée.

- **Le reste du volume non-observé (entre 1,5 GW et 1,8 GW) est théoriquement testable** et n'a pas fait l'objet de sollicitation au titre des tests du mécanisme de capacité. Ce volume non observé s'explique par le déploiement progressif des tests (section 7.2.2) ainsi que les processus d'activation prévus (activation par sollicitation de RTE via les mécanismes existants, section 7.2.3), qui n'ont pas permis la sollicitation de ces volumes sur les premiers exercices de fonctionnement du mécanisme.

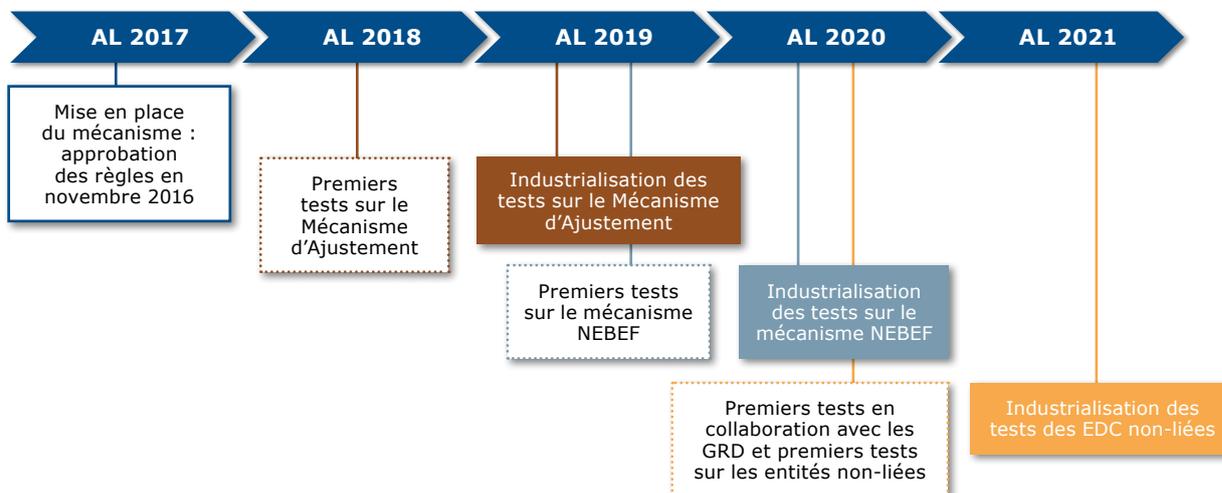
### 7.2.2 Certaines capacités n'ont pas pu être testées car le dispositif de test a été mis en œuvre progressivement...

RTE a testé des capacités progressivement à partir de AL 2018 (250 MW en 2018, 300 MW en 2019, 660 MW en 2020), ce qui n'a pas suffi pour réduire notablement le volume des capacités non-observées (les entités partiellement observées représentent près de 170 EDC par année de livraison). Cette mise en œuvre progressive des tests s'explique par :

- 1. Des enjeux de priorisation :** afin d'assurer la conformité du mécanisme de capacité avec la décision de la Commission européenne, la mise en œuvre des modalités conditionnant la validité juridique du mécanisme ont été déployées prioritairement par rapport au dispositif de tests dont le déploiement a été retardé en conséquence. Pour rappel, le pilier « Concurrence » de la décision de la Commission européenne publiée en novembre 2016 a dû être mis en place à quelques semaines du lancement du premier exercice du mécanisme, puis l'introduction dans le cadre réglementaire des modalités d'organisation des AOLT et de la participation transfrontalière directe est intervenue fin 2018 ;
- 2. Des enjeux de complexité réglementaire :** la mise en œuvre des tests a dû faire l'objet d'évolutions réglementaires successives (article 7.9.4 des règles du mécanisme de capacité)<sup>173</sup>

<sup>173</sup>. Arrêtés du 21 décembre 2018 et du 5 décembre 2019 portant modification aux règles du mécanisme de capacité.

**Figure 7.6** Frise détaillant le déploiement progressif des tests au titre du mécanisme de capacité



afin de généraliser leur mise en œuvre à l'ensemble des dispositifs de marché. Ces évolutions réglementaires ont dû être complétées par le développement d'outils dédiés pour assurer une facturation cohérente avec les modalités prévues par ces nouvelles dispositions réglementaires.

La figure 7.6 détaille la temporalité du déploiement des tests en fonction des entités concernées.

### 7.2.3 ... qui même en régime nominal, ne permettrait pas nécessairement de tester toute la disponibilité « testable », selon les modalités actuelles

Au-delà des enjeux de déploiement opérationnel, RTE constate que les processus d'activation prévus (activation par sollicitation de RTE via les mécanismes existants) pour les tests du mécanisme de capacité ne permettraient pas, même en régime pérenne, d'assurer une observabilité exhaustive des capacités.

Comme précisé au chapitre 6 du présent rapport, la puissance mise à disposition par les exploitants de capacité peut être fortement variable d'une journée PP2 à l'autre. Si RTE teste une capacité au mois de janvier, le niveau de capacité testé ne correspond pas nécessairement au niveau maximum de disponibilité que l'exploitant valorisera au cours de l'année de livraison. Seul un acteur centralisé omniscient, ou l'acteur lui-même, serait en mesure d'activer la capacité le jour où le maximum de disponibilité est proposé. L'incertitude sur le nombre et le positionnement des jours de pointe PP2 sont également sources d'incertitude pour les tests de capacités sur des périodes sur lesquelles leur disponibilité est maximale.

Par ailleurs, RTE note que les volumes non-observés au total portent sur un nombre significatif d'entités : plus de 150 EDC par année de livraison, couvrant plus de 300 EDE/EDA et représentant au total près de 30 GW de capacités certifiées à tester tous les ans<sup>174</sup>. Or les tests sur les capacités proposant leur disponibilité sur le mécanisme d'ajustement sont

<sup>174</sup>. Pour la majorité des EDC, la puissance non-observée n'est que partielle. Cependant, si RTE décide de tester une capacité lors d'un jour PP2, si la capacité n'a pas prévu de produire ou d'effacer d'énergie sur la journée, les tests doivent porter sur l'intégralité de l'EDC pour assurer son observabilité exhaustive. 30 GW constitue donc une fourchette haute des activations à mener pour disposer d'une observabilité exhaustive des capacités à tester.

contraints dans la mise en œuvre opérationnelle. À titre d'exemple, le choix de ne pas activer les EDA contre-tendance s'appliquant aux tests menés via le mécanisme d'ajustement, pour éviter que les tests du mécanisme de capacité ne se fassent aux frais des responsables d'équilibre en déséquilibre, couplé à l'ensemble des contraintes techniques nécessaires pour assurer l'équilibre offre-demande en temps réel, n'est nécessairement pas compatible avec le volume de capacité à activer.

Ces deux conclusions amènent à s'interroger sur les modalités actuellement prévues pour les tests,

qui ne permettront pas, même en régime nominal, d'observer l'ensemble des capacités disponibles valorisées dans le cadre du mécanisme. À titre de piste d'évolutions éventuelles pour l'avenir, on peut citer le cas des mécanismes de capacité polonais et britanniques qui proposent, en complément de tests «surprises» des activations à l'initiative des exploitants de capacité, ou encore le cas des réserves stratégiques allemandes ou du futur mécanisme de capacité belge qui prévoient des activations *ex ante* pour décider de l'éligibilité des moyens.

## 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

L'ensemble des parties prenantes s'accorde pour qualifier le mécanisme de capacité français de complexe.

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. L'appréhension de ces notions, avec tous les paramètres que les calculs comprennent, nécessite donc un temps de montée en compétence conséquent, que pointent du doigt les plus petits acteurs disposant de ressources limitées à dédier à la gestion de ce mécanisme.

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 introduites par la décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016 (e.g. contrôle du pouvoir de marché par le tunnel de certification ou encore le renforcement des rééquilibrages, 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 (e.g. prise en compte de la disponibilité de capacités n'offrant pas leur disponibilité sur le MA, temporalité de certification spécifique pour les capacités d'effacement, prise en compte de la thermosensibilité pour les capacités d'effacement diffus etc.).

Le présent chapitre s'attache à identifier les dispositifs constitutifs du mécanisme perçus comme complexes afin d'interroger leur pertinence, en évaluant leur valeur ajoutée sur la base des premières années de fonctionnement du mécanisme.

## 8.1 Les analyses du REX ont permis d'identifier certaines dispositions complexes du mécanisme

Afin d'étayer, sur la base d'éléments factuels, la perception de complexité exprimée par les parties prenantes, il a été procédé à un recoupement des données opérationnelles à disposition de RTE, mais également des données issues des contributions partagées par l'Association des Distributeurs d'Électricité en France (ADEeF) dans le cadre de la concertation<sup>175</sup>, et des retours d'acteurs (questionnaire de cadrage et remontée de données pour le chiffrage des coûts de mise en œuvre du mécanisme). L'analyse de ces données permet d'identifier les principaux catalyseurs de complexité du mécanisme de capacité.

Cette partie est structurée en deux temps afin de parcourir les enjeux de complexité reflétés (i) par les sollicitations traitées par RTE (en lien avec les acteurs de marché et avec les GRD) et (ii) par la mobilisation des ressources chez les acteurs de marché.

### 8.1.1 Les sollicitations reçues par RTE font état d'un besoin d'accompagnement prégnant, notamment sur les obligations contractuelles liées à la certification, et d'une charge importante liée aux processus prévus en collaboration avec les GRD

L'analyse des sollicitations reçues par RTE via la boîte mail dédiée au fonctionnement opérationnel du mécanisme de capacité permet d'identifier les principaux interlocuteurs des équipes opérationnelles RTE et d'identifier les principales préoccupations de ces parties prenantes. Trois constats majeurs ont pu être tirés de cette analyse :

#### 1. Le nombre de sollicitations est important (> 1 500/an depuis le lancement du mécanisme),

**synonyme d'un fort besoin d'accompagnement des acteurs participant au mécanisme de capacité.** Pour l'année de livraison 2017, le nombre de sollicitations s'est considérablement accru lors du T1 2020, reflétant les forts enjeux, pour les acteurs de marché, du premier débouclage d'un exercice, ayant lieu 3 ans après l'année de livraison concernée. Un pic de sollicitation est également observé au T4 AL-1 lequel représente les sollicitations liées à la certification des capacités d'effacement<sup>176</sup>, qui sont par nature plus chronophages que les certifications des capacités de production (nombre de sites plus important, collecte des mandats par site, 50 % des EDC effacement sont connectés

**Figure 8.1** Temporalité des sollicitations traitées par RTE pour l'année de livraison 2017



<sup>175</sup>. Présentation ADEeEF lors du GT REX MECAPA du 8 juillet 2020.

<sup>176</sup>. Conformément à l'article 7.4.2.2 des règles du mécanisme de capacité, la date limite de certification des capacités d'effacement est fixée au 31 octobre AL-1.

à plusieurs gestionnaires de réseaux, etc.). De manière générale, les enjeux liés à une année de livraison font l'objet d'échanges avec les acteurs de marché sur 5 à 6 ans (jusqu'à 8 ans en régime nominal) ;

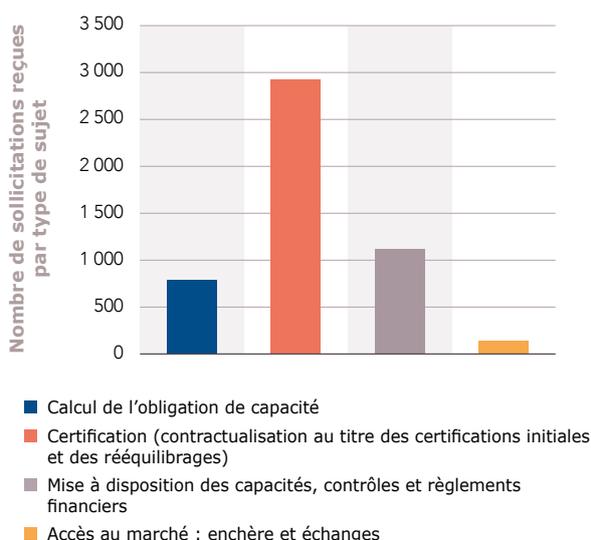
**2. Le tri des sollicitations en fonction de leur objet permet de mettre en lumière que la certification (contractualisation) et les obligations réglementaires liées à ce processus (e.g. collecte, rééquilibrages) représentent la majeure partie de la volumétrie des sollicitations traitées par RTE** (près de 70% du volume de sollicitations). Ce constat est d'ailleurs cohérent avec la manière dont les opérateurs du mécanisme de capacité ont structuré leurs ressources (les équipes dédiées à la gestion du mécanisme de capacité de RTE et des GRDs consacrent plus de 70% de leur temps à la certification et aux obligations contractuelles associées). Enfin, cette concentration des sollicitations côté exploitants de capacité s'explique

en partie par le nombre d'Entités de Certification (EDC) en augmentation<sup>177</sup>.

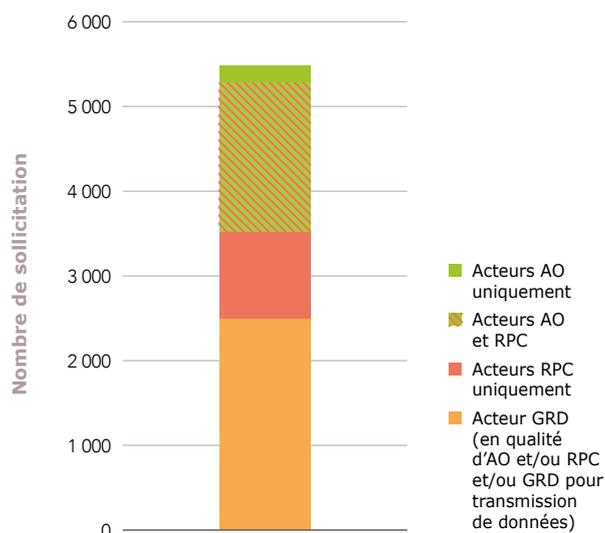
**3. Sur l'ensemble des sollicitations reçues, 43% proviennent de GRD. Ces échanges sont le reflet d'un besoin de coordination significatif entre RTE et l'ensemble des GRD, qui n'est pas visible des acteurs de marché, pour assurer le bon fonctionnement du mécanisme :**

- D'une part, RTE est responsable de la signature des contrats de certification conformément à l'article L. 321-16 du Code de l'énergie et de l'attribution des dérogations au tunnel de certification dans le cadre du processus de certification. D'autre part, pour les sites raccordés à leurs périmètres, seuls les GRD disposent des données permettant de procéder aux contrôles prévus dans le cadre du processus de certification. Pour respecter ces enjeux de gouvernance, un cadre de coordination est prévu par les règles du mécanisme de capacité

**Figure 8.2** Classification des sollicitations reçues par RTE



**Figure 8.3** Répartition des sollicitations par type d'acteur



<sup>177</sup>. Le nombre d'EDC est croissant depuis le lancement du mécanisme (649 en AL 2017, 741 en AL 2018, 900 en AL 2019, 1 082 en AL 2020), ce qui s'explique principalement par le déploiement des énergies renouvelables (forte croissance du nombre d'EDC certifiées selon la méthode normative).

et complété par les conventions RTE-GRD, afin que les opérateurs du mécanisme échangent les données permettant d'aboutir à la certification des exploitants de capacités connectés à un ou plusieurs GRD ;

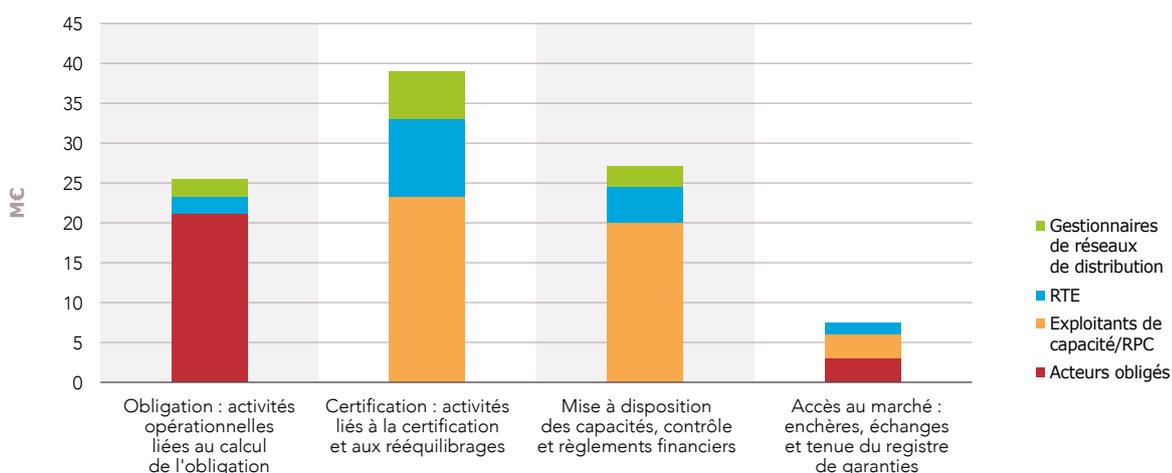
- Les calculs de l'obligation et du NCE nécessitent également des remontées de données de la part des GRD. À titre indicatif, l'ensemble des GRD<sup>178</sup> doit à ce jour procéder à l'envoi de gradients et de puissances de référence pour le calcul de l'obligation estimée puis définitive, ainsi que de courbes de charges sur les plages horaires PP2 pour le calcul du NCE. Ces processus d'échange de données s'opèrent sur 3 à 6 mois pour chacun des calculs aboutissant aux niveaux de NCE et d'obligation, estimés et définitifs.

### 8.1.2 Les ressources mobilisées par les opérateurs du mécanisme ainsi que par les acteurs de marché confirment la concentration de la complexité sur les obligations contractuelles liées à la certification

L'analyse des ressources mobilisées par les parties prenantes du mécanisme de capacité développée dans la partie 2 du présent rapport constitue également un indicateur à même de refléter la complexité des processus prévus par les cadres réglementaire et contractuel du mécanisme.

Afin de disposer d'une estimation exhaustive des coûts totaux portés par l'ensemble des acteurs, RTE s'est appuyé sur des coûts de mise en œuvre remontés par l'ensemble des acteurs et a extrapolé ces coûts pour les acteurs n'ayant pas remonté d'information dans le cadre de la concertation. La représentation des coûts des acteurs obligés ou des exploitants de capacité, les coûts fixes et les coûts proportionnels à la taille du portefeuille (en niveau d'obligation ou de certification) ont été estimés sur

**Figure 8.4** Répartition des coûts portés par les différents acteurs depuis la mise en œuvre du mécanisme de capacité jusqu'en 2020



178. 123 en 2019.

la base des remontées des acteurs ayant répondu aux questionnaires.

Le coût total estimé des montants dépensés à fin 2019 (en CAPEX ou OPEX) s'élève à 100 M€. RTE porte une partie des coûts mais ceux-ci sont globalement répartis entre les différentes catégories d'acteurs, ce qui apparaît logique compte-tenu de l'architecture décentralisée du mécanisme de capacité.

Comme précisé dans le chapitre 2 du retour d'expérience, l'analyse globale permet d'identifier que l'essentiel des coûts correspond aux activités relatives à la certification de capacité au sens large : certification des capacités, rééquilibrage, mise à disposition de la capacité, collecte, contrôles de disponibilité, calcul du NCE, etc. Ceci permet d'objectiver que ce sont ces activités sur lesquelles les enjeux de simplification sont les plus importants. Pour les acteurs obligés, le processus de calcul de l'obligation semble avoir été mieux automatisé et la concertation a permis d'identifier la prise en compte de la thermosensibilité et la temporalité du mécanisme comme principales préoccupations s'agissant de la complexité du mécanisme<sup>179</sup>.

#### **8.1.2.1 Les obligations liées au processus de certification (contractualisation) et les obligations contractuelles subséquentes (collecte, rééquilibrages) impliquent une mobilisation opérationnelle importante, même pour les petits acteurs**

Pour les exploitants de capacité, l'analyse des coûts qu'ils portent permet de mettre en évidence deux constats structurants :

**1. les coûts remontés par les exploitants de capacité sont principalement des coûts de fonctionnement** (équivalent OPEX) et les coûts d'investissement (équivalent CAPEX) apparaissent négligeables, ce qui signifie que très peu des processus ont été industrialisés à ce jour. De ce constat, il semble possible de conclure que :

- i. une gestion opérationnelle « au cas par cas » est jugée préférable par certains exploitants de capacité, par rapport à l'automatisation de certains processus. Une telle stratégie permet possiblement une gestion sur mesure des portefeuilles (e.g. activité de collecte) et une meilleure résilience aux évolutions réglementaires. Cette stratégie apparaît cohérente avec un certain nombre de processus décrits par les règles de marché (e.g. dérogation du tunnel de certification, déclaration de fortuit) qui prévoient des justifications « sur mesure ».
- ii. les perspectives de réduction des coûts portés par les exploitants de capacité sont probablement limitées, à cadre réglementaire et contractuel inchangé.

**2. la reconstitution des coûts de mise en œuvre** détaillée dans le chapitre 2, comme une extrapolation des coûts par rapport au niveau de capacité certifié, met en lumière l'existence d'un coût d'entrée pour les exploitants de capacité. En effet, **les obligations réglementaires liées à la signature du contrat de certification** (e.g. certification, rééquilibrages, éventuelles dérogations, collecte pendant tout l'hiver de la puissance disponible, des liaisons et des contraintes de stocks) **impliquent une activité opérationnelle importante même pour les plus petits exploitants de capacité** afin que les acteurs remplissent l'obligation légale de certification prévue à l'article L. 321-16 du Code de l'énergie. RTE a estimé ce coût d'entrée à ½ ETP cadre et ½ ETP non cadre sur la période de fonctionnement du mécanisme pour :

- i. assurer le suivi des évolutions réglementaires et contractuelles qui les concernent (sans participation active à la concertation) ;
- ii. procéder à la certification, aux rééquilibrages et aux éventuelles demandes de dérogation afférentes ;
- iii. respecter les obligations contractuelles de collecte pendant l'hiver (collecte des liaisons, de la disponibilité, des contraintes de stock...).

<sup>179</sup>. Les acteurs obligés font également mention, dans le cadre de la concertation, des enjeux d'accompagnement et de pédagogie qu'ils rencontrent pour expliquer le mécanisme de capacité auprès des consommateurs.

### 8.1.2.2 Côté acteurs obligés, les enjeux techniques et opérationnels semblent avoir été partiellement automatisés et les coûts générés semblent plus proportionnés à la taille des acteurs

Les données remontées par les acteurs obligés sur les coûts de mise en œuvre, détaillées dans la partie 2.2, semblent indiquer que les acteurs obligés portent des coûts de mise en œuvre relativement proportionnés à leur niveau d'obligation (aucun coût d'entrée notable n'a été identifié pour les plus petits acteurs obligés). Les acteurs obligés de taille importante semblent mobiliser davantage de ressource pour être capables de mieux anticiper leur niveau d'obligation et ainsi réduire le risque financier lié à sa couverture partielle. Cette observation est par ailleurs cohérente avec le fait que les acteurs obligés de plus grande taille prévoient mieux leur niveau d'obligation, comme précisé au Chapitre 5 du présent rapport.

Par ailleurs, les données remontées par les acteurs obligés permettent également de conclure qu'**une proportion plus importante des ressources est investie** sur le volet « demande » (équivalent CAPEX correspondant à 1/5 des coûts de mise en œuvre des acteurs obligés) que sur le volet « offre » (investissement SI négligeable). RTE et les GRDs partagent également le constat que la complexité liée au calcul de l'obligation de capacité a pu être davantage industrialisée par RTE et les GRDs.

Sur le volet obligation, les sollicitations reçues par RTE (mail et concertation) indiquent que les deux sujets qui génèrent le plus de questions et de sollicitations à ce jour sont la prise en compte de la thermosensibilité et la remontée de l'ensemble des données nécessaires au calcul de l'obligation estimée et définitive (échanges de données RTE et GRD) aboutissant au débouclage du mécanisme de capacité 3 ans après l'année de livraison. Dans l'appel à contributions portant sur le cadrage des sujets à traiter dans le présent retour d'expérience ouvert du 19 février au 13 mars 2020, la majorité des parties prenantes a remonté le sujet de la temporalité du mécanisme (règlements financiers initiés en mars AL+3) comme l'une des principales sources de complexité du mécanisme,

se traduisant notamment par des enjeux de trésorerie, de comptabilité, d'un suivi pluriannuel soulevant des enjeux dans les contextes de renouvellement de ressources.

Dans le cadre de la concertation, les acteurs obligés font également mention des difficultés qu'ils rencontrent pour expliquer le mécanisme de capacité auprès des consommateurs qu'ils contractualisent et de l'effort d'accompagnement que cela engendre.

### 8.1.3 Des éléments d'analyse complémentaires (avantage/inconvénient) sur les principaux catalyseurs de complexité

Il ressort du présent paragraphe que les principales sources de complexité pour les acteurs de marché et/ou pour les opérateurs du mécanisme dérivent :

- ▶ du processus de certification et des obligations contractuelles qui en découlent – *paragraphe 8.2* ;
- ▶ dans une moindre mesure, des enjeux de prise en compte de la thermosensibilité et d'échange de données dans le cadre du calcul de l'obligation de capacité – *paragraphe 8.3* ;
- ▶ des enjeux relatifs à la temporalité *ex post* du mécanisme de capacité, se traduisant par l'initiation des règlements financiers en mars AL+3 – *paragraphe 8.3.2*.

En cohérence avec ce diagnostic, l'ensemble des enjeux identifiés dans le tableau de synthèse ci-dessous sont parcourus dans le présent chapitre, afin de rappeler les sous-jacents ayant justifié la mise en place de ces dispositifs sources de complexité et de partager des éléments d'analyse (étude avantage-inconvénient) sur la base des premières années de fonctionnement du mécanisme.

Si le présent chapitre s'intéresse à la complexité liée à l'existence des dispositifs en place, il apparaît utile de préciser que les évolutions réglementaires sont également de nature à générer de l'instabilité pour les parties prenantes du mécanisme de capacité et à perturber les processus en place bien que cela n'a pas pu être quantifié dans le présent chapitre.

**Tableau 8.1** Tableau de synthèse sur les principales sources de complexité du mécanisme de capacité issues des analyses

Dispositif du mécanisme de capacité	Niveau de complexité perçu par les opérateurs du mécanisme	Niveau de complexité perçu par les acteurs de marché concernés
<b>Certification (processus de contractualisation)</b>	<b>Très important</b>	<b>Très important</b>
<i>Dont notamment le processus de dérogation du tunnel de certification</i>	Très important	Très important
<i>Dont notamment le processus de rééquilibrage (certifications supplémentaires et frais)</i>	Important	Très important
<b>Obligation contractuelles liées à la certification par le réalisé</b>	<b>Très important</b>	<b>Très important</b>
<i>Dont notamment collecte de disponibilité</i>	X	Important
<i>Dont notamment collecte des liaisons</i>	Important	Très important
<i>Dont notamment collecte des contraintes de stock</i>	X	Important
<b>Enjeux relatif au calcul de l'obligation de capacité</b>	<b>Important</b>	<b>Important</b>
<i>Dont notamment prise en compte de la thermosensibilité (formule de calcul)</i>	Important	Important
<i>Dont notamment les processus d'échange de données en RTE et GRD</i>	Important	X
<i>La temporalité ex post du mécanisme de capacité, se traduisant par l'initiation des règlements financiers en AL+3</i>	Important	Très Important

## 8.2 Le processus de certification génère une volumétrie administrative importante et les obligations contractuelles qui en découlent sont sources de complexité pour les parties prenantes

### 8.2.1 L'attribution *ex ante* des certificats, basés sur des actifs physiques, permet d'éviter un dispositif de sécurisation financière mais génère une activité opérationnelle importante

#### 8.2.1.1 Un processus de certification *ex ante*, qui permet d'éviter un dispositif de sécurisation financière

Le fonctionnement «décentralisé» du mécanisme de capacité français repose sur l'attribution par RTE de certificats de capacité aux exploitants de capacité et leur valorisation lors d'enchères de capacité (ou d'échanges OTC).

L'attribution de certificats de capacité en amont de l'année de livraison nécessite *a priori* une sécurisation financière permettant d'éviter toute fraude ou la valorisation de certificats qui ne correspondraient pas à un actif réellement disponible, à l'instar de ce qui est en vigueur sur le dispositif de responsable d'équilibre sur le marché de l'énergie (où un acteur souhaitant vendre un bloc d'énergie en amont du temps réel doit fournir une garantie financière).

Lors de la conception du mécanisme de capacité français, le choix a été fait d'éviter la mise en place d'un dispositif de garantie financière qui aurait pénalisé les acteurs (notamment les «petits» acteurs) et de privilégier une approche basée sur la vérification *ex ante* de la cohérence entre les certificats délivrés et les actifs physiques. Ce choix politique du législateur (défini à l'article L. 321-16 du Code de l'énergie, qui prévoit que les attributions de certificats ne sont effectuées qu'aux exploitants de capacités de production ou d'effacement) exclut ainsi l'attribution de certificats à des acteurs de type «trader»<sup>180</sup>.

Le processus de certification (i.e. le processus d'attribution des certificats), vise ainsi à identifier les sites physiques dont la disponibilité sera valorisée, à contrôler la cohérence de la disponibilité valorisée avec les caractéristiques de capacités (absence de double participation, cohérence des puissances valorisées avec la puissance installée ou la puissance souscrite pour les sites de soutirage). Ce processus conduit à l'établissement d'un contrat qui responsabilise les exploitants de capacité en contrepartie des garanties de capacité qui sont versées. Un dispositif de garantie bancaire existe néanmoins mais est limité aux futurs exploitants de capacités «en projet», souhaitant une certification anticipée (certification «en projet») quand ils n'ont pas encore identifié l'ensemble des sites. Cependant, depuis le lancement du mécanisme de capacité, la certification «en projet» n'a jamais été utilisée par les exploitants de capacité (en dehors de l'interconnexion Eleclink) lesquels ont parfois exprimé en concertation le coût financier que représente une garantie bancaire couvrant le niveau de risque maximum (prix administré évalué à 60000 €/MW pour les années de livraison 2020 et suivantes). En effet, les nouvelles capacités étant apparues depuis le début du mécanisme de capacité (notamment les effacements de consommation et quelques batteries) ont systématiquement privilégié le processus de certification standard, quitte à percevoir des garanties de capacité plus tardivement. Ce constat révèle la difficulté qu'aurait posé la mise en place d'un dispositif de sécurisation financière, certes plus léger d'un point de vue administratif, mais coûteux pour les acteurs.

Le processus de certification permet aussi de remplir l'objectif d'exhaustivité de la participation au mécanisme de capacité (mécanisme «capacity wide»), prévu à l'article 321-16 du Code de l'énergie.

<sup>180</sup>. Ces acteurs peuvent participer mais doivent d'abord acquérir sur le marché des certificats. C'est un fonctionnement différent sur le marché de l'énergie où des traders peuvent vendre des blocs d'énergie sans avoir en amont acheté ces mêmes blocs ou sans disposer d'actifs physiques.

Ce processus de « certification » est perçu par les parties prenantes (exploitants de capacités, GRD) comme une des sources de complexité opérationnelle les plus importantes du mécanisme de capacité : c'est le processus qui occasionne le plus de sollicitations des parties prenantes vers RTE et il génère une activité contractuelle particulièrement importante qui s'étend au plus de AL-4 jusqu'au 15 janvier AL+1 (voire fin février AL+1 pour la certification initiale des sites mis en service en décembre AL autorisée jusqu'à M+2 de la Mise en Service). Pour RTE, il a mobilisé l'équivalent de 3 ETP par an pour assurer la gestion opérationnelle des demandes de certification (dont demandes de rééquilibrage) et incluant le traitement des demandes de dérogation au tunnel de certification. De leur côté, les GRD ont mobilisé l'équivalent

de 7,5 ETP par an pour assurer la gestion opérationnelle des demandes de certification (dont demandes de rééquilibrage).

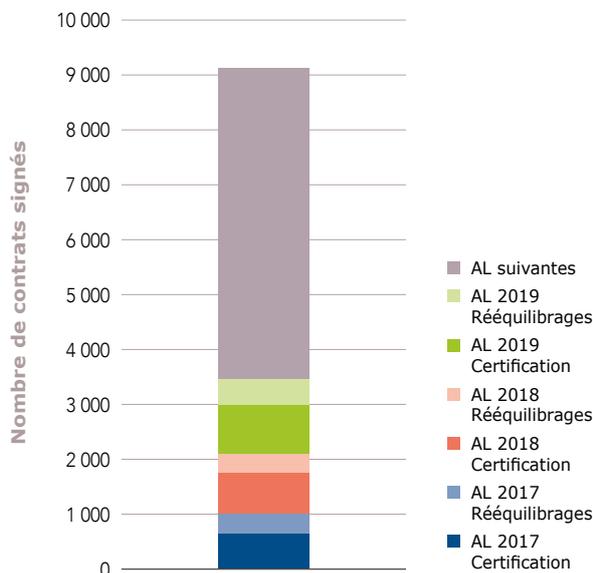
Avec de l'ordre de 700 à 1000 EDC par année de livraison et un nombre croissant d'EDC depuis 2017<sup>181</sup>, c'est de l'ordre de 9000 contrats de certification qui ont été signés depuis la mise en place du mécanisme de capacité (soit ~1200 par année de livraison), dont près des deux tiers ont fait l'objet de contrôles et contractualisations préalables par un ou plusieurs GRD<sup>182</sup>. Il s'agit d'une volumétrie administrative peu commune dans le fonctionnement des marchés de l'énergie, à titre de comparaison, moins de 30 accords de participation au MA ont été signés depuis 2015<sup>183</sup>.

### 8.2.1.2 Une implication forte des différents gestionnaires de réseau nécessaire pour la vérification des capacités mais qui conduit à une lourdeur contractuelle

La lourdeur contractuelle perçue par les exploitants de capacité dans le cadre de la certification est également la conséquence de la pluralité des interlocuteurs dans le cadre des certifications pour des EDC dont les capacités se situent au moins pour partie sur le RPD (certification mono-GRD ou multi-GR). En l'espèce, elle se caractérise par des étapes contractuelles supplémentaires (demande d'un numéro de requête, contrôles GRD, signature d'un contrat GRD exploitant, contrôles RTE et signature d'un contrat de certification avec RTE) et consécutivement par des délais de certification plus importants (+6 semaines de délai réglementaire entre la certification d'un site connecté au RPT et une certification impliquant au moins 1 GRD).

Néanmoins, même si elle occasionne un processus plus complexe et plus long, l'implication à la fois de RTE et des GRD apparaît incontournable pour les

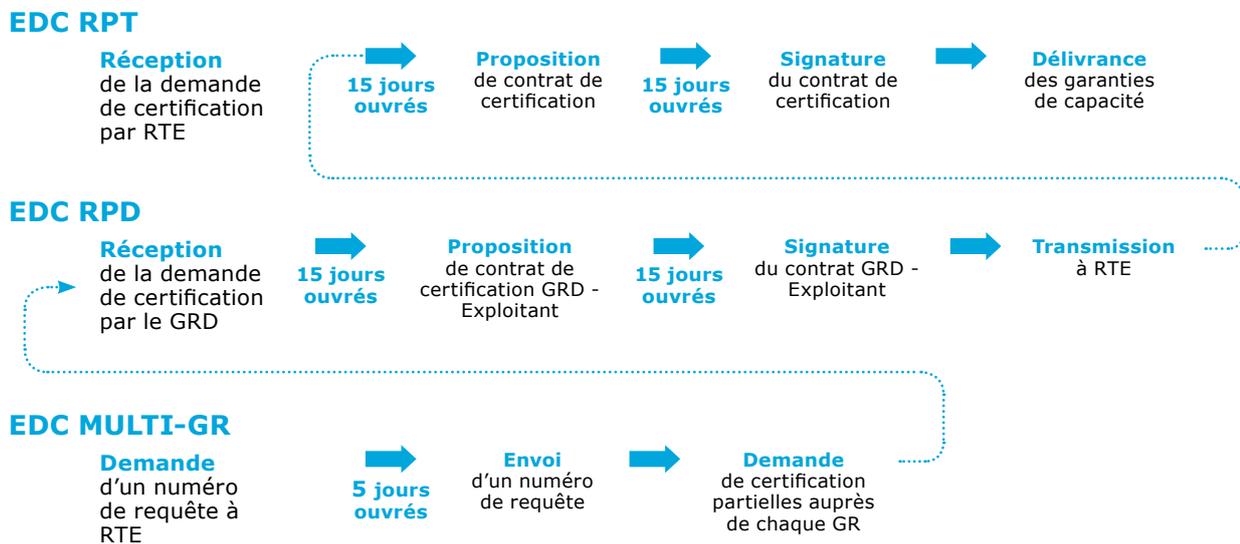
**Figure 8.5** Nombre de contrats de certification signés dans le cadre du mécanisme de capacité



<sup>181</sup>. Le nombre d'EDC est croissant depuis le lancement du mécanisme (649 en AL 2017, 741 en AL 2018, 900 en AL 2019, 1 082 en AL 2020), ce qui s'explique principalement par le déploiement des énergies renouvelables (forte croissance du nombre d'EDC certifiées selon la méthode normative).

<sup>182</sup>. De plus, dans le cas où des titulaires de sites délèguent la responsabilité de la certification à un tiers, des mandats sont signés par chacun des titulaires des sites pour s'assurer de leur responsabilisation vis-à-vis des obligations réglementaires et contractuelles du mécanisme de capacité.

<sup>183</sup>. Bien que la contractualisation des acteurs obligés est moins ressortie des analyses et de la concertation, il convient de noter que la mise en œuvre du mécanisme de capacité s'est traduite par une complexification des contrats de fourniture pour en répercuter le coût aux consommateurs : explicitation du calcul de l'obligation du client et des modalités de calcul du prix de la capacité (non connu à la contractualisation), intégration de clauses de régularisations *ex post*, articulation avec le mécanisme de l'ARENH ou encore intégration des appels d'offres long terme (AOLT).

**Figure 8.6** Processus de certification en fonction du (ou des) réseau(x) auxquels les sites de l'EDC sont raccordés

capacités raccordées sur le RPD. D'une part, seul le gestionnaire de réseau de raccordement dispose de l'ensemble des informations permettant d'effectuer les contrôles nécessaires (e.g. NCC inférieur à la puissance installée pour garantir que la disponibilité certifiée repose intégralement sur un actif physique). D'autre part, un suivi centralisé (par RTE) des certifications et du registre, tel que prévu à l'article L. 335-3 du Code de l'énergie, est nécessaire pour assurer le fonctionnement global du mécanisme et une application uniforme de l'ensemble des obligations contractuelles découlant du contrat de certification.

La lourdeur du processus, la volumétrie contractuelle, la mise en place progressive des outils et la montée en compétence progressive de l'ensemble des acteurs (exploitants de capacité, GRD, RTE) a conduit dans les premières années de fonctionnement à de nombreuses situations où les délais réglementaires de certification n'ont pas pu être respectés. La certification fin 2018 de plusieurs années de livraison en même temps (2020, 2021 et 2022) couplée à l'ouverture des certifications pour l'AL 2023 au 1<sup>er</sup> janvier 2019 a conduit à un engorgement du processus et allongé les délais de

traitement. Ces difficultés ont pesé dans la perception des exploitants de capacité sur ce dispositif.

Afin de pallier ces enjeux de délais contractuels, les différents gestionnaires de réseau ont procédé à des améliorations depuis la mise en place du mécanisme de capacité en 2017 : renforcement du dimensionnement des équipes, développement de l'aiguilleur de l'Agence ORE qui permet à un acteur procédant à une certification multi-GR de ne remplir qu'un unique formulaire de certification qui alimente l'ensemble des GRD concernés par sa demande, harmonisation du formulaire de données demandé aux exploitants de capacité entre RTE et les GRD lors de la certification.

### 8.2.1.3 À architecture inchangée, des améliorations possibles mais limitées

Le dispositif de certification apparaît consubstantiel de l'architecture retenue pour le mécanisme de capacité, et ne connaîtrait *a priori* qu'un seul dispositif à même de le remplacer : la garantie bancaire. Au-delà de ces refontes profondes qui engendreraient des évolutions d'architecture, des améliorations du dispositif de certification apparaissent possibles.

D'une part, un meilleur respect des délais par les gestionnaires de réseau conduira à améliorer la perception du processus par les acteurs. RTE mettra en place début 2022 un indicateur permettant d'apprécier le respect des délais réglementaires, en cohérence avec la demande de la CRE, formulée dans la délibération n° 2020-314 du 17/12/2020 relative au tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB)<sup>184</sup>.

D'autre part, une rationalisation du traitement des demandes de dérogation au tunnel de certification (section 8.2.2.1) ou une certification plus normative de certaines capacités (suppression de certains paramètres utilisés dans le processus de certification, voir section 8.2.4) pourraient être instruites, bien qu'elles ne soient pas de nature à résorber l'enjeu de complexité afférent au processus de certification des capacités.

## 8.2.2 Les dispositifs de contrôle du pouvoir de marché participant à la complexité du mécanisme de capacité et ne permettent pas toujours de remplir les objectifs qui ont justifié leur mise en place

Le cadre réglementaire du mécanisme de capacité contient deux dispositifs dont l'objectif est d'éviter l'exercice d'un pouvoir de marché ciblant le niveau de capacité certifié (NCC) des exploitants de capacité :

- ▶ **Le tunnel de certification** : introduit par la décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016 concernant le régime d'aides SA.39621 2015/C, le tunnel de certification encadre le niveau de certification de toutes les capacités pour éviter une manipulation du prix de marché basée sur une réduction ou augmentation artificielle du volume de certificats en circulation ;
- ▶ **Les frais de rééquilibrage** : renforcés par la décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016, ils visent à inciter les

exploitants de capacité à déclarer la meilleure anticipation de leur disponibilité le plus tôt possible.

### 8.2.2.1 Le tunnel de certification : un dispositif lourd et inopérant pour garantir un contrôle efficace du pouvoir de marché

#### 8.2.2.1.1 Le tunnel de certification a pour objectif de prévenir ex ante l'exercice d'un pouvoir de marché sur le marché de capacité

Le tunnel de certification a été introduit par la Commission européenne dans sa décision du 8 novembre 2016, approuvant le mécanisme de capacité français (considérants (173) et (174)). Il vise à empêcher un acteur de sur-déclarer ou sous-déclarer la disponibilité de ses capacités et prévenir ex ante l'exercice d'un éventuel pouvoir de marché (effet sur le prix de la capacité).

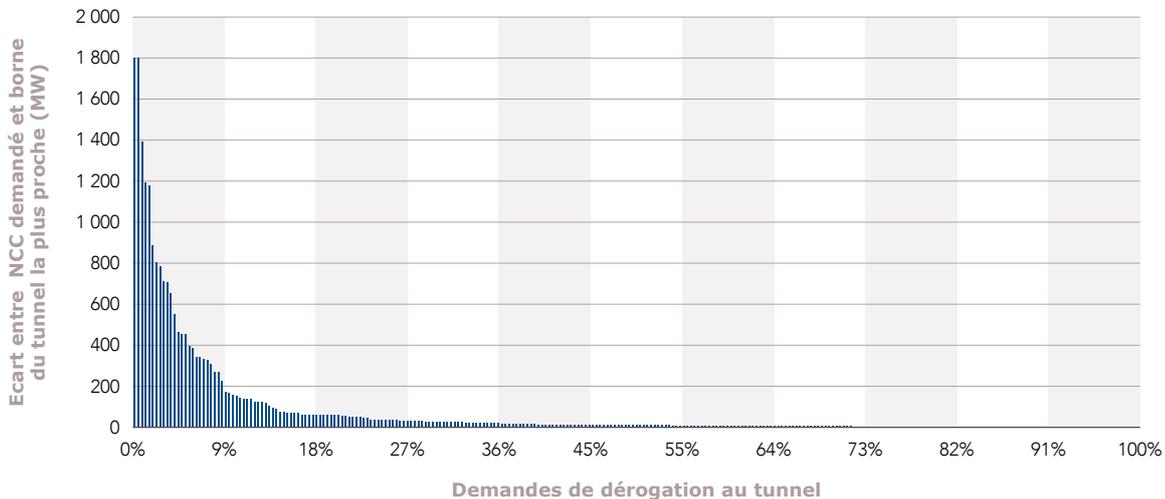
Le dispositif prévoit que le niveau de certification de chaque EDC se situe à l'intérieur d'un « tunnel » de puissance défini en pourcentage de la puissance installée et qui est défini par RTE, pour chaque technologie, sur la base de la disponibilité historique constatée sur les filières. La certification d'une EDC en dehors du tunnel est possible mais doit être justifiée systématiquement auprès de RTE afin de limiter ex ante toute possibilité d'exercice d'un pouvoir de marché. Le cadre réglementaire déclinant ces considérants prévoit que chaque demande de dérogation soit approuvée, sur la base d'un dossier justificatif, au préalable à toute certification dont le niveau demandé se trouverait à l'extérieur de la plage d'acceptabilité définie par le tunnel de certification.

#### 8.2.2.1.2 Un dispositif lourd, mal ciblé et chronophage pour les acteurs de marché et pour RTE

Chaque demande de dérogation (pour chaque EDC) se caractérise par la constitution d'un dossier de justification sur le niveau de capacité certifié demandé, dès lors que la valeur demandée

<sup>184</sup>. Au lancement du mécanisme, des problèmes de délais ont parfois été constatés chez les gestionnaires de réseau. La situation s'est nettement améliorée depuis, et ce meilleur respect des délais par les gestionnaires de réseau devrait permettre d'améliorer la perception du processus par les acteurs.

**Figure 8.7** Demandes de dérogation au tunnel selon l'écart entre le niveau de certification demandé et la borne du tunnel la plus proche pour les EDC sur le RPT



se trouve en dehors de la plage d'acceptabilité du tunnel<sup>185</sup>. Chaque dossier de dérogation doit être accompagné d'un courrier signé par le titulaire d'EDC (et, dans certaines configurations, d'un mandat des titulaires des sites précisant les caractéristiques de leurs sites) ainsi que de toutes les pièces justifiant la demande de « sortie du tunnel ». Les justifications de sortie du tunnel peuvent être de natures très variées et porter sur des éléments techniques concernant les actifs (panne, amélioration du rendement, planning de disponibilité, etc.) ou des éléments économiques (justifiant que les moyens seraient fermés par manque de rentabilité par exemple).

La constitution d'un dossier de dérogation au tunnel de certification ajoute ainsi une brique administrative supplémentaire pour les exploitants de capacité procédant à la certification de leurs actifs (chaque demande de certification est visée, y compris celles résultant d'un rééquilibrage ou d'une certification initiale au même niveau que l'année précédente) qui se caractérise de nouveau par des

délais réglementaires additionnels : constitution du dossier, éventuelles itérations pour assurer la complétude du dossier, analyse par RTE des éléments justificatifs de la demande de dérogation.

Ainsi, lorsque la certification est accompagnée d'une demande de dérogation au tunnel, les délais réglementaires de certification sont allongés d'environ 1 mois et 15 jours (e.g. pour une certification d'une capacité raccordée au RPT, le délai de traitement d'une demande de certification dérogeant au tunnel est de 2 mois, contre 15 jours dans le cas contraire, un délai qui peut être allongé en cas de dossier incomplet).

Par ailleurs, la calibration actuelle du tunnel conduit à ce qu'en pratique près de la moitié des demandes de certification sont tenues de déposer une demande de dérogation au tunnel de certification.

Le choix d'appliquer le tunnel de certification à l'ensemble des EDC sans cibler les acteurs susceptibles de disposer d'un pouvoir de marché, le

<sup>185</sup>. Définie à l'article B.3.2.2 des règles du mécanisme de capacité

dimensionnement des tunnels par filière et l'application du dispositif y compris post-année de livraison conduisent à une activité administrative considérable. Le traitement des demandes de dérogation mobilise l'équivalent d'un ETP à RTE (et probablement des ressources encore plus importantes sur l'ensemble des exploitants de capacité), tant du fait de leur nombre qu'en raison de la complexité technique et économique qu'il est nécessaire d'appréhender pour comprendre les tenants et aboutissants des dossiers transmis.

#### **8.2.2.1.3 L'évaluation ex ante de la justification des demandes de dérogation au tunnel peut faire appel à des compétences qui sortent du champ d'intervention de RTE**

La validation par RTE des demandes de dérogation au tunnel de certification mobilise souvent des compétences sur le fonctionnement des filières, la spécificité de certaines EDC et parfois leurs enjeux économiques (quand certains acteurs justifient la future fermeture de capacités par des raisonnements économiques). En pratique, RTE ne dispose pas nécessairement des compétences techniques pour valider la justification de l'ensemble des dossiers. Pour les dossiers les plus techniques, RTE s'en tient à s'assurer que l'ensemble des hypothèses sont dûment justifiées, ce qui signifie que les dossiers ont souvent fait l'objet de demandes de pièces justificatives supplémentaires par RTE afin de disposer de l'ensemble des éléments de preuve permettant de justifier les hypothèses décrites dans le dossier de dérogation.

En pratique, RTE a toujours validé les demandes de dérogation au tunnel de certification, même si certaines validations ont nécessité plusieurs itérations pour assurer la complétude et le niveau de détail suffisant des dossiers (il s'agit pour RTE de pouvoir tracer les hypothèses sous-jacentes à la demande de dérogation).

Enfin, le dispositif de tunnel (et de dérogation associé) a été conçu pour s'appliquer aussi après

la fin de l'année de livraison, alors que le NCE peut être connu par les exploitants de capacité et que RTE ne dispose pas nécessairement des données pour procéder au calcul.

#### **8.2.2.1.4 Un dispositif mal calibré pour prévenir ex ante de l'utilisation de pouvoir de marché**

Malgré la volumétrie des EDC concernées et l'«étroitesse» de la largeur du tunnel, conduisant à des demandes de dérogation pour près de la moitié des capacités, le dispositif n'apparaît pas de nature à empêcher l'exercice d'un pouvoir de marché.

Le choix d'appliquer le tunnel de certification à l'ensemble des exploitants de capacité procédant à une demande de certification, quelle que soit la taille des actifs certifiés ou du portefeuille de l'exploitant de capacité conduit à appliquer le dispositif sur des capacités et des acteurs qui ne disposent en pratique pas de pouvoir de marché. En effet, le nombre de demandes de dérogation au tunnel par les exploitants dont les EDC sont reliées au RPD dépasse le nombre de demandes concernant des capacités sur le RPT alors que le niveau de capacité certifié des EDC sur le RPD représente moins de 10 % de la capacité certifiée totale. Sur le RPT, près de 50 % des demandes de dérogation concernent des capacités de moins de 50 MW.

Aussi étroite que soit la largeur du tunnel, les plus gros RPC disposent d'une largeur importante à la maille de leurs portefeuilles, ils peuvent faire varier le nombre de certificats en circulation de façon significative sans demander la moindre dérogation au tunnel. À la maille France, la plage d'acceptabilité définie par le tunnel<sup>186</sup> s'élève à 19 GW et celle du portefeuille de l'opérateur historique à plus de 16 GW. La déclinaison réglementaire actuelle du tunnel n'en fait pas un outil crédible pour prévenir efficacement l'éventuel exercice de pouvoir de marché ex ante. Ainsi le tunnel apparaît trop «étroit» par EDC (conduisant à une volumétrie de dérogations importante) et trop «large» pour le portefeuille des plus gros acteurs.

<sup>186</sup>. Cette plage d'acceptabilité ou «largeur» correspond à la différence entre une situation où toutes les EDC seraient certifiées à la borne supérieure du tunnel et une situation où toutes les EDC seraient certifiées à la borne inférieure du tunnel.

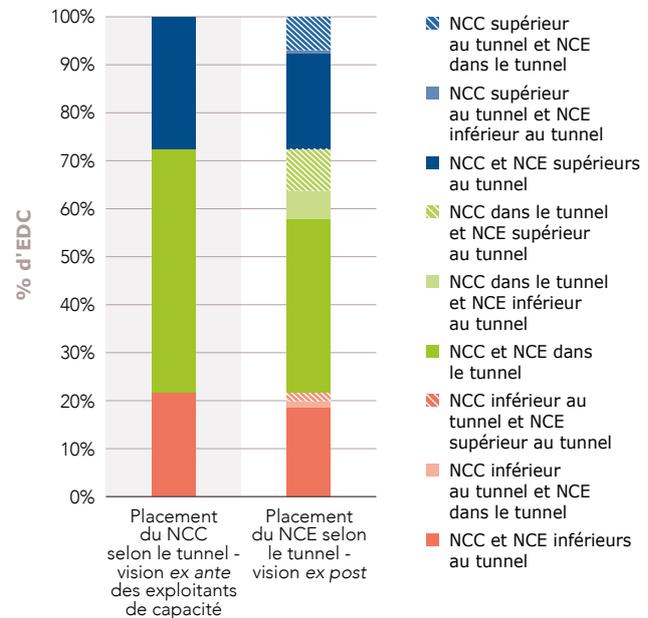
**8.2.2.1.5 L'analyse des demandes de dérogation n'a pas permis de détecter de tentative de manipulation de marché**

RTE a accepté toutes les demandes de dérogation au tunnel de certification, car les acteurs de marché ont toujours fini par apporter les justifications suffisantes étayant les demandes de dérogation déposées – au terme d'un temps d'échange qui participe à largement retarder l'approbation des demandes de certification.

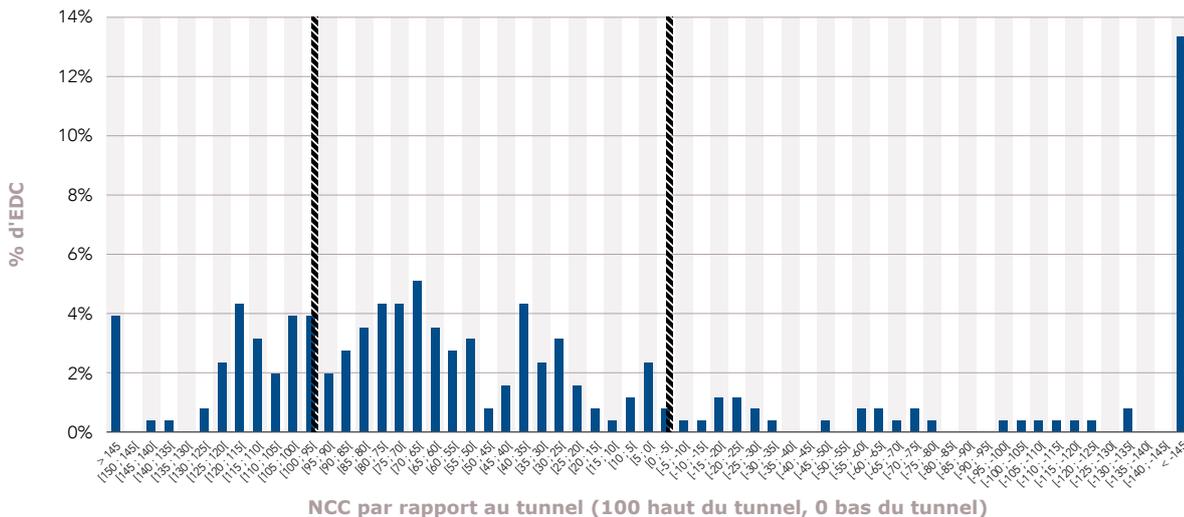
L'analyse *ex post* des niveaux de capacité effectif calculés pour les entités ayant fait l'objet d'une dérogation n'a pas permis de détecter de comportement s'apparentant à l'exercice d'un pouvoir de marché. En effet la majorité de ces demandes se sont avérées justifiées *ex post*. En effet, moins de 10% des demandes de dérogation au tunnel se sont avérées infondées *a posteriori*<sup>187</sup> (c'est-à-dire que le NCE, s'il avait pu être connu avant n'aurait pas justifié la demande de dérogation<sup>188</sup>).

Il n'a pas été remarqué d'effet d'adhérence de niveaux de capacité certifiés localisés aux bornes

**Figure 8.8** Placement du NCC (*ex ante*) et du NCE (*ex post*) par rapport au tunnel pour l'année de livraison 2017



**Figure 8.9** NCC demandé par rapport au niveau du tunnel sur l'année de livraison 2017



<sup>187</sup>. Ce qui est qualifié de « demande infondée *a posteriori* » ici ne signifie pas que la demande n'était pas fondée au moment de sa formulation. Mais les aléas réalisés ont conduit à ce qu'elle apparaisse infondée *a posteriori*.  
<sup>188</sup>. Il s'agit des situations où le NCE respecte la borne du tunnel que la demande de dérogation avait demandé à ne pas respecter.

du tunnel de certification : ceci suggère que les exploitants de capacité n'ont pas influencé le niveau de capacité certifié qu'ils déclarent de sorte à éviter de procéder à une demande de dérogation au tunnel.

### 8.2.2.2 Le système d'incitation financière au rééquilibrage est complexe et son utilité n'est pas démontrée

#### 8.2.2.2.1 Le dispositif des frais de rééquilibrage a été renforcé par la décision d'approbation de la Commission européenne pour inciter les exploitants à faire coïncider, dès que possible, le nombre de certificats en circulation avec les meilleures anticipations de disponibilité

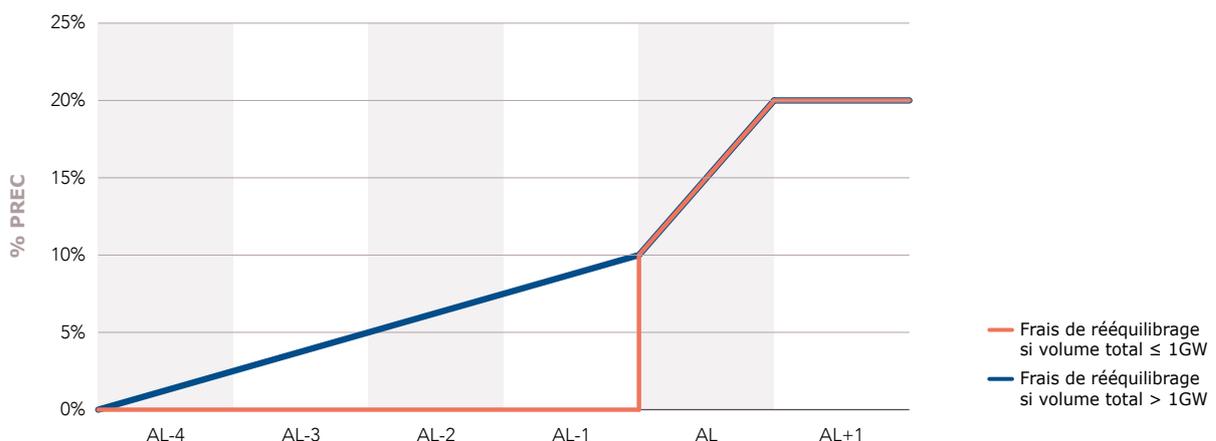
Le dispositif des frais de rééquilibrage a été introduit dans le cadre réglementaire du mécanisme de capacité pour s'assurer que les acteurs déclarent, dès que possible, leur meilleure prévision de disponibilité à la maille du portefeuille. Cette incitation financière visait à ce que le signal renvoyé par le marché – caractérisé en partie par le nombre de garanties de capacité en circulation

sur le marché – s'ajuste au fur et à mesure que les exploitants de capacité améliorent leurs projections de disponibilité. En pratique, les frais de rééquilibrages :

- ▶ sont nuls avant l'année de livraison dès lors qu'ils n'excèdent pas 1 GW en volume cumulé ;
- ▶ augmentent au fur et à mesure que des jours PP2 sont tirés durant l'Année de Livraison (règles de *pro rata* des tirages) pour converger au même niveau que les écarts négatifs une fois que l'ensemble des jours PP2 de l'année de livraison ont été tirés<sup>189</sup>. Ainsi, lorsque les exploitants de capacité se rééquilibrent en cours d'année de livraison, n'ayant pas connaissance d'un nombre de jours PP2 qui vont être tirés sur le reste de l'année de livraison en cours, ils ne connaissent pas le coût exact d'un rééquilibrage.

Ces frais s'appliquent par EDC mais avec un régime de dispense dans certaines configurations telles que (i) l'effet d'une évolution réglementaire impactant le calcul du niveau de capacité effectif, (ii) la conséquence d'un événement fortuit ou (iii) un changement de sites d'un périmètre d'acteur à un autre.

**Figure 8.10** Niveau des frais de rééquilibrage



<sup>189</sup>. À noter que le coût réel d'un rééquilibrage pour les acteurs de marché peut être plus ou moins élevé que le niveau des frais, détaillé ci-dessus, dans les configurations où le niveau de prix évolue au cours d'un exercice et que l'acteur se trouve dans la situation où il doit acheter de nouvelles garanties de capacité avant son rééquilibrage ou revendre des garanties de capacité après sa demande de rééquilibrage.

Dans sa décision du 8 novembre 2016, la Commission européenne a identifié les frais de rééquilibrages comme indispensables pour contrôler le pouvoir de marché de l'acteur historique et a proposé de renforcer leur caractère incitatif, par rapport à la proposition initiale de règles :

- ▶ En doublant la valeur du coefficient incitatif  $k$  (0,1 à 0,2), applicable également dans le cadre des règlements financiers dès lors que l'écart global est supérieur à -2 GW ;
- ▶ En introduisant des frais supplémentaires, avant l'année de livraison, dans la configuration où le volume cumulé des rééquilibrages est trop important (1 GW).

#### 8.2.2.2.2 Les rééquilibrages représentent un coût important pour les exploitants de capacité et introduisent une complexité supplémentaire

Les demandes de rééquilibrage portent sur un volume opérationnel important ( $\approx 1/4$  des demandes de certification sont en réalité des demandes de rééquilibrage) et près de la moitié de ces demandes ont conduit à des frais de rééquilibrage en AL 2017, dont les RPC sont redevables au moment des règlements financiers (AL+3). Le caractère payant ou

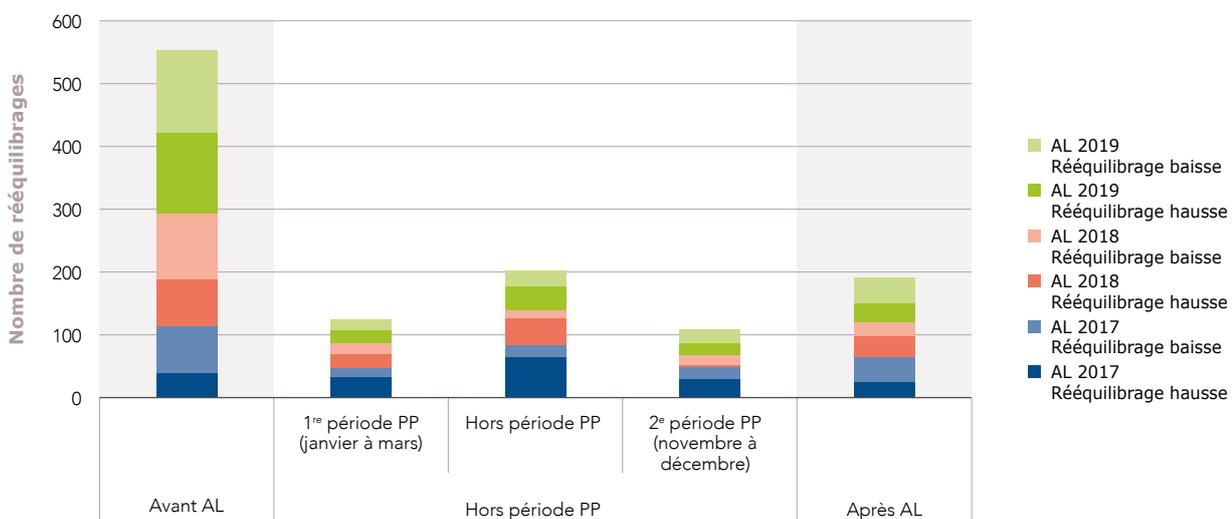
gratuit des rééquilibrages, précisé à l'article 7.6.3 des règles du mécanisme de capacité a fait l'objet d'évolutions réglementaires à plusieurs reprises et a soulevé un certain nombre de questions d'acteurs de marché au moment du dépôt des demandes de rééquilibrage et au moment des règlements financiers ; ces questions ont abouti à des contestations formalisées à 5 reprises dans le cadre des règlements financiers AL 2017.

Au total, 25 RPC se sont vu facturer des frais de rééquilibrage au titre de l'AL 2017, portant sur les 192 rééquilibrages parmi les 354 demandes de rééquilibrage approuvées.

Ces rééquilibrages constituent des demandes de certification dont la complexité opérationnelle, tant pour RTE et les GRD que les exploitants de capacité/RPC, s'avère quasi-identique à celle décrite en section 8.2.1 sur le processus de certification (contractualisation).

Pour l'année de livraison 2017, ces frais de rééquilibrage se sont élevés à près de 7,5 M€, soit plus de la moitié de la surface financière des règlements financiers AL 2017 (à mettre en regard des

**Figure 8.11** Temporalité des demandes de rééquilibrage (en nombre) portant sur les années de livraison 2017, 2018 et 2019



12,8 M€ versés sur le fond de règlement des écarts RPC et des 138 k€ versés sur le fond de règlement des écarts AO).

### 8.2.2.2.3 L'analyse des stratégies de rééquilibrage des acteurs ne permet pas de confirmer l'efficacité du dispositif

Les incitations financières introduites par les frais de rééquilibrages visent à une re-déclaration du niveau de capacité certifié des exploitants de capacité pour refléter à tout moment la meilleure vision sur la disponibilité de leurs EDC. Sans connaissance précise de la propre vision des acteurs sur la disponibilité anticipée de leurs EDC, il est délicat d'identifier précisément dans quelle mesure la stratégie de rééquilibrage des acteurs peut diverger par rapport à la stratégie souhaitée par le système d'incitation. Cependant l'analyse globale permet de tirer quelques constats :

- **Un volume important de rééquilibrages (30% des volumes) est concentré entre l'enchère de référence précédent l'année de livraison (enchère de décembre AL-1) et le début de l'année de livraison**

Cette période courte (~3 semaines) concentre des volumes de rééquilibrages du même ordre que la

période précédant l'enchère de décembre AL-1 et il est très probable que l'essentiel de ces rééquilibrages aurait pu être envisagé plus tôt.

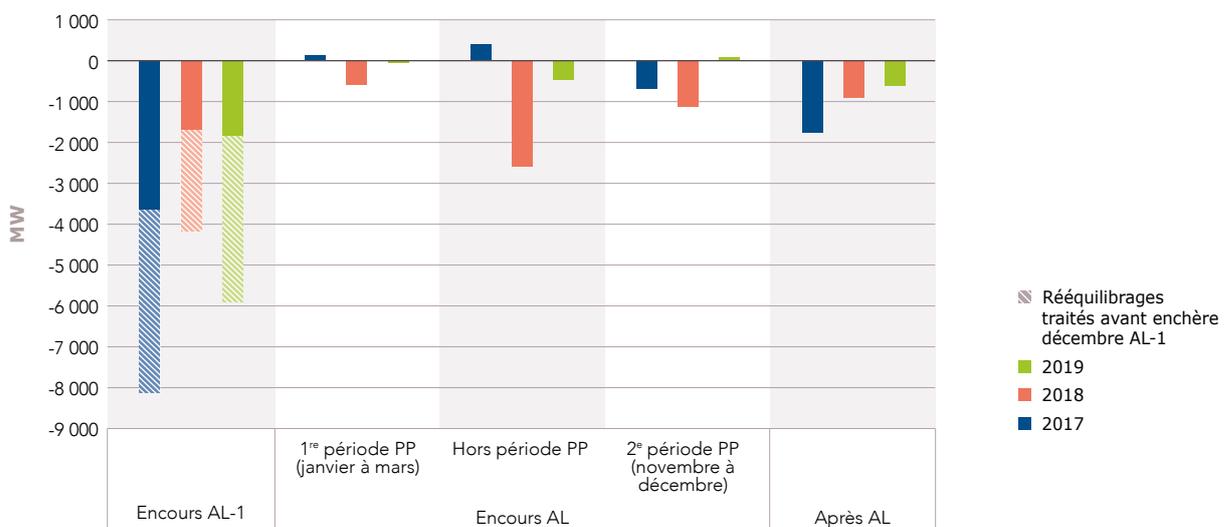
Le dispositif de frais, en cas de rééquilibrages cumulés > 1 GW avant l'année de livraison, n'a pas conduit à renvoyer l'incitation à l'équilibrage avant l'enchère de référence de décembre AL-1 et ces rééquilibrages à venir ne sont pas reflétés par le nombre de certificats en circulation lors de la formation du prix de référence. Au contraire, la notion de rééquilibrages cumulés est susceptible d'inciter à reporter ses demandes de rééquilibrage (cf. figures 8.14 et 8.15).

L'existence de frais pour tous les acteurs, indépendamment de leur volume total de rééquilibrage, à partir du 1<sup>er</sup> janvier AL a pu inciter les acteurs à solliciter des rééquilibrages sur cette période.

- **Un volume important de rééquilibrages apparaît après l'année de livraison (sur la période entre le 01/01/AL+1 et le 15/01/AL+1 (date butoir de rééquilibrage)).**

Ainsi, un volume significatif de rééquilibrage est fait après l'année de livraison, une fois toutes les

**Figure 8.12** Temporalité des rééquilibrages en volume (MW de rééquilibrages nets)



incertitudes levées (représente 15 % du nombre de rééquilibrages), signe que le dispositif ne permet pas toujours d'inciter les exploitants de capacité à s'équilibrer au plus tôt, au contraire.

Ces rééquilibrages autorisés après l'année de livraison et le tirage de tous les jours PP2 permettent en théorie d'anticiper le calcul des écarts entre NCC et NCE ainsi que des règlements financiers associés, ce qui n'a pas été vérifié pour 30 % à 40 % des RPC qui se trouvaient en écart négatif sur les AL 2017 et 2018, alors même que certains de ces RPC disposaient de garanties de capacité. Ce constat peut s'expliquer en raison de la date limite de rééquilibrage établie au 15/01/AL+1 (peu de jours disponibles après le tirage du dernier jour PP2, absence d'enchère entre le dernier jour PP2 et la date limite de rééquilibrage).

► **En cours d'année de livraison, le rythme de rééquilibrage est croissant**

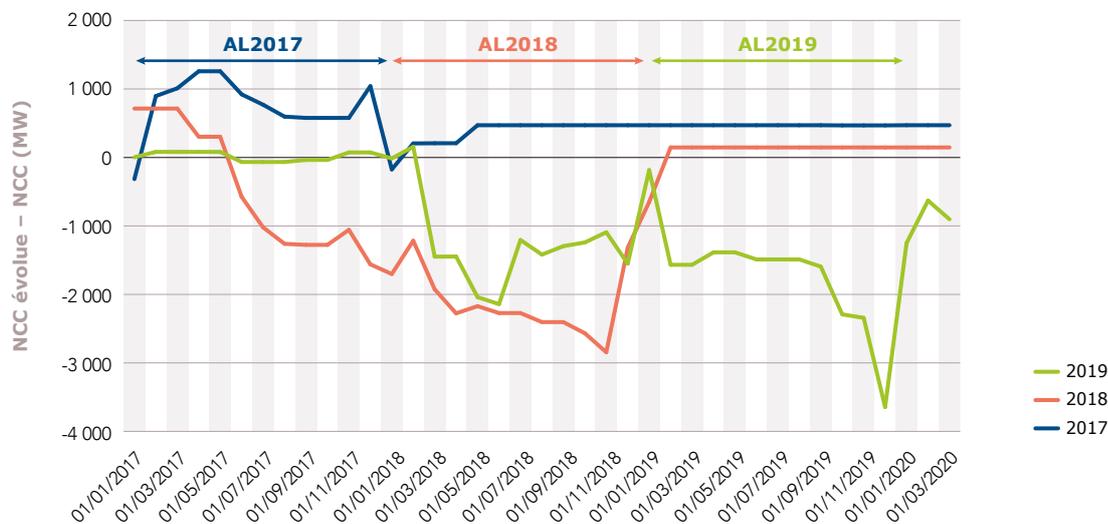
Les volumes de rééquilibrages sont 5 fois plus importants sur la fin d'année que sur le début, alors que le dispositif est censé inciter à opérer les rééquilibrages au plus tôt (progressivité des frais de rééquilibrage en cours d'année de livraison).

► **Les écarts entre le NCC (NCC contractuel, intégrant les rééquilibrages) et la meilleure vision officielle des acteurs (NCC évolué) peuvent être importants, jusqu'à 3 GW**

Le mécanisme de capacité prévoit un dispositif déclaratif pour que les acteurs déclarent la meilleure vision de leur disponibilité (appelée «NCC évolué») sans procéder nécessairement à un rééquilibrage. Ceci permet d'envoyer l'information au marché sur les variations de disponibilité (à caractère obligatoire pour les variations supérieures à 100 MW) sans se rééquilibrer (ce qui relève d'une stratégie de l'acteur). Bien qu'en pratique peu d'acteurs de marché procèdent à ces déclarations d'évolution de disponibilité (NCC évolué), les écarts avec le NCC (niveau de certification tenant compte des rééquilibrages) peuvent être importants, jusqu'à 3 GW constatés à certaines périodes, ce qui apparaît très important. Le dispositif ne semble pas conduire à des rééquilibrages au plus juste de l'anticipation de disponibilité.

L'analyse globale des stratégies de rééquilibrage conduit à tirer un bilan négatif sur l'atteinte des objectifs visés par le dispositif, qui visait à inciter à

**Figure 8.13** Évolution de l'écart entre le niveau de certification et la disponibilité prévisionnelle pour les années de livraison 2017, 2018 et 2019



des rééquilibrages «au plus tôt», même s'il reste délicat de représenter quelle aurait été la stratégie des acteurs sans ce dispositif.

#### **8.2.2.2.4** *Compte tenu des incertitudes, le dispositif présente plusieurs imperfections identifiées qui conduisent à une complexité/lourdeur importante et à des incitations contre-productives*

Le dispositif présente plusieurs imperfections identifiées qui conduisent à une complexité/lourdeur importante et à des incitations contre-productives :

► **Les frais de rééquilibrage se calculent sur la base des variations de NCC des EDC et coexistent mal avec des règlements des écarts à la maille RPC**

Le dispositif conduit à des frais de rééquilibrage associés au rééquilibrage de chaque EDC alors que les règlements financiers permettent le foisonnement des écarts car ils sont calculés à la maille du portefeuille (maille RPC). Dès lors qu'un acteur identifie des variations de disponibilité sur plusieurs EDC avec des compensations partielles (hausse sur certaines capacités, baisse sur d'autres), il n'a pas intérêt à rééquilibrer chacune de ses EDC sur la vision la plus à date : cette stratégie le conduirait à payer des rééquilibrages dans les deux sens et serait plus coûteuse. Il en résulte que les rééquilibrages opérés sur certaines EDC ne reflètent plus la disponibilité attendue de l'EDC mais servent à adapter le NCC global du portefeuille.

L'acteur optimise ses frais de rééquilibrage en gérant (autant que possible) le respect des tunnels de certification (qui dans ce type de cas n'a plus de sens). C'est une complexité pour l'acteur qui peut conduire à ce que l'information de la certification de chaque EDC ne représente plus la disponibilité attendue de l'EDC (ce qui rend en pratique l'information peu utilisable pour certaines analyses et peut justifier un écart entre le NCC et le NCC évolué à la maille EDC).

► **Un dispositif qui ne s'applique que pour certaines périodes**

En AL 2017, 50 % des rééquilibrages ont été qualifiés de rééquilibrages gratuits (pour diverses raisons citées plus haut), ce qui a conduit à ce que certaines incitations financières ne s'appliquent

pas à de nombreuses capacités. C'est notamment le cas pour les petits portefeuilles (ceux dont le rééquilibrage total est inférieur à 1 GW) avant l'année de livraison : entre la date de certification initiale et le début de l'année de livraison, ces acteurs ne sont pas exposés aux frais de rééquilibrage. De façon générale, même pour les «gros» acteurs, il n'y a pas d'incitation à déclarer sa meilleure vision en amont de l'enchère de référence qui établit pourtant le prix des écarts ainsi que le prix de couverture d'obligation payé par une large partie des consommateurs.

Concernant le seuil (arbitraire) de 1 GW de rééquilibrages cumulés à partir duquel les rééquilibrages deviennent payants, il pourrait conduire certains acteurs proches du seuil à ne pas se rééquilibrer pour éviter des frais, compte tenu de l'effet de seuil associé. Par ailleurs, il introduit une complexité supplémentaire dans l'application des frais qui n'a pas d'effet escompté sur les demandes de rééquilibrage (peut inciter à retarder les demandes de rééquilibrages avant l'année de livraison afin d'éviter les rééquilibrages dans un sens opposé, cf. figures 8.14 et 8.15).

Enfin, la structure d'évolution des frais de rééquilibrage en cours d'année de livraison conduit à ne pas inciter à se rééquilibrer au plus tôt sur la période entre le 31 mars AL et le 1<sup>er</sup> novembre AL (car la formule d'évolution des frais dépend du nombre de jours PP2 tirés). Ainsi, les exploitants de capacité ont intérêt à attendre le plus tard possible avant novembre AL pour se rééquilibrer (phénomène observé pour l'AL 2018).

► **Un dispositif qui ne renvoie pas les incitations souhaitées, compte tenu des incertitudes auxquelles font face les acteurs sur le niveau de disponibilité effectif**

Du fait des incertitudes auxquelles sont soumis les acteurs (sur leur disponibilité, sur le placement des jours PP2), ils n'ont pas forcément intérêt à se rééquilibrer au plus tôt s'il existe un risque de devoir procéder plus tard à un rééquilibrage dans le sens opposé.

Avant qu'une année de livraison ne soit terminée, les acteurs de marché sont soumis à plusieurs incertitudes sur l'anticipation de leur NCE

## Effet sur l'incitation financière de l'incertitude sur le niveau de capacité effectif des acteurs à s'équilibrer selon leur meilleure prévision de disponibilité

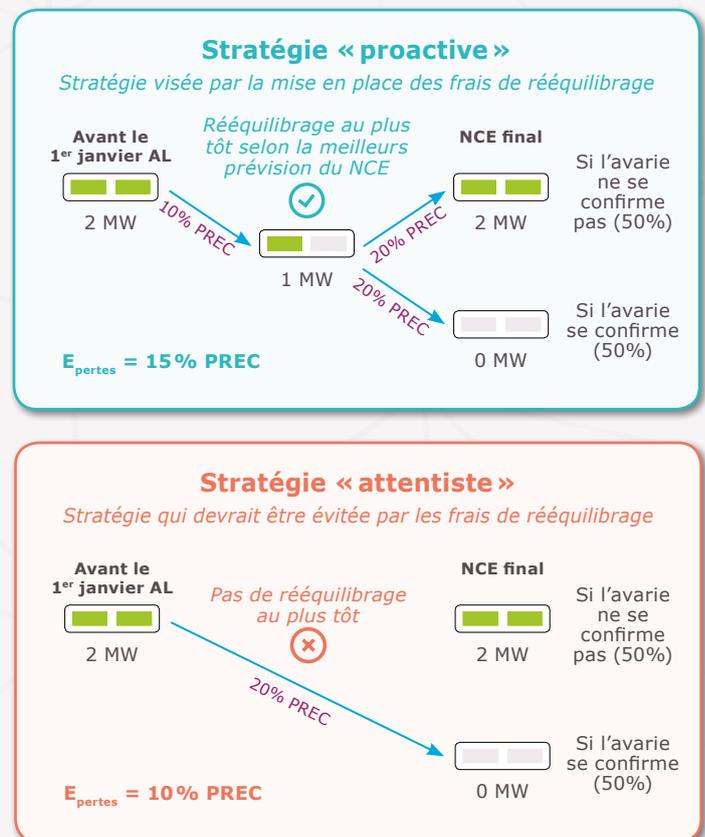
### Exemple n° 1 : Incertitude sur la disponibilité de la capacité

Soit une capacité certifiée initialement à 2 MW. Au 1<sup>er</sup> janvier de l'année de livraison, cette capacité est sujette à une avarie pouvant conduire à son indisponibilité totale durant l'année à venir selon une probabilité de 50%. À date, la meilleure estimation du NCE, est donc de 1 MW, les frais de rééquilibrage doivent alors, en théorie, fournir l'incitation de procéder à un rééquilibrage à ce niveau (stratégie « proactive »). Dans ce cas, il faudra effectuer un second rééquilibrage à la baisse ou à la hausse selon la réalisation ou non de l'avarie, pour un coût moyen de rééquilibrage qui s'élève à 15% du PREC. Si l'acteur fait le choix d'une stratégie « attentiste », sans se rééquilibrer au plus tôt, un seul rééquilibrage sera nécessaire et l'espérance de perte sera plus limitée (10% du PREC). La meilleure stratégie sur le plan financier est donc la stratégie attentiste malgré la mise en place de frais de rééquilibrage croissant à mesure du tirage des jours PP2 qui vise à inciter les acteurs à adopter une stratégie « proactive ».

### Exemple n° 2 : Incertitude sur le placement et le nombre de jours PP2

Soit une capacité certifiée initialement à 1 MW qui se trouve finalement totalement indisponible pour le mois de décembre. Au 1<sup>er</sup> décembre de l'année de livraison, 15 jours PP2 ont déjà été tirés (dont 4 jours sur les mois de novembre et mars). Les jours PP2 qui seront tirés en décembre peuvent être au nombre d'un (contrainte d'au maximum 25% des jours PP2 sur novembre et mars) jusqu'à dix (contrainte d'au maximum 25 jours PP2). On suppose que la distribution de probabilité du nombre de jours PP2 en décembre est connue et

**Figure 8.14** Comparaison des stratégies proactives (une chance sur deux de conduire à un second rééquilibrage en sens inverse au premier) et attentistes (minimise l'espérance de pertes de l'exploitant de capacité)



correspond à un tirage équiprobable. Cela signifie qu'il est autant probable qu'il y ait un jour PP2 au mois de décembre que dix jours PP2 ainsi, dans une stratégie « proactive », cela conduit à se

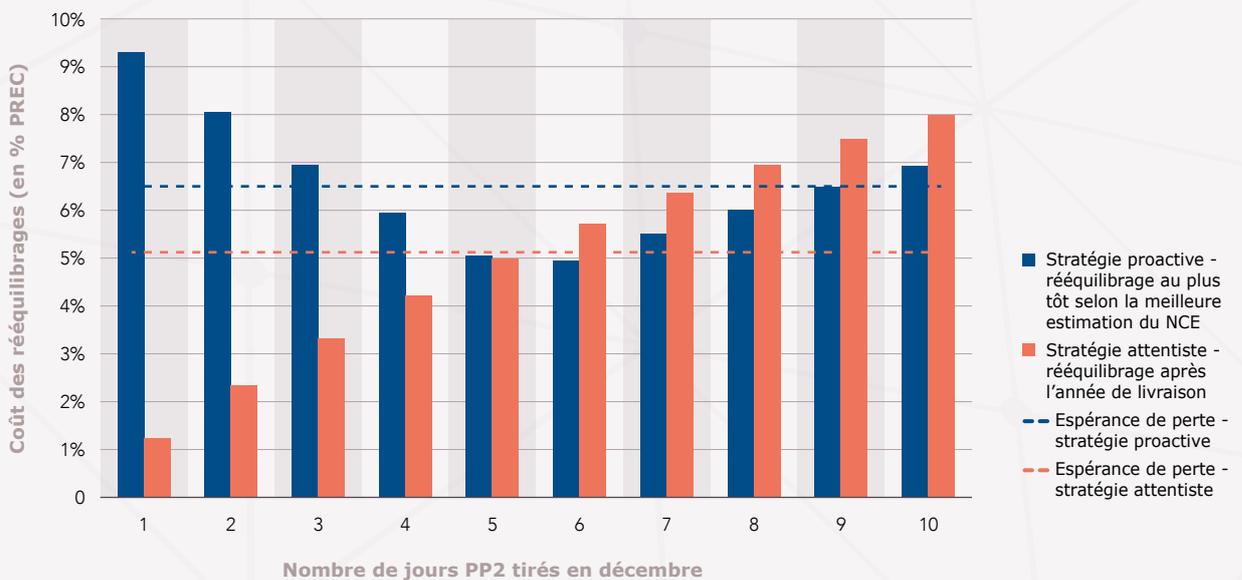
rééquilibrer à la meilleure estimation du NCE qui s'élève à 0,73 MW, tandis qu'une stratégie «attentiste» consisterait à ne pas se rééquilibrer.

La stratégie optimale de rééquilibrage est fortement dépendante des tirages de jours PP2 à venir. Si l'on estime équiprobable le nombre de jours PP2 tirés en décembre, la stratégie qui se trouve «la mieux classée» dans la majorité des configurations et meilleure en espérance est la stratégie «attentiste» consistant à ne pas se rééquilibrer (espérance de coût évaluée à

5,1% du PREC contre 6,5% du PREC avec une stratégie «proactive»).

Sous cette même hypothèse d'équiprobabilité du nombre de jours PP2 tirés en décembre, la stratégie optimale consiste à s'équilibrer entre le niveau de certification initial et l'espérance de disponibilité, à la prévision du NCE maximale. En effet, puisqu'au moins 1 jour PP2 sera tiré en décembre, le rééquilibrage à 0,94 MW au 1<sup>er</sup> décembre AL est sans regret et permet de minimiser les frais de rééquilibrage (qui augmente au fur et à mesure du tirage des jours PP2).

**Figure 8.15** Comparaison des stratégies de rééquilibrage face à l'incertitude du nombre de jours PP2



(pour les acteurs se certifiant selon la méthode de certification « par le réalisé ») :

- L'incertitude sur l'évolution de la disponibilité des capacités (durée de prolongement de travaux de maintenance, avarie) sur tout ou partie de l'année de livraison.  
Au cours de l'année de livraison, le NCE dépendra du placement des jours PP2, qui n'est pas connu à l'avance et qui peut varier fortement d'une année sur l'autre (cf. Chapitre 6).  
D'autres incertitudes peuvent exister (e.g. le comportement effectif des capacités lors de tests d'activation, si ces capacités ne sont pas fiables à 100%, le nombre de tests réalisés, etc.).
- À ces incertitudes portant sur le NCE futur, s'ajoute l'incertitude sur :
  - le coût de rééquilibrage :  
En effet ce coût n'est en pratique connu qu'une fois le nombre total de jours PP2 connu. Par exemple, pour un acteur qui procède à une demande de rééquilibrage une fois que 5 jours PP2 ont été tirés, les frais de rééquilibrages, qui augmentent en cours d'année de livraison au prorata des jours PP2 qui précèdent la demande de rééquilibrage et peuvent ainsi varier jusqu'à +25%<sup>190</sup> en fonction des tirages de jours PP2 restant au cours de l'année de livraison en cours ;
  - l'écart de prix de la capacité entre la capacité obtenue/cédée pour le rééquilibrage et le règlement des écarts.  
Si le rééquilibrage est précédé d'une restitution de garanties de capacité (rééquilibrage à la baisse) ou suivi d'une vente ultérieure des capacités supplémentaires obtenues (rééquilibrage à la hausse), l'écart entre la valeur marché de ces capacités et le prix de règlement des écarts n'est pas nécessairement connu au moment du rééquilibrage (e.g. si le rééquilibrage intervient avant l'enchère de référence figeant le PRM ou établissant le PREC et qui joue donc un rôle déterminant dans le prix de règlement des écarts).

Dans ce contexte d'incertitudes, notamment sur le futur NCE, un acteur peut ne pas avoir intérêt à se rééquilibrer au niveau de sa meilleure anticipation de disponibilité à un instant donné s'il existe des incertitudes sur son NCE final et s'il ne sait pas ce que lui coûte réellement son rééquilibrage. En effet, en cas d'évolution future de sa disponibilité dans un sens opposé, il pourrait être amené à se rééquilibrer dans l'autre sens et in fine payer deux fois les frais. Des analyses théoriques sur des exemples permettent d'illustrer que la stratégie consistant à se rééquilibrer avec la meilleure anticipation en espérance n'est pas nécessairement optimale pour l'acteur et qu'il peut être intéressant d'adopter une stratégie attentiste.

L'exemple 1 de l'encadré permet de montrer sur un exemple théorique illustratif simple pourquoi il peut être intéressant d'attendre face à une incertitude sur la disponibilité effective (la stratégie « attentiste » coûte moins que la stratégie proactive).

L'exemple 2 de l'encadré présente un exemple de l'effet de l'incertitude sur le placement et le nombre des jours PP2 sur la stratégie optimale et fait apparaître aussi, (avec les hypothèses considérées) qu'il peut être plus intéressant pour un acteur d'adopter une stratégie attentiste<sup>191</sup>. Accroître la visibilité sur la répartition des jours PP2 en cours d'année de livraison serait de nature à réduire ces incertitudes.

En définitive, ces deux exemples simplifiés permettent d'illustrer en quoi les incertitudes auxquelles les exploitants de capacité sont soumises biaisent le dispositif de rééquilibrage tel qu'il a été conçu et contribuent, dans la pratique, à ce que les rééquilibrages soient effectués au dernier moment, une fois les incertitudes diminuées (rééquilibrages en 12/AL-1, en 10/AL) ou levées (01/AL+1).

<sup>190</sup>. Entre 10 et 25 jours PP2 tirés soit dans l'intervalle  $[0,12 \times \text{PREC} ; 0,15 \times \text{PREC}]$

<sup>191</sup>. Lorsque la distribution de probabilité de l'avenir est connue, la stratégie « optimale » de rééquilibrage consiste en un rééquilibrage se situant entre le niveau de certification initial et l'espérance de disponibilité (dans le cas présenté dans la figure 15, ce niveau optimal correspond à 0,94 MW).

### 8.2.3 Afin de prendre en compte la spécificité des différentes filières, les modalités de mise à disposition des capacités sont parfois mal comprises et génèrent des erreurs

En contrepartie de la livraison de garanties de capacités, le titulaire d'EDC s'engage via le contrat de certification à « collecter » des informations permettant de calculer leur disponibilité (NCE) :

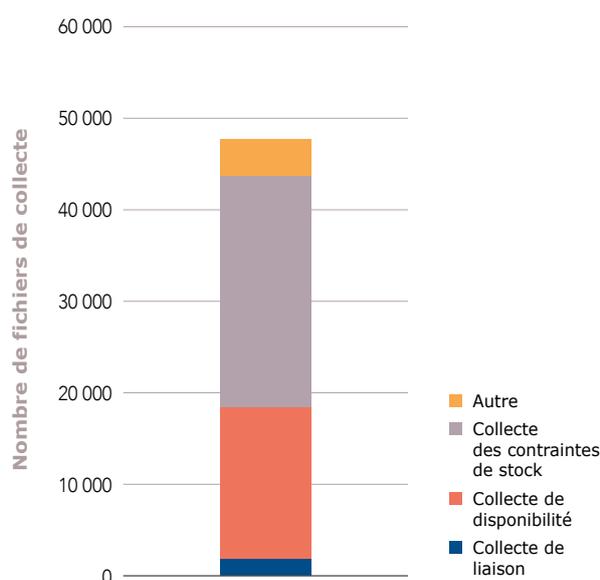
- 1. la collecte des liaisons** : une EDC doit être liée à des EDA et/ou EDE et/ou contenir des sites hors EDA/EDE via lesquels sa disponibilité pour le système électrique est proposée ;
- 2. la collecte de la disponibilité** : pour toute capacité valorisée en dehors du MA, les exploitants de capacité s'engagent, sur tous les jours de l'année de livraison (l'heure limite de collecte est antérieure à l'heure de publication des jours PP2 non-PP1), à livrer l'énergie correspondant à leur disponibilité valorisée, dès lors que le prix sur les marchés SPOT excède leur prix d'engagement ;
- 3. la collecte des contraintes de stock** : les exploitants de capacité ayant des contraintes de stock (si l'acteur ne peut pas livrer l'intégralité

de sa disponibilité sur l'ensemble des pas horaires de 5 jours PP2 consécutifs) doivent, sur l'ensemble des jours ouvrés de la période de livraison, déclarer ces contraintes dans le cadre d'une collecte dédiée.

Ces collectes ont généré une volumétrie opérationnelle significative (près de 50 000 documents réceptionnés depuis le lancement du mécanisme) et des incompréhensions chez les acteurs de marché comme l'atteste la volumétrie des erreurs constatées (plus de 9 000 fichiers transférés au mauvais format et des erreurs sont également constatées *ex post*).

À noter que ces obligations réglementaires s'appliquent à ce jour à toutes les EDC certifiées sur la base du réalisé, indépendamment de la taille des EDC auxquelles elles s'appliquent. Or, sur les premières années de fonctionnement, le tiers des EDC les plus représentatives représentent près de 99 % du NCC France, alors que le tiers des EDC les moins représentatives représentent près de 0,1 % du NCC France. Sur la base de ce constat et des coûts remontés par les acteurs dans le cadre de la concertation, il est fait le constat dans le Chapitre 2 qu'un coût d'entrée pourrait exister côté exploitants de capacité, pour notamment répondre pendant tout l'hiver aux obligations contractuelles liées à la mise à disposition des capacités.

**Figure 8.16** Volumétrie des fichiers de collecte déposés par typologie de collecte



#### 8.2.3.1 La collecte des liaisons : un dispositif mal compris qui vise à prendre en compte les spécificités des différentes filières et faire reposer le calcul de la disponibilité sur les mécanismes existants

La plupart des capacités (en puissance, pas en nombre) sont tenues d'offrir leur puissance disponible résiduelle (i.e. la puissance disponible non utilisée) sur le mécanisme d'ajustement (MA). Le mécanisme de capacité aurait pu se borner à valoriser la puissance offerte par les entités du mécanisme d'ajustement (EDA). Cependant, certaines capacités/filières ne sont pas présentes sur le MA car leurs caractéristiques d'activation ne leur permettent pas de participer (e.g. délais de mobilisation trop longs) ou qu'elles ne sont pas en mesure de respecter certaines contraintes (p.e. seuils en puissance).

Afin de valoriser toutes les capacités, sans que celles-ci n'aient à s'adapter pour participer au MA (e.g. agrégation) ou à injecter pendant les plages PP2 (une capacité qui injecte voit nécessairement sa disponibilité comptabilisée sans forcément participer au MA), le choix initial a été fait de permettre plusieurs modalités de mise à disposition des capacités. Sur les années de livraison 2017 à 2019, ce choix a permis de valoriser 2 GW de capacité qui ne participent pas au mécanisme d'ajustement (via de la production réalisée, la collecte NEBEF ou la collecte ad hoc avec prix d'engagement).

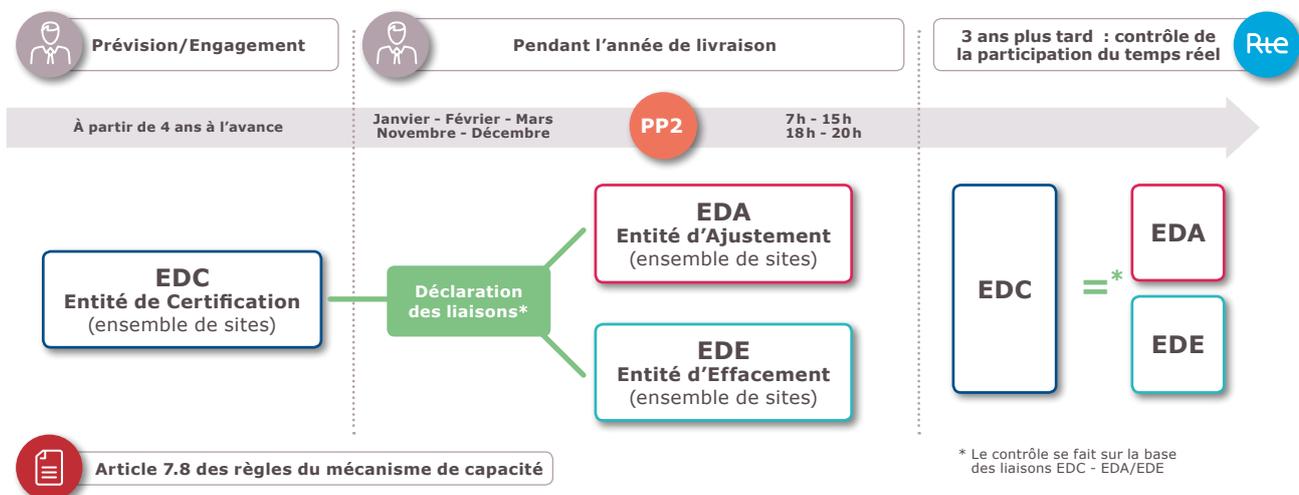
Afin que le calcul de la disponibilité puisse s'appuyer sur tous les mécanismes de marché existants (i.e. Mécanisme d'Ajustement, le marché de l'énergie), les règles du mécanisme de capacité prévoient que le titulaire d'une Entité de Certification lie son EDC aux entités d'ajustement (EDA) et d'effacement (EDE) correspondants aux sites certifiés dans son EDC. Ces liaisons sont à déclarer ponctuellement, mais nécessitent un suivi consolidé de la participation des sites aux différentes entités (e.g. une évolution de la composition en sites d'une EDA nécessite une évolution concomitante de la composition en sites de l'EDC). De la même façon, les acteurs procédant à une collecte de

disponibilité pour des sites de production n'étant pas contenus dans des EDA (collecte ad hoc avec prix d'engagement) doivent s'assurer que la déclaration de disponibilité soit cohérente avec les sites non-liés correspondant à la disponibilité déclarée. Ainsi, depuis le lancement du mécanisme, près de 1800 déclarations de liaison ont été effectuées. Le maintien de la cohérence entre les périmètres [EDC] et [EDE liée(s) + EDA liée(s)] engendre également des demandes de rééquilibrage, parfois à NCC inchangé pour maintenir la cohérence des périmètres.

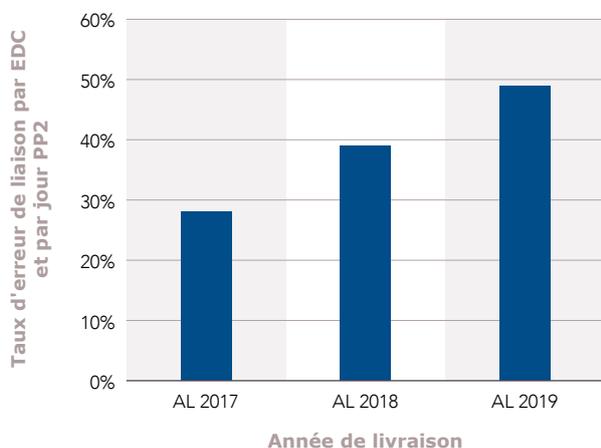
Afin d'éviter tout possible double comptage dans le cadre du calcul du NCE, il est nécessaire que tous les sites contenus dans une EDA et/ou EDE liée à une EDC soient certifiés dans cette même EDC. Dans le cas contraire, RTE identifie une erreur de liaison qui doit être corrigée en amont du calcul du NCE (première échéance de calcul prévue en juin AL+1), sans quoi les acteurs de marché s'exposent à un abattement de leur NCE conformément à l'article 7.8.2 des Règles du mécanisme de capacité.

Pour anticiper sur les premiers règlements financiers effectués en 2020, RTE a lancé dès 2019 une campagne de vérification des liaisons déclarées par

**Figure 8.17** Règles de mise en cohérence des liaisons



**Figure 8.18** Taux d'erreurs de liaison par EDC et par jour PP2



les exploitants de capacité pour l'exercice AL 2017 et a fait le constat d'un nombre significatif d'erreurs de périmètre (plus de 250 entités concernées, soit près d'un tiers des EDC certifiées en AL 2017), qui pouvaient s'expliquer par une déclaration partielle ou non-conforme des liaisons ou une certification partielle des sites contenus dans les EDA et/ou EDE. La fréquence des erreurs de liaison constatées est caractéristique de la complexité du suivi des liaisons pour les acteurs de marché. Le traitement «au cas par cas» des erreurs de liaison afin de les corriger avant le débouclage d'un exercice du mécanisme de capacité génère également une charge opérationnelle chez les opérateurs du mécanisme de capacité et chez RTE.

Si toutes ces liaisons ont pu être corrigées en amont des règlements financiers AL 2017 et que RTE et les GRD ont depuis accru le niveau d'accompagnement et d'alerte ex ante sur ce sujet des liaisons<sup>192</sup>, la volumétrie d'erreurs constatées reste significative, notamment chez les plus petits acteurs de marché qui disposent d'un grand nombre de «petits» sites dans leur périmètre (i.e. agrégateurs et opérateurs d'effacement). Avec

l'effort d'accompagnement mobilisé depuis 2019, RTE anticipe une réduction des erreurs de liaison à partir de l'AL 2020.

En définitive, la déclaration des liaisons et son suivi «en temps réel» au cours de l'année de livraison introduit une complexité parfois mal comprise par les titulaires d'EDC. Cette complexité dérive du choix, lors de la conception du mécanisme de capacité, de permettre à tous les exploitants de capacité d'être valorisés, indépendamment du dispositif via lequel ce dernier valorise son énergie.

D'autres pays européens ont fait d'autres choix visant à plus de simplicité : l'approche retenue dans le cadre des mécanismes de capacité britannique et polonais consiste à valoriser uniquement les capacités mises à disposition dans le cadre du mécanisme d'ajustement. Une telle alternative permet de simplifier les enjeux de liaisons entre les entités (équivalence entre EDC et EDAs). L'effet d'une telle configuration appliquée au mécanisme de capacité français porterait sur au plus 2 GW (potentiellement moins, car les capacités d'effacement se valorisant aujourd'hui via la collecte NEBEF, évaluées à 500 MW, pourraient être capables de participer au MA).

### 8.2.3.2 La collecte de disponibilité : un dispositif qui permet aux acteurs de se valoriser hors MA, mais qui mobilise des ressources conséquentes

De la même façon que pour la collecte des liaisons, la collecte de la disponibilité en dehors du MA (représentant en moyenne 2 GW par jour PP2) génère de la complexité pour les exploitants de capacité et RTE.

En effet, les exploitants de capacité qui ne proposent pas leur disponibilité via le mécanisme d'ajustement sont tenus de déclarer pour chaque journée PP2 leur disponibilité en MW en lien avec un prix d'engagement par pas horaire. Si le prix spot est supérieur au prix d'engagement déclaré par l'acteur sur un pas horaire PP2, seule la puissance réalisée sera prise en compte dans le calcul

<sup>192</sup>. Depuis la campagne de contrôle des liaisons MECAPA menée courant 2019, un module de contrôle a été développé afin d'envoyer des messages d'alerte réguliers aux acteurs qui doivent régulariser leur situation.

du NCE pour ce pas horaire. En revanche, si le prix spot J-1 est inférieur au prix d'engagement déclaré par l'acteur sur un pas horaire PP2, toute la puissance disponible sera prise en compte dans le calcul du NCE pour ce pas horaire. Ce dispositif a été conçu pour que les acteurs reflètent leurs coûts d'activation dans leurs prix d'engagement.

Ce dispositif de collecte de disponibilité, complémentaire au MA génère également des obligations contractuelles lourdes (plus de 100 fichiers de collecte envoyés par EDC et par an, et 16600 au total) à mettre en regard des 2 GW de puissance résiduelle qu'elles permettent de révéler hors MA. En effet, contrairement à la collecte des liaisons qui peut être faite une seule fois par an, ces collectes de disponibilité doivent être menées pendant tous les jours de la période de livraison car les jours PP2 tirés à 19h en J-1 ne sont pas connus avant les résultats de l'enchère spot J-1 – le prix d'engagement doit être connu avant le résultat de l'enchère. Ce processus génère une activité importante chez les acteurs de marché sur tous les jours de novembre à mars, responsable d'une partie du coût de participation au mécanisme de capacité pour les exploitants de capacité (voir section 8.1.2). L'avancée de l'heure de tirage du signal PP2 non-PP1 pourrait conduire à limiter cette activité.

### 8.2.3.3 La collecte des contraintes de stock : un dispositif qui génère une complexité disproportionnée et dont la mise en œuvre s'est éloignée du cadre théorique

Parallèlement à ce dispositif de collecte de disponibilité, tous les acteurs certifiés dont les capacités présentent des contraintes de stock doivent déclarer via une collecte spécifique (en pratique, un autre fichier) leurs contraintes de stock, c'est à dire correspondant à l'énergie maximum journalière et hebdomadaire qu'ils sont capables d'activer, à la maille de l'EDC, respectivement sur un jour PP2 et 5 jours PP2 consécutifs sur une semaine (du lundi au vendredi).

La prise en compte des contraintes de stock dans le cadre du mécanisme de capacité répond à l'objectif initial de valoriser les capacités à hauteur de leur contribution réelle à la sécurité d'approvisionnement (les capacités disposant de contraintes de

stock contribuent moins à la réduction du risque de défaillance).

#### ► Une complexité importante pour un enjeu actuellement limité (< 500 MW)

L'articulation de la collecte sur les contraintes de stock et de la collecte de disponibilité a parfois été mal comprise par les acteurs de marché. En particulier, certains acteurs disposant d'un stock d'activation limité sur une journée, mais sans contrainte sur les plages d'activation, déclaraient à la fois une disponibilité à 0 sur plusieurs plages horaires ainsi que des contraintes de stock se traduisant par un abattement de leur NCE ; générant ainsi un double abattement illégitime. Au total, suite aux calculs de NCE estimé et définitif de l'AL 2017, 12 contestations ont été reçues en lien avec la déclaration des contraintes de stock mal comprises ou envoyées au mauvais périmètre.

De façon analogue à la collecte de la disponibilité, la collecte des contraintes de stock conduit à une activité opérationnelle importante, les collectes devant être effectuées pour tous les jours de la période entre novembre et mars.

Sans prise en compte de ces contraintes de stock, la surestimation totale de la contribution des capacités serait de l'ordre de 300 MW sur les années de livraison considérées dans le chapitre 7 du présent rapport, ce qui apparaît faible. Cependant, un dispositif minimal de prise en compte apparaît essentiel pour éviter que des capacités disposant de puissances importantes mais de stocks en énergie très limités ne se développent sur la base d'une rémunération qui serait déconnectée de leur utilité pour la sécurité d'approvisionnement.

#### ► Des modalités de prise en compte qui s'écartent du cadre théorique ayant justifié leur paramétrage et qui biaisent le dispositif

Les contraintes de stock ont été introduites dans le cadre réglementaire du mécanisme de capacité afin de tenir compte dans la valorisation des capacités du fait qu'une capacité disposant d'un stock limité contribue moins à la réduction du risque de défaillance qu'une capacité à stock infini. En effet, dans la configuration d'une

période tendue durant plusieurs heures consécutives, une capacité disposant d'un stock limité ne sera pas nécessairement disponible sur toute la période de tension. Les abaques de contrainte de stock qui traduisent un abattement décroissant avec le nombre d'heures de stock par jour et de jours de disponibilité par semaine (article B.1.2 et B.1.3 des règles du mécanisme de capacité) visent à refléter la juste contribution des capacités «à stock» et ont été calées en supposant qu'il s'agissait de stocks utilisables consécutivement.

Or la mise en œuvre pratique (déclaration d'énergie maximale journalière) et les adaptations apportées par RTE (e.g. Convention pour la déclaration des contraintes de stock pour les batteries proposant des services système) sur demande des acteurs ont conduit à ce que l'énergie maximum journalière ou hebdomadaire n'impose pas le caractère consécutif des heures et jours de disponibilité de l'entité ; s'éloignant ainsi du cadre théorique selon lequel les abaques de contraintes de stock sont construites. Cette déclinaison réglementaire et opérationnelle génère un biais de survalorisation important pour certaines capacités. Ainsi, une capacité de stockage disposant d'une puissance de 1 MW et d'une capacité de stock d'une heure peut déclarer une énergie journalière de 6 MWh, en supposant que s'il doit s'activer 6 heures sur une journée PP2, il pourra le faire en alternant des injections d'une heure à 1 MW et des soutirages d'une heure à 1 MW<sup>193</sup>. Cette stratégie conduira à une obligation de capacité sur les périodes de soutirage mais l'obligation ne portera que sur les jours PP1 où l'activation sera effective. En effet, si cette capacité de stockage n'est jamais activée sur les plages horaires PP1, elle bénéficie ainsi d'une rémunération au titre

des certificats de capacité alors qu'elle ne porte aucune obligation et que si elle était utilisée pour un besoin lors d'une période de tension, sa contribution sera de seulement une heure (ou 6 heures d'injection, diminuée de 4 heures de soutirage sur les plages PP1). Le constat est identique pour ces capacités d'effacement dont l'effacement repose sur un report (complet ou partiel) de consommation.

Si un tel actif se valorise ainsi sur le mécanisme de capacité en étant activé une seule journée PP1, les revenus nets (revenus au titre des certificats de capacité, diminués de l'obligation) seraient 3 fois supérieurs à ceux qu'ils devraient être selon la conception initiale des abaques de contraintes de stock ayant conduit à leur modélisation.

#### ► **Des approches différentes dans les mécanismes de capacité des pays voisins**

D'autres pays disposant d'un mécanisme de capacité ont fait d'autres choix pour prendre en compte cette notion de stock :

- Certains, comme le Royaume-Uni, laissent libres les exploitants de capacité de participer, lesquels s'exposent au risque de payer des pénalités dans la configuration où un besoin s'exprime sur une durée supérieure à leur stock ;
- D'autres, comme l'Italie, imposent un stock minimum en deçà duquel les capacités s'engagent à payer des pénalités (les capacités doivent livrer au moins 80% de la disponibilité valorisée pendant 75% des heures). Cette approche est couplée avec l'application de coefficients de «derating» construits sur la base de données historiques, intégrant également une notion de stock.

<sup>193</sup>. Pour l'exemple, l'hypothèse d'un rendement de 100% est considérée.

## 8.2.4 L'évaluation normative de la disponibilité : un régime dérogatoire qui décharge les exploitants de capacité d'un certain nombre d'obligations contractuelles et qui génère des écarts inférieurs à 1 GW à ce jour

### 8.2.4.1 L'inclusion des énergies renouvelables dans le mécanisme de capacité pour mettre en œuvre un mécanisme « capacity wide » s'est traduite par l'introduction d'un régime dérogatoire pour dérisquer les exploitants d'énergies intermittentes

Lors de la conception du mécanisme de capacité français, il a été prévu d'intégrer l'ensemble des capacités de production au mécanisme de capacité, peu importe leur technologie, leur contribution à la réduction du risque de défaillance ou les autres dispositifs de soutien dont celles-ci bénéficient. Ce principe de mécanisme sur toute la capacité (« capacity-wide ») a été traduit dans l'article L. 321-16 du Code de l'énergie. Ainsi, les capacités dont la source d'énergie est fatale sont tenues de se certifier et touchent une rémunération capacitaire en vendant leurs garanties de capacité. Une estimation de la rémunération capacitaire attendue est par ailleurs déduite des dispositifs de soutien (e.g. complément de rémunération) le cas échéant, afin d'éviter tout cumul d'aides d'état, conformément au droit de la concurrence européen.

Or comme détaillé dans le chapitre 6 du présent rapport, le contrôle de disponibilité du mécanisme de capacité renvoie des incitations à la disponibilité effective des capacités afin de maximiser le volume de capacités disponibles pour le système sur les périodes de tension (plages horaires PP2). Appliqué à des groupes de production dont la source d'énergie est fatale, le contrôle du réalisé, calculé sur la base de la disponibilité réelle (en l'espèce, énergie injectée sur le réseau) aurait fait porter aux exploitants de capacité un risque lié à la disponibilité de leur source d'énergie primaire (vent, soleil) ; lequel aurait pu entraver le bon

fonctionnement du marché (e.g. incertitude sur les niveaux de NCC). Ainsi, afin de de-risquer les exploitants d'énergies renouvelables et d'apporter une vision stable à l'ensemble du marché sur le niveau de certification des énergies intermittentes, un régime dérogatoire a été introduit afin que la disponibilité valorisée soit indépendante de l'intensité de la source d'énergie primaire. Le niveau de capacité certifié est calculé sur la base des historiques de production afin que le volume valorisé en MW soit vraisemblable (cette méthode permet notamment de prendre en compte le rendement d'un site), et se trouve égal au NCE dans la configuration où l'acteur a bien injecté sur le réseau, lors des pas horaires PP2 sur lesquels la source d'énergie primaire était disponible<sup>194</sup>.

La présente partie rend compte des avantages et inconvénients de ce dispositif de certification normative depuis le lancement du mécanisme de capacité pour l'AL 2017.

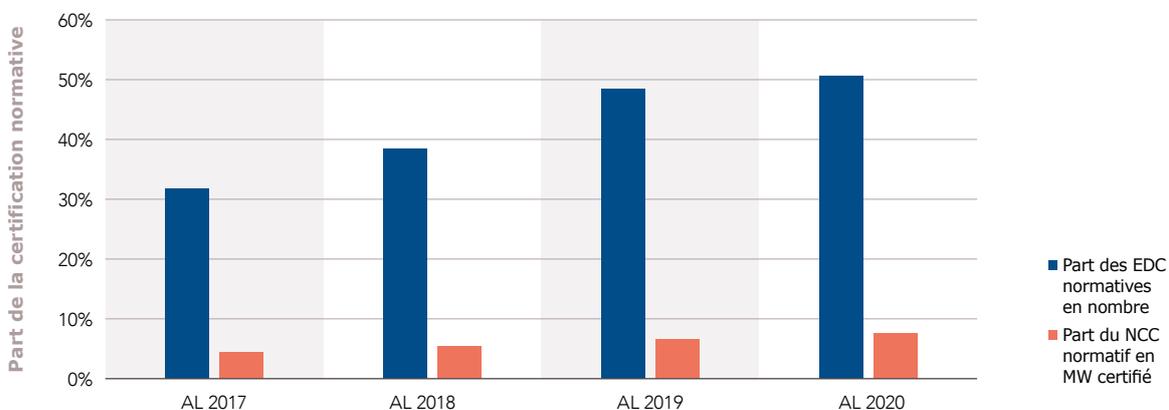
### 8.2.4.2 Les différences entre les NCC normatifs et le réalisé représentent des écarts relatifs non-négligeables mais restent modérées en volume (inférieur à 1 GW par an)

Au cours des premières années de fonctionnement du mécanisme de capacité<sup>195</sup>, le cadre réglementaire limitait la certification normative aux technologies dont la source d'énergie primaire est soumise à un aléa météorologique conférant un caractère fatal à la production – en l'espèce : le photovoltaïque, l'éolien et l'hydraulique au fil de l'eau. Pour évaluer la pertinence de ce modèle de certification sur la base de données observées, Enedis a évalué à la maille de son réseau et pour ces technologies l'écart entre les NCC d'une année de livraison (construit sur la base du réalisé historique) et le réalisé moyen mesuré lors des plages horaires PP2 de la même année de livraison (méthode de calcul du NCE dite « par le réalisé ») et a présenté ces résultats dans le cadre de la concertation. Les analyses à la maille nationale présentée dans le présent rapport les confirment.

<sup>194</sup>. NCC = NCE sauf dans la configuration où l'acteur n'injecte pas sur le réseau (e.g. travaux de « repowering », phase de tests)

<sup>195</sup>. À ce jour, le cadre réglementaire permet la certification normative de toutes les capacités sous obligation d'achat, mais aucun retour d'expérience n'a pu être mené sur ces modalités introduites dans le cadre réglementaire en 2019.

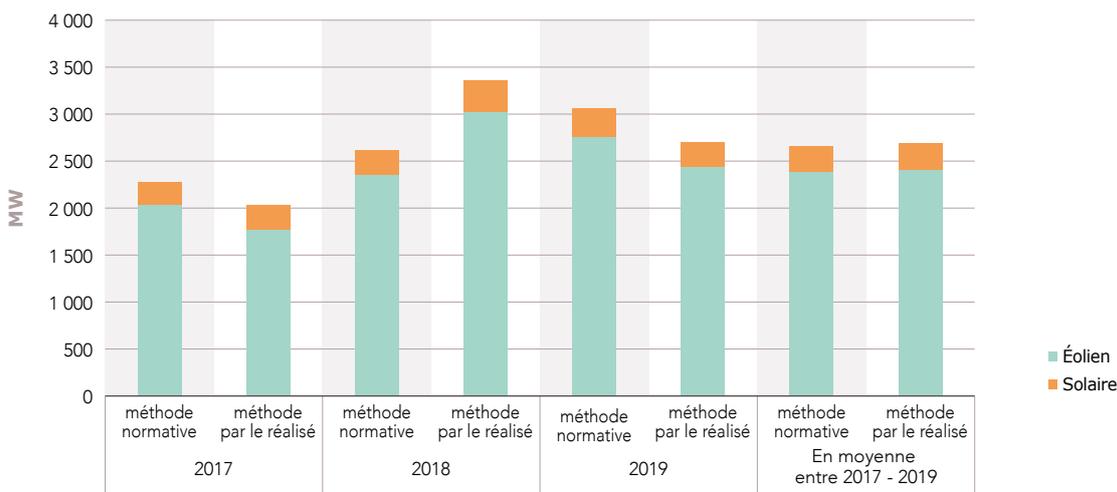
**Figure 8.19** Représentativité des EDC certifiées selon la méthode normative



La comparaison, à la maille France, du réalisé des filières éolienne et photovoltaïque avec leurs niveaux de capacité certifiés confirme en ordre de grandeur les résultats issus de l'étude menée

par Enedis, qui fait apparaître, sur les 3 premières années de fonctionnement du mécanisme, un écart moyen de 500 MW entre le niveau de capacité certifié et la contribution réelle à la sécurité

**Figure 8.20** Comparaison entre les méthodes « normative » et « par le réalisé » pour les filières éoliennes et solaires



196. Les graphiques et chiffres présentés dans le présent paragraphe font apparaître les écarts observés sur les filières solaire et éolien (hors fil de l'eau) à la maille nationale, alors que l'étude Enedis détaillée à l'Annexe 1 prend également en compte la filière fil de l'eau, mais se limite à la maille du réseau Enedis.

d'approvisionnement<sup>196</sup>. À noter que la méthode de certification normative permet également de refléter l'apport croissant des énergies renouvelables à la sécurité d'approvisionnement et de limiter les incertitudes sur le niveau d'offre pour une année de livraison contrairement à une approche basée sur le réalisé. Cet enjeu de l'écart entre la certification normative et l'énergie injectée par les technologies reposant sur des sources intermittentes est susceptible de croître dans les prochaines années avec le déploiement soutenu de ces technologies.

#### 8.2.4.3 En plus de réduire le risque porté par les exploitants de capacité, la méthode de certification normative est plus simple

Si la méthode normative a été introduite pour dé-risquer les exploitants de capacité en proie à de fortes incertitudes sur l'anticipation de leur niveau de capacité effectif, sa mise en œuvre s'est avérée plus simple depuis le lancement du mécanisme en raison de la simplification du Niveau de Capacité Effectif (NCE). En effet, elle permet d'éviter un certain nombre de processus identifiés comme complexes par les acteurs de marché et les opérateurs du mécanisme de capacité. En particulier, ne s'appliquent pas à la certification normative :

- ▶ **Le tunnel de certification**, car le niveau de capacité certifié est déterminé à partir d'une méthode de calcul reproductible et connue *ex ante* ;
- ▶ **les dispositifs de collecte de la disponibilité, des contraintes de stock et des liaisons** car le niveau de capacité effectif ne reboucle pas avec la disponibilité proposée sur les marchés de l'énergie. Le bouclage par rapport à la disponibilité des exploitants de capacité se fait via un coefficient unique (TDE) qui est inférieur à 1 dans les configurations où la capacité n'est pas dans des conditions de fonctionnement « normal » lors des plages horaires PP2 (i.e. déconnexion du réseau, travaux et/ou maintenance, phase de tests) ;
- ▶ hors circonstances exceptionnelles, les capacités certifiées selon la méthode normative ne procèdent pas à des rééquilibrages pour des raisons autres que la mise à jour du périmètre de l'EDC, limitant ainsi la volumétrie des certifications à traiter ainsi que la complexité des règlements financiers ;

- ▶ **le calcul du NCE**, qui se résume au produit entre le NCC et le TDE, **se trouve largement simplifié** (aucune contestation reçue portant sur la méthode de calcul).

#### 8.2.4.4 Appliquée à tous les moyens commandables, la certification normative pourrait générer des écarts plus importants avec la disponibilité effective sur une année de livraison

Si la précédente sous-partie fait émerger le constat que la certification normative est une alternative existante permettant d'alléger les obligations contractuelles des exploitants de capacité, il convient de préciser quels auraient été les impacts de l'application d'une certification normative à l'ensemble du système électrique français.

Dans toutes les configurations, une certification normative visant à établir *ex ante* un niveau de capacité pour tous les moyens commandables est susceptible de conduire à des écarts significatifs entre la disponibilité réelle et la disponibilité valorisée (e.g. rééquilibrages à la baisse de plusieurs GW suite à la crise COVID), mais également de réduire les incitations à la disponibilité étudiées dans le chapitre 6 portant sur les signaux du mécanisme de capacité.

Les analyses menées par RTE permettent de chiffrer différentes alternatives :

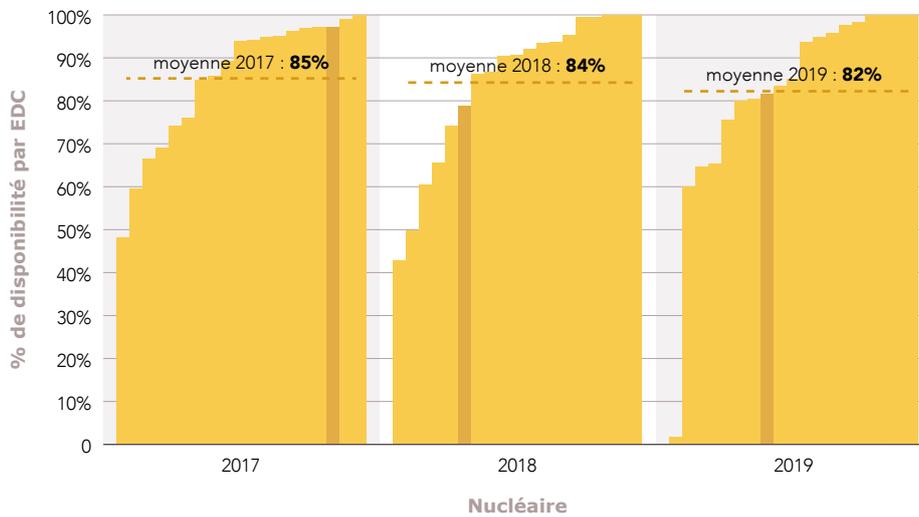
- ▶ une valorisation de la puissance installée des capacités, plutôt que la puissance disponible effective, générerait des effets de transferts entre technologies. En particulier, les exploitants de capacité des filières TAC et CCG dont les niveaux de disponibilité sur les jours PP2 sont supérieurs à 90% de la puissance installée verraient leur disponibilité moins valorisée que les exploitants de capacité de la filière nucléaire dont la disponibilité moyenne est inférieure à 85% de la puissance installée (disponibilité moyenne par filière représentée en pointillée sur les figures 8.21 et 8.22) ;
- ▶ une méthode consistant à valoriser les capacités selon le niveau de disponibilité moyen de la filière calculé sur la base de données historiques (en % de la puissance installée) serait de nature à faire apparaître des gagnants et des perdants pour chaque année de livraison. À titre d'exemple, pour la filière CCG, ces effets de transferts entre site sont évalués à 100 MW par AL sur les

3 premières années de fonctionnement (écart entre les barres colorées représentant des EDC et le niveau de disponibilité moyen représenté en pointillé sur les figures 8.21 et 8.22) ;

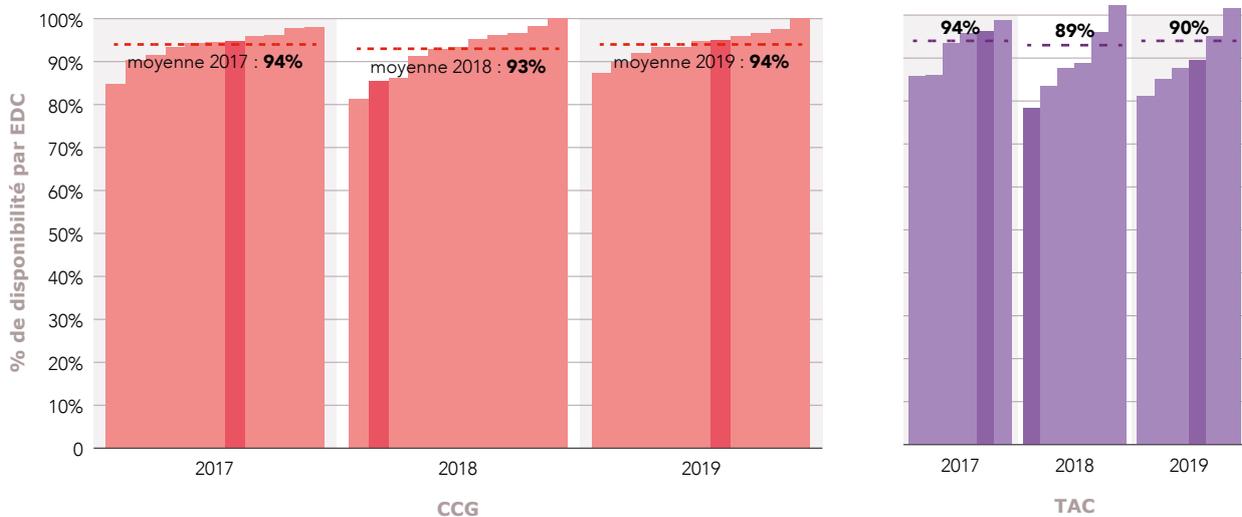
- enfin, une méthode de certification basée sur la disponibilité historique des sites (ré-introduisant ainsi une incitation à la disponibilité à

moyen terme) ne permet pas de refléter les importantes variations de disponibilité par sites observés sur les 3 premières années de fonctionnement (variation de la disponibilité d'une EDC d'une année sur l'autre représentée par la barre représentée en couleur plus foncée sur les figures 8.21 et 8.22).

**Figure 8.21** Disponibilité moyenne sur les jours PP2 des EDC nucléaires entre 2017 et 2019 (en foncé, un site nucléaire en particulier au cours de ces années)



**Figure 8.22** Disponibilité moyenne sur les jours PP2 des EDC CCG et TAC entre 2017 et 2019 (en foncé, une CCG et TAC en particulier au cours de ces années)



## 8.3 Côté acteurs obligés, la prise en compte de la thermosensibilité est complexe et l'attente des données définitives pour les calculs définitifs est la principale cause de la temporalité *ex post* du mécanisme de capacité (règlements financiers en AL+3)

### 8.3.1 Les règles de prise en compte de la thermosensibilité sont complexes et les choix retenus ne permettent pas de prendre en compte la thermosensibilité de tous les acteurs obligés

Afin que le niveau d'obligation de capacité reflète le plus justement possible la contribution au risque de défaillance<sup>197</sup>, les règles du mécanisme de capacité prévoient que l'obligation de capacité constitue une extrapolation de la consommation des acteurs à température extrême, telle que définie à l'article A.1 des Règles du mécanisme de capacité. Ce processus d'extrapolation est la principale source de complexité identifiée sur le volet obligation de capacité :

- ▶ plusieurs acteurs ont précisé regretter le manque de visibilité sur leur gradient, notamment avec l'introduction des profils « dynamiques » qui ne leur permet pas d'estimer la part thermosensible de leur obligation avant l'année de livraison, mais également du fait de l'application du CGP<sup>198</sup> qui n'est calculé par RTE qu'en AL+2 ;
- ▶ les questions d'acteurs remontées à RTE sur le calcul de l'obligation portent majoritairement sur la prise en compte de la thermosensibilité et sur les formules afférentes.

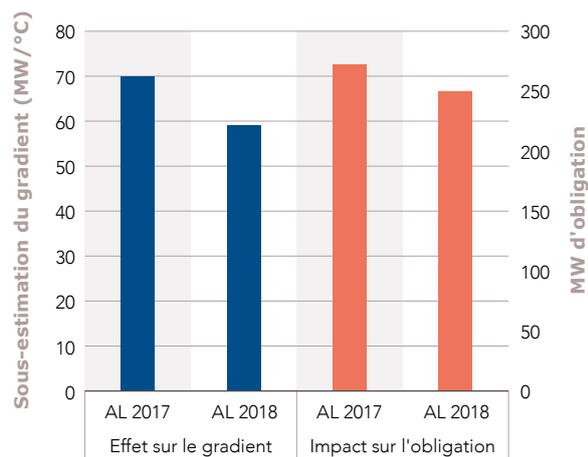
La prise en compte de cette thermosensibilité est calculée acteur par acteur pour les consommateurs télérelevés concernés, et sous-profil par sous-profil pour les consommateurs profilés. Cette prise en compte de la thermo-sensibilité passe par le calcul de gradient, qui n'est pas le même en fonction du type de consommateur, et qui peut être source d'incertitude (e.g. le CGP, coefficient de bouclage

pour le calcul des gradients profilé n'est connu que fin AL+2).

#### 8.3.1.1 Une partie de la thermosensibilité n'est pas prise en compte à ce jour pour simplifier le dispositif

Pourtant complexe, les règles du mécanisme de capacité prévoient de limiter ces calculs de gradient en introduisant une classification (par convention) des sites thermosensible [*Sites profilés + Sites télérelevés RPD dont la puissance moyenne est inférieure à 175 kVA*] et non-thermosensibles sites [*Sites RPT + Sites télérelevés RPD dont la puissance moyenne*

**Figure 8.23** Évaluation de la thermosensibilité non prise en compte par les règles du mécanisme de capacité



<sup>197</sup>. Les vagues de froid sont la principale cause de défaillance en France.

<sup>198</sup>. Le coefficient de calage du gradient profilé (CGP) est un coefficient visant à homogénéiser la formule de calcul des gradients profilés avec celle prévue pour le calcul de sites télérelevés (méthode de gradient par delta), qui est également utilisée dans le cadre du paramétrage. Avant son calcul, les fournisseurs ne connaissent pas le gradient des sites profilés de leur périmètre.

est supérieure à 175 kVA]. Cette convention a été introduite pour que les modalités de calcul liées à la prise en compte de la thermosensibilité ne s'appliquent qu'aux sites les plus thermosensibles ; et ainsi simplifier les calculs d'obligation pour les sites les moins thermosensibles.

Enedis et RTE ont mené des études sur les sites raccordés à leurs réseaux pour estimer la thermosensibilité de l'ensemble des sites télérelevés afin d'estimer la part thermosensible non-prise en compte. Les conclusions de l'analyse sont que près de 3% de la thermosensibilité France n'est pas prise en compte à ce jour, conduisant ainsi à une sous-estimation de l'obligation de capacité évaluée à 275 MW en AL 2017 et 250 MW en AL 2018 ; cette incertitude étant dépendante des températures observées lors des plages horaires PP1 et du gradient de l'année.

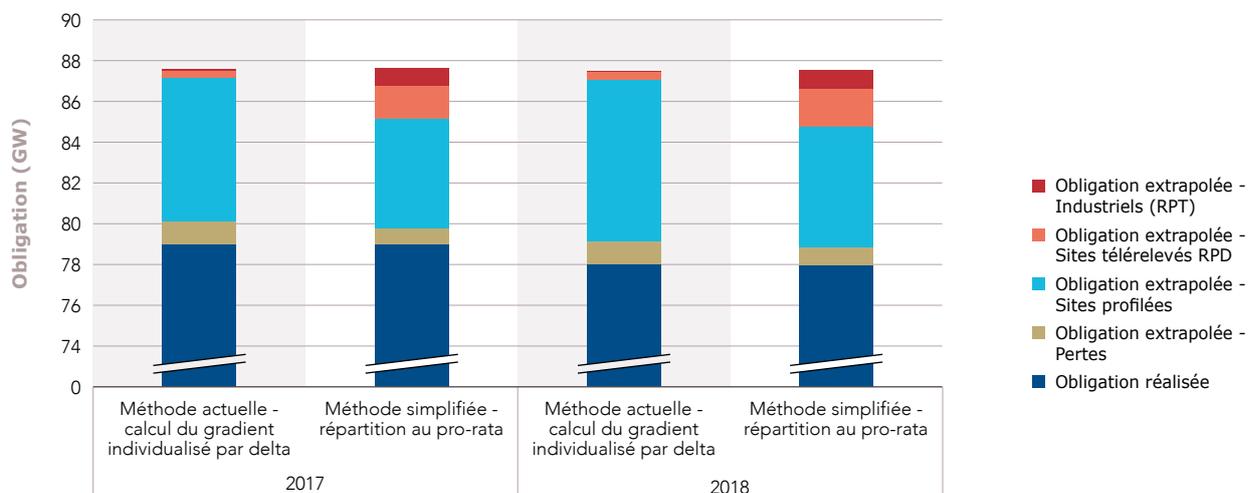
### 8.3.1.2 L'alternative à la prise en compte de la thermo-sensibilité qui consisterait à ne répartir la part thermosensible de l'obligation au prorata de la consommation observée conduirait des transferts financiers importants entre acteurs obligés

Selon les règles du mécanisme de capacité, le calcul du gradient s'effectue à la maille d'une catégorie de

consommation pour les sites profilés, d'un gestionnaire de réseau pour les pertes et d'un acteur obligé pour les sites télérelevés. Cette méthode permet d'affecter le gradient national aux consommateurs qui en sont responsables. Cependant elle est perçue comme complexe car chaque acteur obligé doit estimer son gradient et en connaît la valeur une fois l'année de livraison écoulée (concerne tous les consommateurs thermosensibles avec le déploiement des gradients dynamiques).

Afin de rendre compte des impacts de possibles alternatives «plus simples» pour la prise en compte de la thermosensibilité, RTE et Enedis ont mené une étude visant à quantifier l'impact pour chaque catégorie de consommateurs d'une répartition du gradient national au prorata de la consommation moyenne. Autrement dit, cela consisterait à ce que l'obligation de capacité allouée à chaque acteur obligé soit attribuée au prorata de son niveau de consommation observé sur les jours PP1. Cette méthode de répartition du gradient au prorata de la consommation conduit, d'après les travaux menés par RTE et Enedis, à une modification de plus 2 GW de l'affectation de la puissance de référence se caractérisant par une baisse de la puissance de référence des sites profilés pour une augmentation de la puissance de référence des

**Figure 8.24** Répartition de la part extrapolée de l'obligation par type de consommateur



sites télérelevés, conduisant à des transferts financiers supérieurs à 35 M€/AL entre catégories d'acteurs obligés. Ces effets de transferts porteraient sur la part extrapolée de l'obligation de capacité comme illustré dans la figure 8.24.

### 8.3.1.3 Les remontées de données représentent un processus chronophage dont la valeur ajoutée est partiellement remise en question (calcul du CGP)

Comme identifié dans la sous-partie 8.1.1, les enjeux d'échange de données entre RTE et l'ensemble des GRD participent à la complexité du mécanisme de capacité (i.e. volumétrie des sollicitations représentative du besoin d'accompagnement important, délai de certification ou des calculs d'Obligation et du NCE définitifs).

Dans le cadre du calcul de la part thermosensible de l'obligation de capacité, RTE calcule le coefficient de calage du gradient profilé (CGP), un coefficient de bouclage du gradient des sites profilés pour que celui-ci soit homogène au «gradient par delta» calculé pour les sites télérelevés thermosensibles. Il est calculé par RTE à partir du soutirage profilé France et des gradients profilés par acteur obligé remontés par les GRD. La collecte de ces données constitue une sollicitation supplémentaire adressée à l'ensemble des gestionnaires de réseaux de distribution.

Pourtant, les travaux menés dans le cadre du retour d'expérience ont permis de mettre en lumière que la comparaison des Résultats du CGP 2017 et 2018 auraient été faiblement affectés en considérant uniquement les données remontées par les gestionnaires de réseau les plus représentatifs. En particulier, en utilisant uniquement des données remontées par les GRD de plus de 100 000 clients, le niveau d'obligation France n'aurait été affecté que de 30 MW par rapport aux résultats obtenus avec une remontée exhaustive des données.

### 8.3.2 La temporalité du mécanisme de capacité qui s'étend jusqu'à AL+3 est une source de complexification des processus pour les parties prenantes mais anticiper les règlements financiers sur la base de données provisoires pourrait impacter le niveau d'obligation jusqu'à 1 GW

**La temporalité du mécanisme de capacité qui s'étend jusqu'à AL + 3 est une source de complexification des processus pour les parties prenantes<sup>199</sup>** qui se caractérise notamment par des enjeux de lisibilité (e.g. le NCE estimé 2018 a été calculé avant le NCE définitif 2017), par des enjeux de trésorerie et des changements d'interlocuteurs.

Les règlements financiers du mécanisme de capacité se déroulent à partir du mois de mars AL+3 afin que le débouclage du mécanisme repose sur les données les plus fiables possibles. En effet, à ce jour, la réconciliation temporelle (RECOTEMP, dernière étape de traitement des données RPD, utilisées pour clôturer le règlement des écarts des responsables d'équilibre) permet de corriger les périmètres RPD (profilé, pertes et éventuelles corrections de remontée de données pour les sites RPD télérelevés), s'applique à des années dites «à cheval» (du 1<sup>er</sup> juillet N au 30 juin N+1) et est finalisée 14 mois après la clôture de la période. Ainsi, les données définitives portant sur la fin de l'année de livraison (novembre et décembre AL) ne sont disponibles que 14 mois après la période du 1<sup>er</sup> juillet AL au 30 juin AL+1, soit en septembre AL+2.

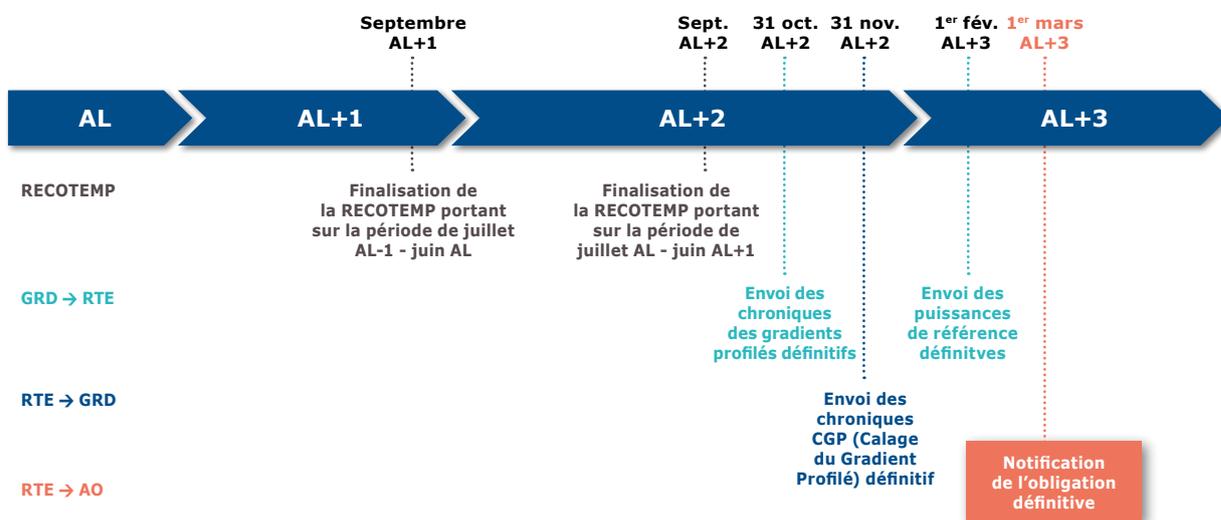
L'enjeu de l'actualisation des données via la RECOTEMP concerne principalement le calcul de l'obligation de capacité (les sites RPD représentent pratiquement 90% de l'obligation définitive) et le calcul du NCE dans de moindres proportions (le NCE des sites profilés certifiés selon la méthode du réalisé représente uniquement 0,12% du NCE France<sup>200,201</sup>). Le calcul limitant qui justifie l'initiation

<sup>199</sup>. Dans l'appel à contributions portant sur le cadrage des sujets à traiter dans le présent retour d'expérience ouvert du 19 février au 13 mars 2020, la majorité des parties prenantes a remonté ce sujet comme l'une des principales sources de complexité du mécanisme dans son fonctionnement actuel.

<sup>200</sup>. La réconciliation temporelle vise à finaliser le calage des périmètres RPD. Elle s'appuie notamment sur les données de comptage des sites profilés afin de procéder aux derniers ajustements sur le périmètre de consommation des sites RPD profilés et des pertes RPD. L'étape de la réconciliation temporelle permet également de corriger des erreurs de remontée ou publication de données pour les sites RPD télérelevés (ces corrections sont, en énergie, inférieures à 0,2% chacune des trois périodes entre le 1<sup>er</sup> juillet 2016 et le 30 juin 2019).

<sup>201</sup>. L'impact de la réconciliation temporelle sur le calcul du NCE définitif est d'autant plus limité qu'elle n'affecte que la part «réalisée» du NCE dès que les capacités sont sollicitées. Or les exploitants de capacités connectés au RPD sont pour beaucoup des capacités de pointe dont le réalisé représente une faible part du NCE valorisé (< 10% pour les EDC RPD profilés).

**Figure 8.25** Frise précisant les principaux jalons intervenant dans le calcul de l'obligation définitive



des règlements financiers plus de 2 ans après la fin de l'année de livraison est donc le calcul de l'obligation définitive : 20 mois pour disposer des données de consommation RPD et pertes issues de la réconciliation temporelle, 3 mois pour calculer le CGP, 3 mois pour calculer les puissances de référence.

Dans le cadre de l'Accès Régulé à l'Energie Nucléaire Historique (ARENH), le choix a été fait d'effectuer le contrôle *ex post* sur les droits ARENH demandés, sur la base de données dites « provisoires », disponibles dès AL+1. Une telle approche appliquée aux règlements financiers sur le mécanisme de capacité consisterait à considérer les résultats issus des calculs estimés de l'obligation et du NCE comme définitifs. Or certains des écarts constatés entre les calculs estimés et définitifs correspondent également à des traitements de contestation ou à des remontées de données incomplètes par certains gestionnaires de réseau de distribution. À ce sujet, il apparaît utile de rappeler que le calcul de l'obligation de capacité repose sur un nombre de plages horaires (100 à 150 heures) plus faible que celles considérées pour le calcul des droits ARENH

(4000 heures creuses) ; ainsi, l'enjeu de fiabilité des données est susceptible de davantage impacter le calcul de l'obligation de capacité.

Au gradient des sites profilés s'applique le coefficient de calage du gradient profilé lequel est calculé pour les calculs estimés et définitifs. En reprenant l'hypothèse selon laquelle les données issues des GRD de plus de 100000 clients sont suffisantes pour le calcul d'un CGP représentatif de la thermo sensibilité des sites profilés (tous les GRD de plus de 100000 clients ont envoyé leurs données lors des calculs estimés), il est possible de conclure que l'écart moyen<sup>202</sup> constaté entre les CGP estimé et définitifs, évalué à 1,2% en AL 2017 et à 5% en AL 2018 est la conséquence du processus de réconciliation temporelle, affectant ainsi l'obligation France jusqu'à 300 MW entre les calculs estimés et définitifs.

Afin de mieux capter l'effet de la réconciliation temporelle sur l'obligation des acteurs obligés disposant de sites connectés au RPD et des pertes RPD, il a été procédé à la différence entre les derniers<sup>203</sup> calculs d'obligation estimés pour lesquels

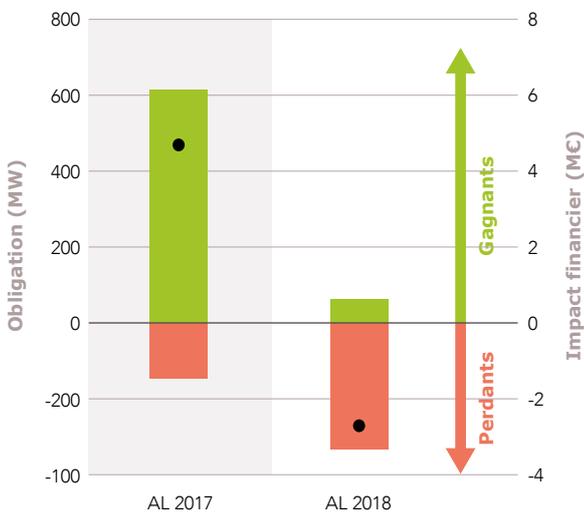
<sup>202</sup>. Moyenne des valeurs absolues des écarts.

<sup>203</sup>. Datés de janvier AL+3, l'hypothèse retenue est que l'intégralité des contestations a été traitée à cette date, afin d'isoler l'effet de la réconciliation temporelle sur les calculs d'obligation.

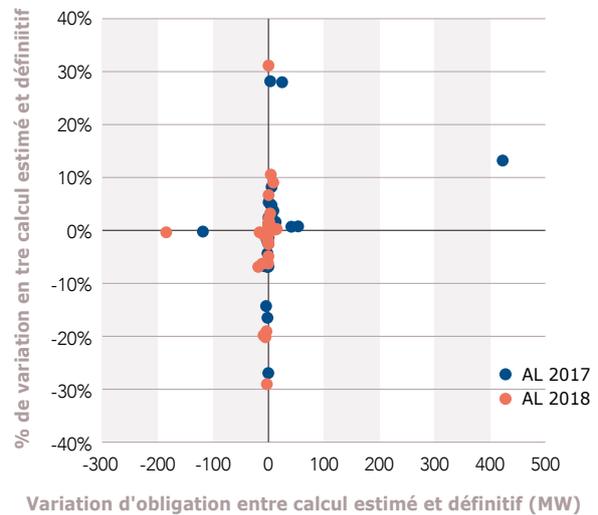
des données ont été transmises et les obligations définitives équivalentes. En effet, les calculs de l'obligation estimée reposent sur des données issues du processus de RECOFLUX alors que les calculs de l'obligation définitive reposent uniquement sur des données issues de la RECOTEMP. Il en ressort que la réconciliation temporelle :

- ▶ est susceptible d'avoir un impact sur le niveau d'obligation France (+500 MW en AL 2017 et -300 MW en AL 2018) – figure 8.26 ;
- ▶ induit, pour la majorité des acteurs obligés, des variations d'obligation de capacité limitées en MW (< 10 MW), mais qui peuvent aller jusqu'à +/-30% de leur niveau d'obligation pour les plus petits acteurs – figure 8.27.

**Figure 8.26** Impact d'un calcul de l'obligation sur la base de données provisoires (AL 2017 et 2018)



**Figure 8.27** Variation par acteur obligé entre les calculs d'obligation estimé et définitif (AL 2017 et 2018)



## 8.4 Une partie de la complexité du mécanisme provient de la mise en place de dispositifs additionnels répondant à des exigences européennes

### 8.4.1 La mise en place d'un dispositif de contractualisation pluriannuelle qui n'était pas initialement inclus dans l'architecture du mécanisme de capacité

Dans le cadre du processus d'approbation du mécanisme de capacité français par la Commission européenne, les autorités françaises se sont engagées à mettre en place un dispositif de contractualisation pluriannuelle visant à favoriser l'investissement dans de nouvelles capacités. Cet engagement est désormais inscrit à l'article R. 335-71 du Code de l'énergie, qui prévoit que, chaque année et s'il existe un bénéfice possible pour la collectivité<sup>204</sup>, «le ministre chargé de l'énergie organise [...] un appel d'offres pour les nouvelles capacités qui comprend un contrat à prix garanti sur une période de sept années.».

Les appels d'offres long terme (AOLT) sont réservés aux nouvelles capacités bas carbone et n'ayant jamais participé aux marchés de l'électricité. Les capacités sélectionnées bénéficient d'une rémunération capacitaire garantie pendant la «période de sécurisation» de sept années, sous forme d'un contrat pour différence avec le prix de référence du mécanisme de capacité. Le besoin pour chaque appel d'offres est exprimé à partir d'une «courbe de demande administrée» approuvée par la CRE et reflétant la valeur pour la collectivité apportée par de nouvelles capacités.

Conformément à la décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016, RTE a organisé en 2019, pour la première fois, quatre appels d'offre long terme (AOLT) portant sur les périodes

de sécurisation 2020-2026, 2021-2027, 2022-2028 et 2023-2029. Ces quatre AOLT ont attiré plus de 1,6 GW de nouvelles capacités candidates et ont conduit à sélectionner 377 MW de nouvelles capacités (253 MW de batteries et 124 MW d'effacement) décarbonées et utiles à la sécurité d'approvisionnement. La 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.

Un rapport dédié à l'analyse des résultats de ces AOLT a été publié par RTE au mois de juin 2020<sup>205</sup> et fournit de nombreuses informations quant au fonctionnement de l'AOLT et complète à ce titre les analyses exposées dans le cadre du présent rapport.

Néanmoins, une analyse exhaustive de la complexité du mécanisme de capacité impose d'évoquer l'AOLT, qui évolue en parallèle du mécanisme de capacité et impose d'industrialiser des processus (construction d'une courbe de demande administrée, administration d'un appel d'offres) spécifiques et indépendants du fonctionnement quotidien du mécanisme de capacité. En contrepartie de son intérêt pour le développement de filières décarbonées – comme celles du stockage stationnaire par batterie – et l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement française, il semble en effet indéniable que l'introduction d'un tel dispositif, qui n'était pas initialement inclus dans l'architecture du mécanisme de capacité, a pu ajouter un niveau de complexité supplémentaire au fonctionnement de celui-ci dans la mesure où le mécanisme de capacité, entendu au sens large, comprend

<sup>204</sup>. L'analyse du besoin pour la collectivité n'a pas été menée en 2020 car l'approbation du Plan de mise en œuvre français («Implementation plan») par la Commission européenne s'imposait comme une condition nécessaire introduite par le paquet énergie propre avant d'envisager l'organisation d'un appel d'offres.

<sup>205</sup>. RTE, Rapport de synthèse sur les appels d'offres long terme organisés en 2019, juin 2020

désormais depuis 2019 un mécanisme de marché et un dispositif d'appel d'offres administré relevant du soutien public, à la temporalité et au fonctionnement et différents. Ces processus, aujourd'hui dédiés à l'AOLT permettent cependant d'identifier toutes les difficultés que soulèvent la modélisation d'une courbe centralisée ou encore le financement décentralisé d'un appel d'offre centralisé.

#### 8.4.2 Une prise en compte par étape de la contribution transfrontalière dans le mécanisme de capacité

Dès sa création, le mécanisme de capacité a été conçu pour prendre en compte l'interconnexion du système électrique français aux autres pays européens, et la contribution que ces derniers apportent à la sécurité d'approvisionnement française. Dans un premier temps, cette contribution a été prise en compte de manière implicite, c'est à dire en déduction des besoins de capacité en France, mais sans valorisation explicite. Néanmoins, suite à l'enquête sectorielle menée par la Commission européenne entre 2015 et 2016, qui l'a conduit à exprimer des préoccupations fortes quant à l'absence d'ouverture des différents mécanismes de capacité européens aux participations étrangères explicites, les autorités françaises ont proposé à la Commission européenne de mettre en place, d'ici à l'année de livraison 2019, un modèle de participation transfrontalière explicite reposant sur la certification des interconnexions. La décision d'approbation de la Commission européenne du 8 novembre 2016 concernant le mécanisme de capacité français a par la suite entériné l'engagement des autorités françaises dans la perspective d'une prise en compte explicite de l'interconnexion dès 2019 ainsi que la mise en place quand les conditions seront réunies d'une procédure approfondie de participation transfrontalière reposant sur la certification des capacités étrangères ayant acquis lors d'un processus d'enchère des tickets d'accès au mécanisme de

capacité français. La mise en œuvre de cette procédure nécessite cependant un travail de coopération avec les gestionnaires de réseaux de transport des États membres concernés, qui doit être encadré par le biais de conventions de coopération (permettant par exemple d'établir les modalités d'échanges de données nécessaires aux processus de certification et de contrôle des capacités étrangères), qui n'ont à ce jour pas été signées. En l'absence de signature de telles conventions, c'est donc la procédure simplifiée de participation transfrontalière, qui consiste en une participation explicite des interconnexions uniquement (solution qui peut être mise en place sans le concours des autres États membres), qui s'applique actuellement auprès de l'ensemble des États membres interconnectés et du Royaume Uni.

La prise en compte explicite des contributions transfrontalières a également pu avoir des effets sur certains paramètres du mécanisme de capacité, comme le coefficient de sécurité (par lequel la participation implicite venait initialement en réduction de l'obligation de capacité France), qui a été rehaussé pour l'année 2019.

Un rapport dédié à l'évolution des modalités de prise en compte de la participation transfrontalière et à ses effets sur le mécanisme de capacité a été publié par RTE au mois d'avril 2018<sup>206</sup> et complète à ce titre les analyses exposées dans le cadre du présent rapport.

Néanmoins, l'analyse révèle là encore une complexification indéniable du mécanisme induite par cette prise en compte plus fine et précise de la contribution des autres pays européens à la sécurité d'approvisionnement française, requise par les exigences européennes et dont l'échéance de mise en œuvre complète (qui sera matérialisée par la mise en œuvre du modèle de participation approfondie) constitue en outre un facteur d'incertitude supplémentaire pour les acteurs mais aussi pour RTE.

<sup>206</sup>. RTE, Rapport sur l'évolution des modalités de prise en compte de l'interconnexion au système européen dans le mécanisme de capacité français, avril 2018.







Le réseau  
de transport  
d'électricité



**RTE**  
1, terrasse Bellini TSA 41000  
92919 La Défense Cedex  
[www.rte-france.com](http://www.rte-france.com)

