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

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. Etant 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 fois, ce qui se reflète côté exploitant par de la disponibilité non activée dont il convient de vérifier l'existence pour s'assurer d'en disposer au moment voulu.

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 règlementaire 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 situe en dehors de la préséance technico-économique

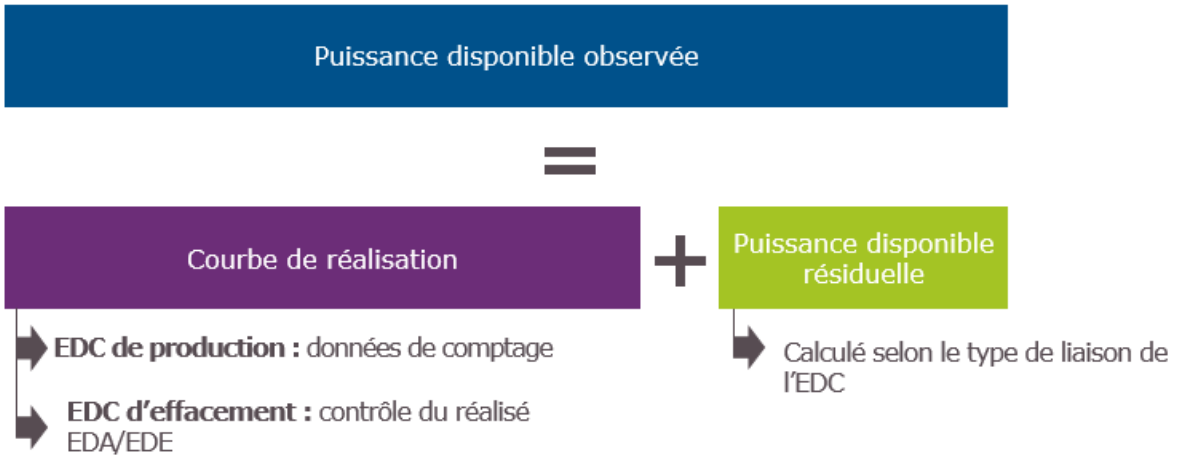


Figure 1 : Principes de calcul du Niveau de Capacité Effectif (NCE)

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 détaillé au chapitre 6 du présent rapport. Afin d'assurer une juste rémunération de ces moyens, le cadre règlementaire 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[1] sur le mécanisme d'ajustement ou conformément aux engagements pris via une collecte avec prix d'engagement[2], le volume de puissance mise 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)* ;
   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)*.

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

7.1.1 Le NCE est calculé comme une moyenne de la disponibilité calculée sur chacun des pas horaires PP2 ce ne rend pas compte de l'espérance de disponibilité

Les Règles du mécanisme de capacité français prévoient que la disponibilité valorisée (NCE) soit calculée comme la moyenne de la disponibilité observée sur chaque pas demi-horaire des jours PP2. Cette disposition constitue une spécificité du mécanisme de capacité français[3] ; 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 tenus 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 préséance technico-économique (puissance non-sollicitée).

[1] 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.
[2] 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.
[3] 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.

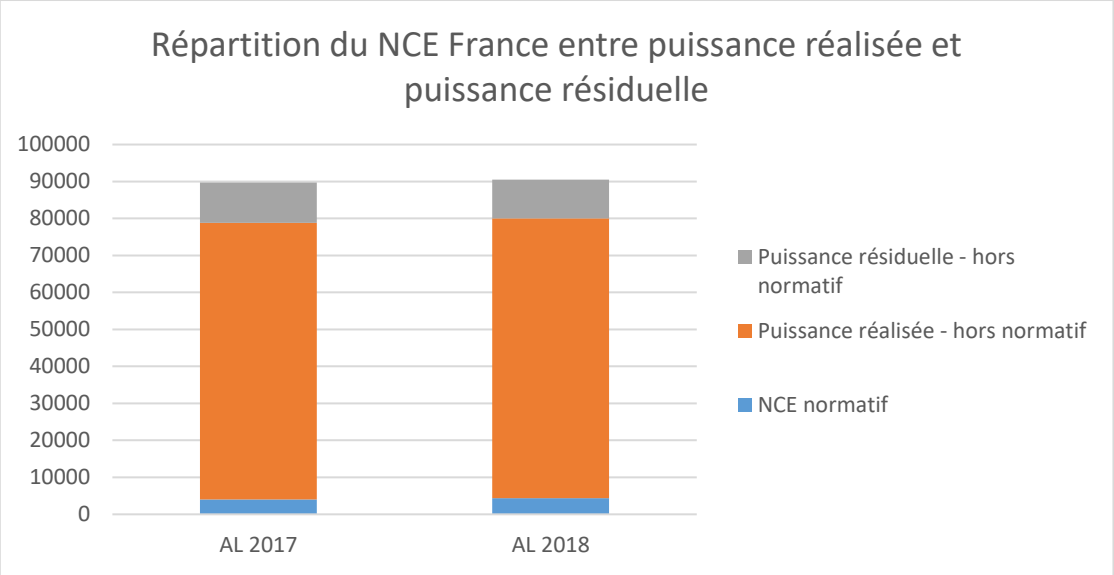


Figure 2 : Répartition du NCE entre puissance réalisée et puissance résiduelle[4]

Ainsi, lorsque la puissance proposée comme disponible par une capacité se trouve dans la préséance technico-économique (i.e. sollicitation de la capacité), seule la puissance réalisée sera prise en compte dans le calcul de la disponibilité effective. 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. Cette moindre activation n'affectera par 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 précèdent, 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

[4] La certification normative est séparée de la distinction réalisé/disponibilité 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.

susceptible de conduire à une surévaluation de la disponibilité valorisée. Les filières situées à la droite de la figure 3 sont ainsi particulièrement concernées par ce biais.

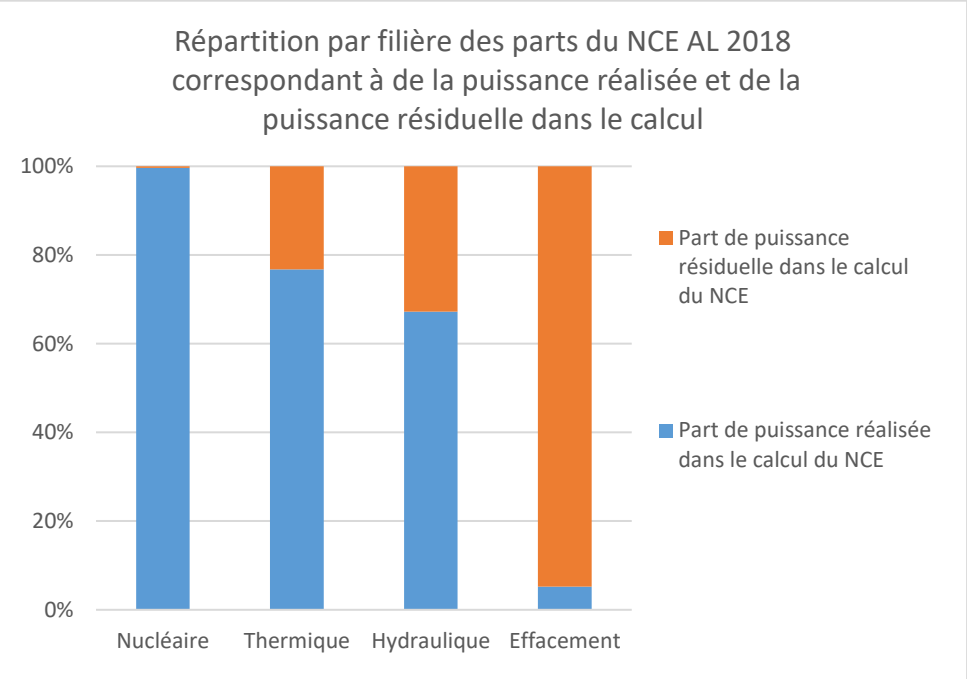


Figure 3 : Répartition du NCE par filière entre puissance réalisée et puissance résiduelle

A titre d'exemple, une capacité qui proposerait 100 MW de disponibilité au marché et qui, pour des enjeux de fiabilité[5], délivrerait en moyenne 50 MW 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.

Afin d'évaluer ce biais conduisant à surestimer la disponibilité valorisée, 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 lorsque la capacité est sollicitée et le niveau moyen des sollicitations initiales**. A 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 places sur lesquelles elle a été sollicité 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

[5] 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.

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 mise 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 2, permettent de conclure que la formule de calcul du NCE n'a pas permis de représenter l'ensemble des 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[6] 1GW.

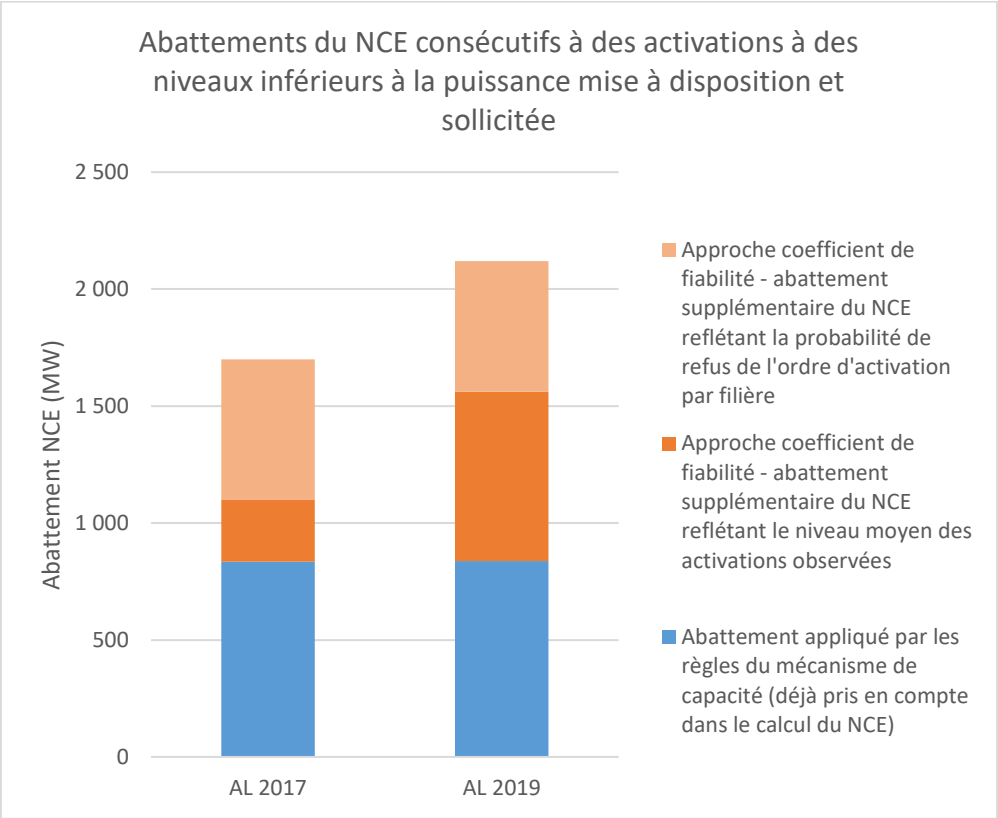


Figure 4 : Principes de calcul du Niveau de Capacité Effectif (NCE)

[6] Pour les capacités qui n'ont pas été observées (cf paragraphe 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.

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 règlementaire pour refléter les enjeux de fiabilité de l'ensemble de capacité

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 observé sur les plages de test. Cependant :

- 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 représentatives 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 (cf *paragraphe 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 par 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

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 :

> *« A 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 fait activée sur des plages horaires PP2. A 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 correspondant à environ 300 MW sont retranchés de l'analyse.

Sur les années de livraison 2017 et 2019, cette comparaison permet de conclure que 2,5 à 3,5 GW de puissance ont été valorisée sur au moins un pas demi-horaire PP2 et n'ont pas été observées sur les plages horaires PP2.

Une analyse par filière fait apparaitre 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[7], comparer le niveau de disponibilité mis à disposition par entité au niveau maximum réalisé sur les plages horaires PP2 apparait 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 en deux catégories distinctes :

- **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)** :
    - les capacités qui proposent des services systèmes ne peuvent pas être activés au titre de test sur le mécanisme afin d'éviter de mettre en risque la stabilité du système électrique. Environ 500 MW de capacités contractualisées dans le cadre de services systèmes n'ont pas fait l'objet d'une activation de l'intégralité des volumes offerts dans le cadre des services proposés au réseau et n'ont donc pas 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 entités 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 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

[7] 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.

l'existence de cette contrainte entre 350 MW et 1100 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. Comme détaillé au paragraphe 7.2.2, le déploiement progressif des tests ainsi que les processus d'activation prévus (activation par sollicitation de RTE via les mécanismes existants, cf 7.2.3) par le cadre règlementaire n'ont pas permis la sollicitation de ces volumes sur les premiers exercices de fonctionnement du mécanisme.

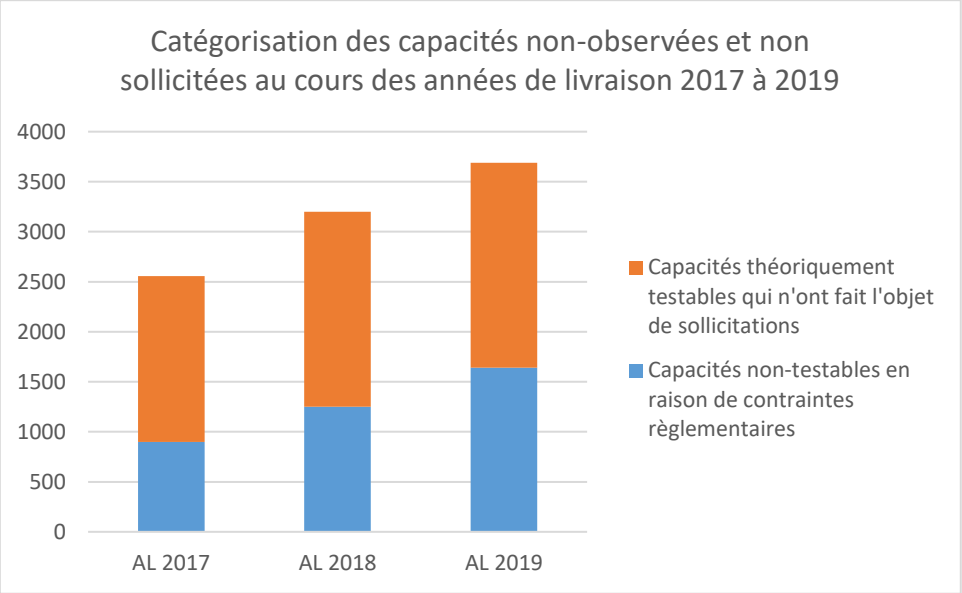


Figure 5 : Catégorisation des volumes de capacité non-observée pour les années de livraison 2017 et 2019

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. 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 règlementaire des modalités d'organisation des AOLT et de la participation transfrontalière directe est intervenu fin 2018 ;

2. la mise en œuvre des tests a du faire l'objet d'évolutions réglementaires successives (article 7.9.4 des règles du mécanisme de capacité)[8] afin de généraliser leur mise en œuvre à l'ensemble des dispositifs de marché. Ces évolutions règlementaires ont dû être complémentées par le développement d'outils dédiés pour assurer une facturation cohérente avec les modalités prévues par ces nouvelles dispositions règlementaires.

La figure 6 détaille la temporalité du déploiement des tests en fonction des entités concernées.

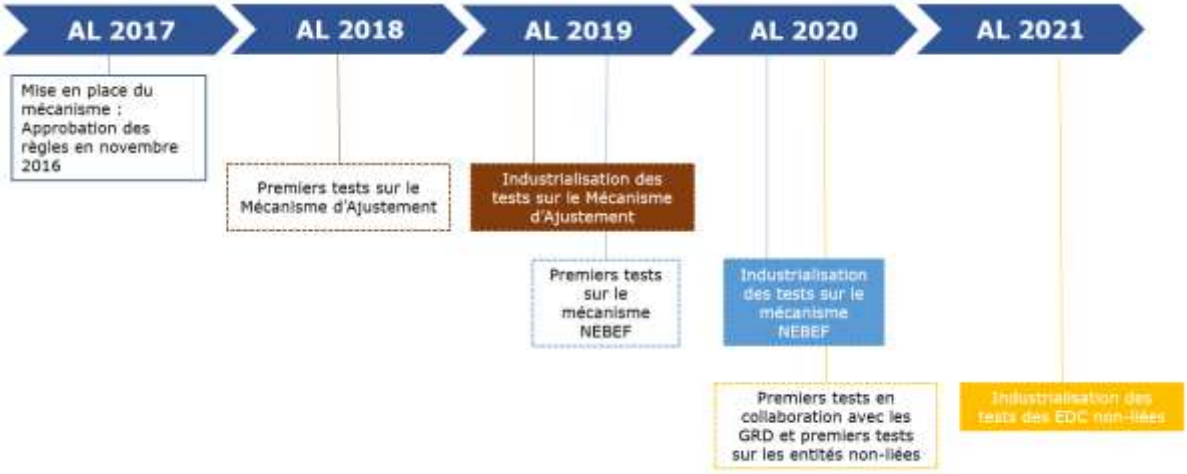


Figure 6 : Frise détaillant le déploiement progressif des tests au titre du mécanisme de capacité

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, seraient 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 significatifs d'entités : plus de 150 EDC par année de livraison, couvrant plus de 300 EDE/EDA et représentant au

[8] Arrêtés du 21 décembre 2018 et du 5 décembre 2019 portant modification aux règles du mécanisme de capacité.

total près de 30 GW de capacités certifiées à tester tous les ans[9]. Or les tests sur les capacités proposant leur disponibilité sur le mécanisme d'ajustement sont contraints dans la mise en œuvre opérationnelle. A 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'équilibres en déséquilibre, couplée à l'ensemble des contraintes techniques nécessaire pour assurer l'équilibre offre-demande en temps réelle, 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. A 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

[9] Pour la majorité des EDC, la puissance non-observée n'est que partielle. Cependant, si RTE décide de tester une capacité lors d'un jours 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.