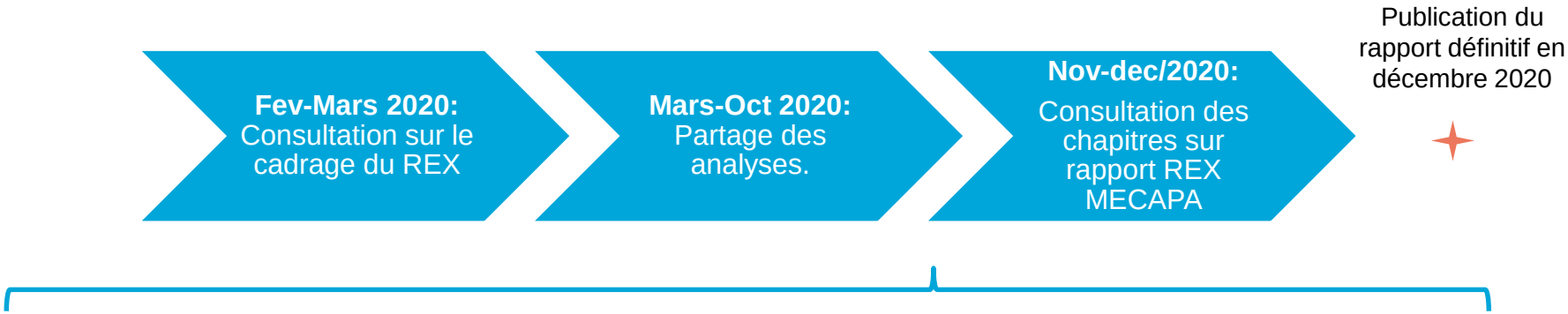
Retour d’expérience sur le fonctionnement du mécanisme de capacité

23/10/2020

REX MECAPA: la concertation se poursuit



- Le présent GT vise à proposer un première synthèse des analyses menées à date dans le cadre du REX à ce jour.
- Faisant suite à cette session d'échange, **des projets de chapitre du rapport seront progressivement partagés auprès des parties prenantes,** afin de recueillir leurs avis, ainsi que les éventuelles demandes de compléments.
- **Le publication du rapport définitif est visée pour la fin de l'année 2020**.



1

Le mécanisme de capacité est utile à la sécurité d’approvisionnement et créateur de valeur pour la collectivité

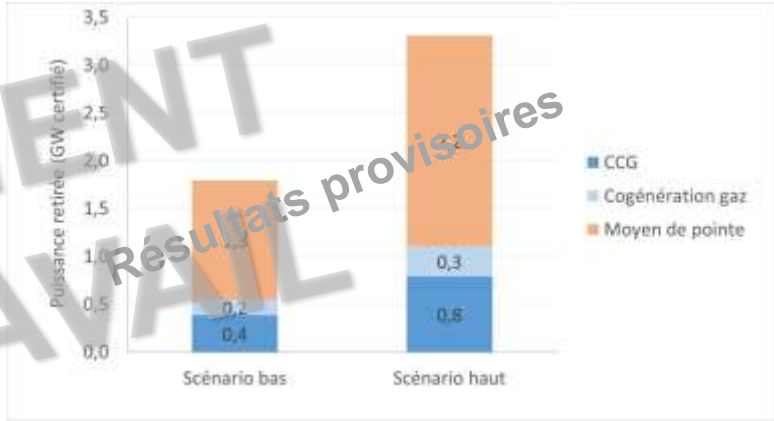
Le mécanisme de capacité a contribué à la sécurité d'approvisionnement

- Une analyse de rentabilité menée sur les technologies de pointe et de semi-pointe en France a permis de mettre en lumière **qu'un certain nombre de capacités n'auraient pas couvert leurs coûts fixes d'opération et de maintenance en l'absence de mécanisme de capacité.**

- Ces analyses de rentabilité ont permis la construction de **scénarios contrefactuels**, dans lesquels les technologies jugées non-rentables ont fait l'objet de déclassement partiels.

- **Les situations contrefactuelles se seraient caractérisées par le non-respect du critère de défaillance**.

DOCUMENT DE TRAVAIL
Résultats provisoires



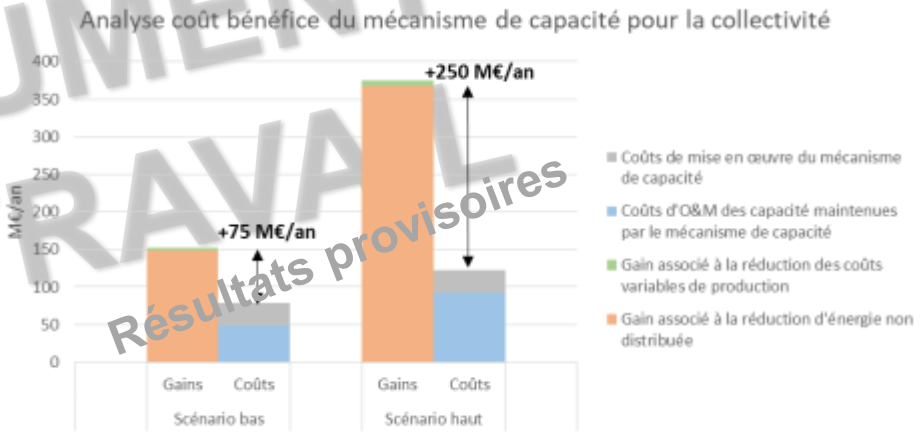
Propositions des scénarios contrefactuels sans mécanisme de capacité

Scénario contrefactuel	Scénario bas	Scénario haut
Niveau de sécurité d'approvisionnement (h)	5,6	9,3

Tableau – Espérance de défaillance en AL 2017

La mise en œuvre d'un mécanisme de capacité en France semble avoir apporté de la valeur à la maille de la collectivité

- L'analyse coût bénéfice du mécanisme de capacité permet de conclure que **le mécanisme a été théoriquement créateur de valeur à la maille de la collectivité** en réduisant l'espérance de défaillance du système.
- La **valeur créée reste cependant inférieure aux anticipations détaillées dans le rapport Analyse d'impact du mécanisme de capacité (2018),** qui considérait des gains en terme de sécurisation financière pour des nouveaux investissements (or peu de nouveaux investissements ont été constatés sur la période).



DOCUMENT DE TRAVAIL
Résultats provisoires



2

Le coût porté par le consommateur est limité par l’ARENH

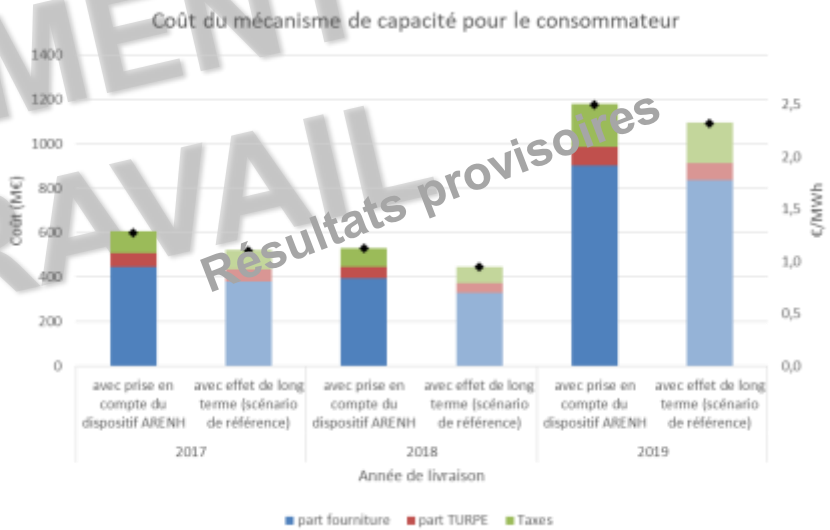
Un coût pour le consommateur qui peut être significatif mais limité par le dispositif ARENH et des revenus nets pour les consommateurs flexibles

Pour assurer l'amélioration de son niveau de sécurité d'approvisionnement, le consommateur **porte un coût qui peut être significatif, pour la couverture son obligation. Il est cependant réduit de près de la moitié par l'existence du dispositif ARENH**, car le produit ARENH dont le prix est resté fixe s'accompagne de GC depuis 2017,

Les effets du mécanisme de capacité sur les capacités de production permettent le limiter le coût de sourcing en énergie

Certains **consommateurs flexibles bénéficient de la mise en œuvre du mécanisme de capacité**.

DOCUMENT DE TRAVAIL





3

L’équilibre sur le marché est volatil et a pu s’écarter du diagnostic établi par le Bilan Prévisionnel

Un écart de diagnostic entre le BP et MECAPA expliqué par l'optimisme des exploitants de capacité

DOCUMENT DE TRAVAIL

RTE a constaté un écart significatif entre les marges perçues par le marché de capacité *[GC en circulation – Prévision d'obligation]* et les marges publiées à travers les exercices du Bilan Prévisionnel. Cet écart a culminé à 9 GW au 1er janvier 2018.

- **L'optimisme des exploitants de capacité** quant à l'anticipation de leur disponibilité **constitue la principale cause de cet écart** (jusqu'à 8 GW)
- **D'autres effet ont pu avoir un impact plus mineur, comme le fait que les paramètres sont fixés à la date d'ouverture des échanges**, alors que les publications du BP sont actualisées sur la base des meilleures hypothèses à date.
- Enfin, **le déphasage entre les périodes étudiées (années à cheval vs années civile) crée des enjeux de lisibilité** (jusqu'à 1 GW).





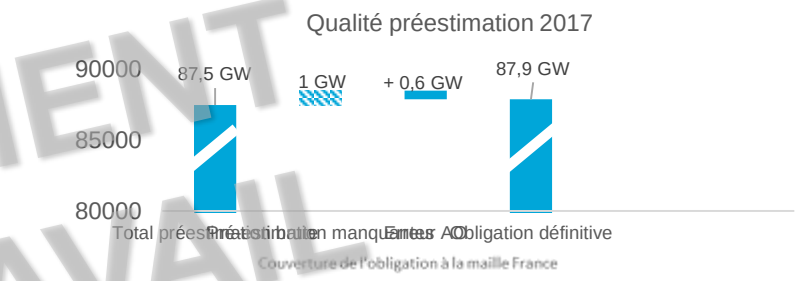
4

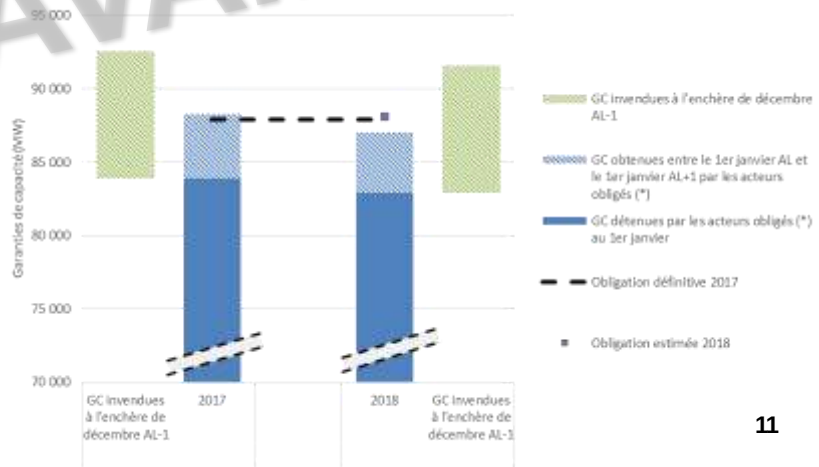
Les hypothèses sur lesquelles reposent l’architecture en place sont partiellement vérifiées

Les anticipations décentralisées sont bonnes mais les AO ne sont pas complètement couverts avant l'AL

L'analyse des pré-estimations d'obligation révèle que les **AO ayant transmis une pré-estimation d'obligation (représentant 98,8% de l'obligation totale en 2017) ont été capable d'anticiper leur niveau d'obligation**, bien que les plus petits AO aient eu plus de difficulté. Leur somme est très proche à la somme des obligations correspondantes **(< 1% d'écart en AL 2017 et AL 2018)**.

Bien que les acteurs obligés sont capables d'anticiper leur niveau d'obligation de capacité (31/10/AL – 1), **près de 5 GW d'obligation de capacité ne sont pas couverts au 1er janvier AL**, date à laquelle le prix de règlement des écart est établi. Cet enjeu ne s'explique pas par un manque de liquidité lors de **l'enchère de décembre AL-1**, qui **ne permet pas la rencontre entre l'offre et la demande résiduelle**.



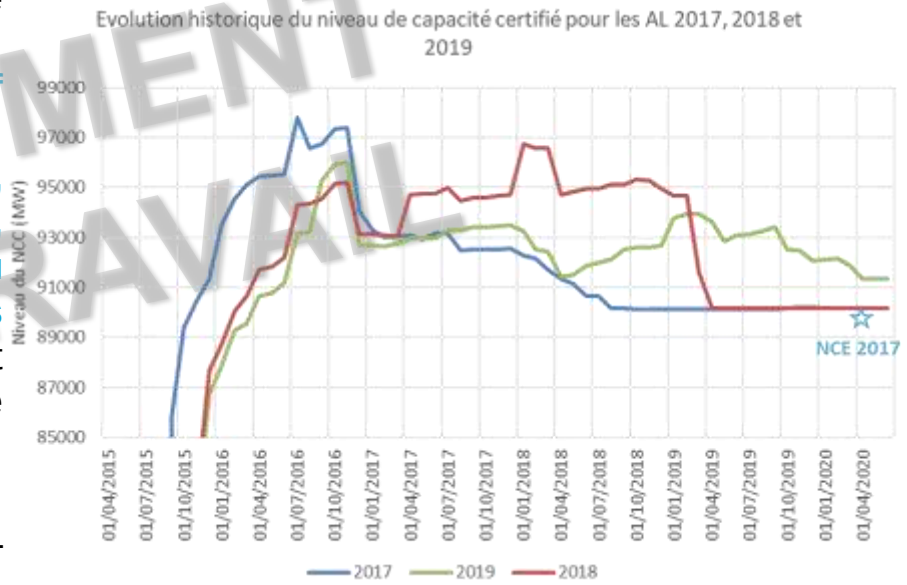


DOCUMENT DE TRAVAIL

L’anticipation de la disponibilité des exploitants a été largement surestimée

Le calcul du NCE 2017 révèle que les anticipation de disponibilité ont été largement surestimée (+ 8 GW):

- ce constat de **rééquilibrage à la baisse tardif est partagé pour la majorité des filières** ;
- **les demandes d’évolution de paramètres, dont l’utilisation est inégale selon les acteurs, a permis d’anticiper les signaux transmis au marché (NCC évolué) d’au plus quelques mois**. En l’espèce, ces demandes ont souvent été concomitantes avec les demandes de rééquilibrage.
- **Des effets d’apprentissage sont constatés**: les rééquilibrages ont eu lieu plus tôt avant AL 2019.



DOCUMENT DE TRAVAIL

La formation du prix semble cohérente avec les fondamentaux publics du marché mais est peu lisible

DOCUMENT DE TRAVAIL

La CRE a développé un modèle théorique visant à mettre en question les niveaux de prix issus des enchères du mécanisme de capacité, sur la base des informations publiques à disposition des acteurs de marché. Les résultats de ces analyses concluent que: *« Les simulations […] montrent* ***que les prix issus des différentes enchères ayant eu pour les années de livraison 2017 et 2018 semblent compatibles avec les fondamentaux du mécanisme de capacité.*** *» (prolongé depuis pour AL 2019).*

La CRE souligne également dans ses rapports de surveillance des marchés de gros que le fonctionnement des enchères ne se caractérise pas systématiquement **par un niveau d'offre reflétant le niveau de missing money par technologie,** ce qui nuit à la transparence et la lisibilité de la formation du prix lors des enchères. ~40% des enchères ont eu un prix qui s'est formé sur un « plateau d'offre ».

Par ailleurs, le sous-couverture des AO avant l'année de livraison est susceptible d'impacter le fonctionnement des enchères.



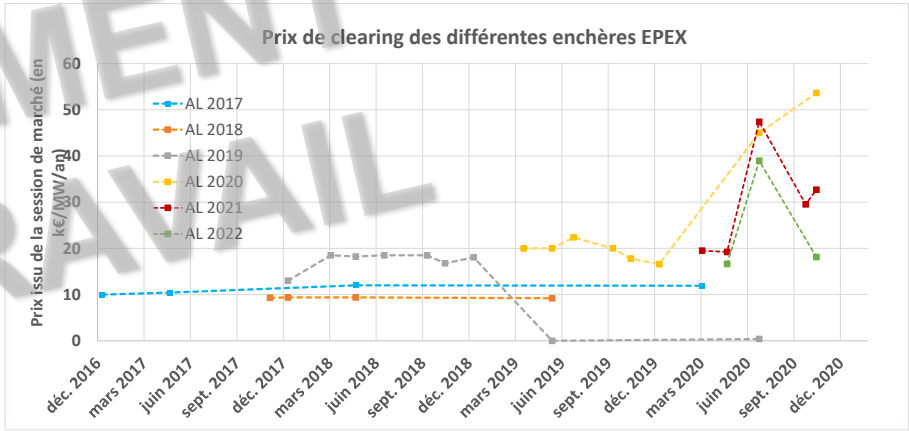
Figure – Session de marché organisé AL 2022 tenue le 15 octobre 2020

Le mécanisme renvoye des signaux de prix pertinent en situation de tension

Faisant suite à la crise sanitaire, **le NCC évolué a été significativement réduit à la mi-mai 2020 (-6,8 GW pour AL 2020 et – 4,3 GW pour AL 2021)**, traduisant ainsi par le marché, l'état de vigilance particulière pour l'hiver 2020/21 annoncé par les pouvoir public.

L'évolution de l'équilibre sur le marché s'est traduit sur le **prix pour les exercices AL 2020, 2021 et AL 2022**, confortant l'hypothèse de variation du prix en réponse à un aléa anticipé par les acteurs de marché.

DOCUMENT DE TRAVAIL



Vu d'aujourd'hui, il apparait difficile de conclure au lien direct entre le signal prix de juin et la meilleure disponibilité prévisionnelle pour AL 2021. **Une analyse plus fine du NCC par EDC, intégrant notamment les demandes de certification en cours, permettra d'apporter des éléments de réponse à l'impact du signal prix sur la disponibilité des capacités pour les exercices AL2020 et AL2021**.

L'implication des fournisseurs a eu un effet modéré sur les effacements implicites

L'architecture décentralisée visait également à responsabiliser les fournisseurs par rapport à la consommation de pointe de leur client, en les mobilisant comme acteur de marché, afin qu'ils contribuent à la maitrise de la pointe de consommation en France. Ces effacements implicites se sont peu développés depuis la mise en œuvre du mécanisme de capacité:

- **les actions de maitrise de la pointe déclarées auprès de RTE via le registre dédié se sont réduits de 100 MW entre 2017 et 2019** principalement en raison de la réduction de consommateurs contractualisés aux tarifs Tempo et EJP. Il est **difficile de conclure dans quelle mesure les incitations renvoyées par le mécanisme de capacité ont impacté cette trajectoire** ;

AL	2017	2018	2019
Volume d'effacement implicite	727 MW	695 MW	632 MW
Date d'actualisation	02/10/2017	27/12/2017	01/03/2019

DOCUMENT DE TRAVAIL

- par ailleurs, des analyses sur l'impact des jours PP1 conduisent RTE à conclure que **d'autres incitations tarifaires auraient pu mobiliser lors des plages horaires PP1 un potentiel d'effacement, dans des proportions mesurées**.



5

Les signaux contribuent à la sécurité d’approvisionnement mais leur placement variable génère des incertitudes

Les signaux PP* contribuent à une meilleure exploitation du système électrique lors des situation de tension

DOCUMENT DE TRAVAIL

RTE constate que les signaux ont eu un impact sur l'exploitation du système électrique:

- **Côté demande:**
  - Sur les années de livraison 2017 à 2019, RTE constate que les prévisions de consommation, corrigées des effacement EJP/TEMPO et des erreurs de prévisions de température, sont supérieures à la consommation réalisée, dans des proportions plus importante que sur tout le reste de l'hiver. Cet écart, évalué à 300 MW sur la période, met en évidence que **certains consommateurs réduisent leur consommation sur les jours PP1 en réponse à des incitations liées au mécanisme de capacité** (e.g. responsabilisation de consommateur moyen/haut de portefeuille sur leur consommation sur les jours PP1);
- **Côté offre:** RTE constate que les capacités mises à disposition du système sont plus importantes lors des jours PP2:
  - **Collectes avec prix d'engagement:** Pour les capacités qui ne participent pas au mécanisme d'ajustement, une partie d'entre elles engagent leur disponibilité sur les jours PP2 en lien avec le niveau du prix spot en J-1 [+ 500 MW]
  - **Des volumes plus important sur le MA:** pour les effacements de consommation [+ 400 MW] et des CCG [+ 250 MW dont 150 MW seraient attribuables au prix MECAPA] *(effet de corrélation).*

Le placement des jours PP* permet de cibler les périodes les plus pertinentes mais génère des incertitudes

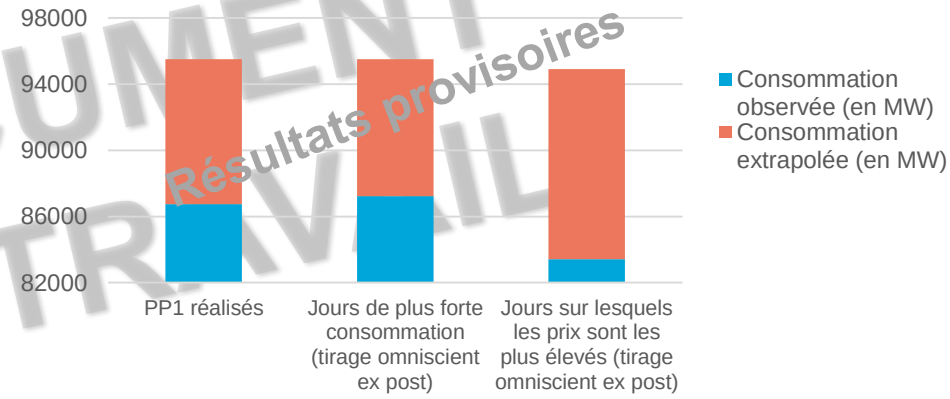
Le placements des jours PP a permis:

- d'identifier les jours de plus forte consommation et de limiter les effets des éventuels biais liés à la correction climatique;
- une valorisation des actions de maîtrise de la consommation à la pointe proche d'une approche maximale.

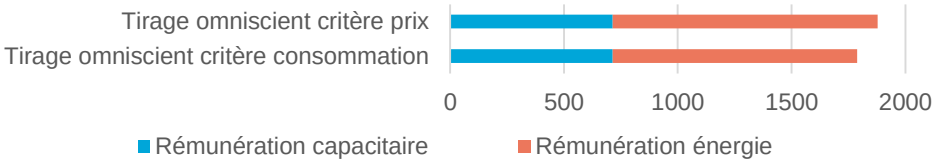
La lattitude importante sur le placement des périodes de pointe conduit par contre à une forte instabilité du niveau de certification effectif et à des incertitudes sur l'obligation, tant à la maille France que pour les acteurs.

DOCUMENT DE TRAVAIL

Répartition consommatin observée et consommation extrapolée en fonction des tirages PP1



Rémunération d'un effacement implicite (€/MW) activé sur toute la plage horaire PP1





6

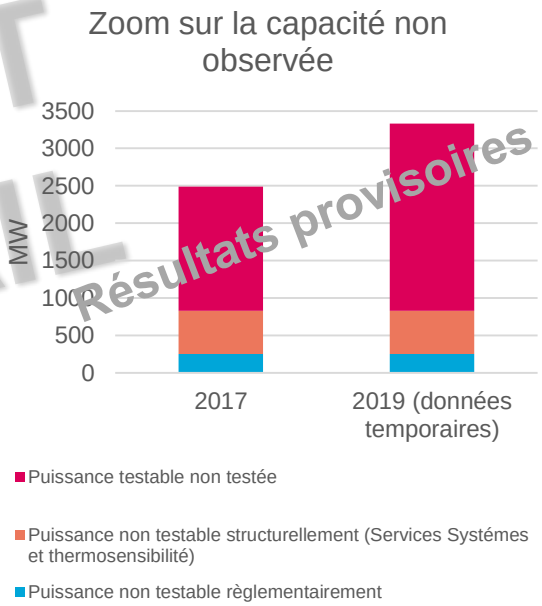
NCE: l’observabilité des capacités est incomplète et la fiabilité n’est pas parfaitement reflétée dans la valorisation

~3 GW de la puissance valorisée n'a pas été activée

- Jusqu'à **3 GW de capacité n'a pas été observé sur les plages PP2 des AL 2017 et 2019**

- Cela s'explique notamment par **la mise en place progressive des tests** dans un contexte où les évolutions demandées par la DG COMP dans sa décision de novembre 2016 ont été priorisées pour sécuriser juridiquement le mécanisme

- La mise en œuvre des tests à partir de 2018 n'a pas permis de couvrir l'ensemble des entités observées (≈ 170 EDC et > 300 entités) à ce jour, notamment en raison:
  - de contraintes règlementaires (i.e. 3 tests au plus par EDC),
  - de contraintes structurelles (SSY, capacités thermosensibles)
  - d'un niveau de capacité valorisé qui varie d'une journée à l'autre *(en cours d'étude)*



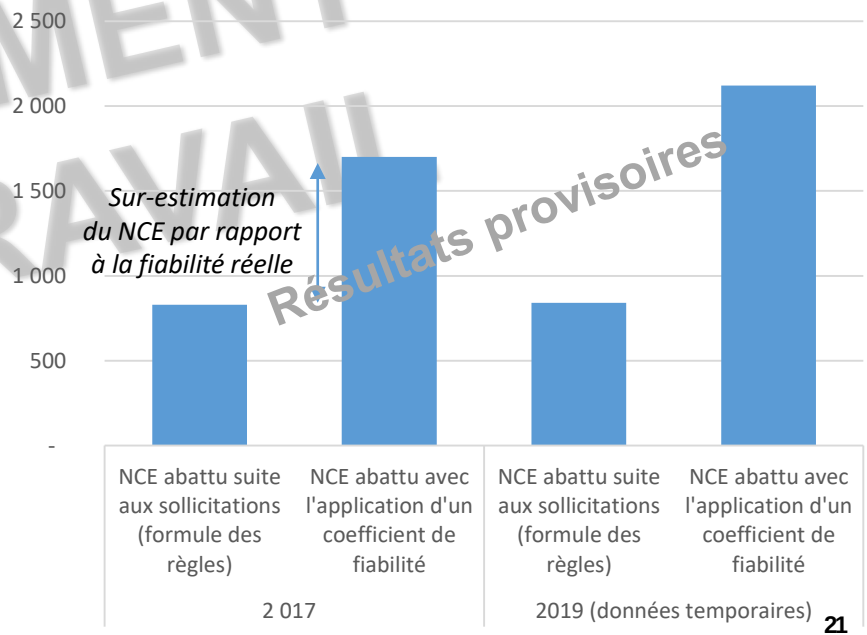
DOCUMENT DE TRAVAIL
Résultats provisoires

Le calcul du NCE ne reflète pas parfaitement le niveau de fiabilité des capacités

- La prise en compte de la fiabilité des capacités dans le calcul du NCE traduit imparfaitement l'effet de la fiabilité sur la contribution à la sécurité d'approvisionnement :
  - hors test, pas d'impact d'un défaut de fiabilité sur le NCE, en dehors de la période d'activation
  - sur sollicitation par test, l'effet sur le NCE n'est pas proportionnel à la fiabilité (e.g. abattement de 20% de la puissance non-observée si un test raté sur deux)
- La façon de prendre en compte la fiabilité dans les règles conduit à une **sur-estimation du NCE de l'ordre de 1 GW** par rapport à la contribution à la sécurité d'approvisionnement

DOCUMENT DE TRAVAIL

Impact sur le NCE d'une activation inférieure à la puissance appelée (contrôle par le réalisé)





7

Le mécanisme de capacité est perçu comme complexe

La complexité perçue par les acteurs est opérationnelle et technique et porte en grande partie sur le processus de certification

RTE a mené une analyse de la complexité du mécanisme de capacité, construite sur la base de données internes, de contributions des GRD à la concertation et d'un questionnaire transmis aux parties prenantes. Quelques principaux constats se sont dégagés de cette analyse:

- la complexité semble se concentrer côté exploitants de capacité (certification, collecte, liaison) par les gestions « au cas par cas » difficilement automatisables;
- le calcul du NCE ou au calcul de l'obligation a été mieux automatisée par du SI, et semble de mieux en mieux appréhendée ;
- les enjeux de compréhension du cadre règlementaire mobilise des ressources importantes.

DOCUMENT DE TRAVAIL

Le processus de certification génère une volumétrie administrative importante

Le processus de certification repose sur des **échanges importants, perçus comme de la lourdeur administrative,** pour répondre à 3 finalités **:**

i. **S'assurer que les garanties de capacité versées aux exploitants de capacité reposent sur un actif physique à même de proposer le niveau de disponibilité valorisé:** une partie de la lourdeur des échanges contractuels se substitue ici à un processus de sécurisation financière.

ii. **mener un diagnostic le plus représentatif possible des capacités disponibles.** Il en ressort des enjeux de complexité relatifs à:
   - le compréhension des paramètres associés au processus de certification (e.g. contraintes de stock);
   - La collecte d'information et le corpus contractuel, comme la déclaration du type de liaison, la collecte pendant tout l'hiver des liaisons, des contraintes de stock et de la disponibilité.

iii. **contrôler le pouvoir de marché de l'acteur dominant** (e.g. tunnel de certification, frais de rééquiilibrages)

Ces modalités appliquées indépendamment de la taille des EDC interroge la proportionnalité de ces mesures lorsqu'elles sont appliquées à des faibles volumes de capacité (1/3 des EDC représentent 99% du NCC France), d'autant plus dans un contexte ou le nombre d'EDC est croissant.

DOCUMENT DE TRAVAIL

Le processus de certification normative réduit la complexité

En plus de dérisquer les acteurs, la certification normative constitue, pour les capacités fatales, une alternative plus simple dans la mesure où les exigences de représentativité du NCC et NCE sont plus souples (ii) et que les modalités définies ex ante ne permettent pas l'exercice d'un pouvoir de marché (iii).

Les analyses menées par l'ADEEF montrent que ce processus a généré des écarts relatifs importants par technologie (+ 80 % pour le PV en AL 2017), mais qui restent faibles en MW en raison:

- du foisonnement entre sites et technologies;
- du faibles volume que représente les sources d'énergie fatales.

DOCUMENT DE TRAVAIL

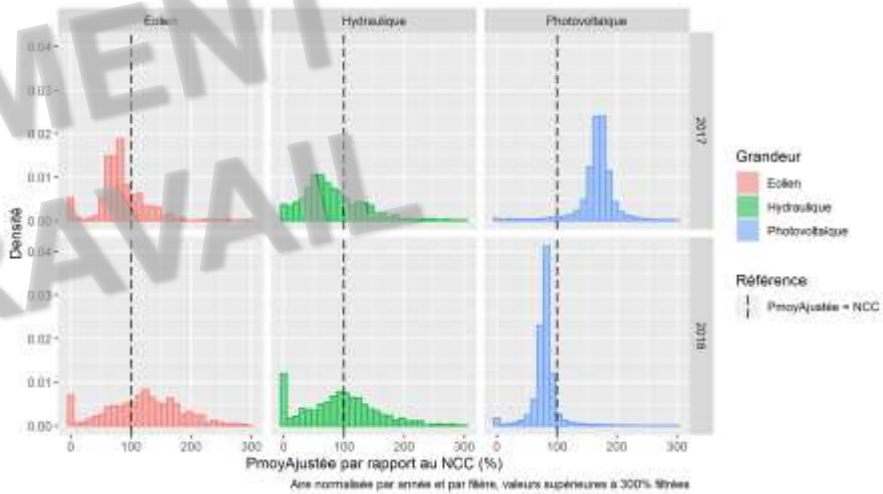


Figure – Diagnostic ADEEF sur la certification normative

La prise en compte des contraintes de stock présente des imperfections et porte sur des volumes faibles

- La collecte des contraintes de stock est identifié comme un paramètre complexe dans la mesure où il fait l'objet de **nombreuses questions d'acteurs** et nécessite la **mise en place d'une collecte dédiée pendant tout l'hiver**.

- Par ailleurs, RTE constate que **la mise en œuvre pratique** (déclaration d'une énergie journalière maximale) **s'est écartée de la théorie derrière la modélisation de ce paramètre** (nombre d'heure de disponibilité consécutive aboutissant à la modélisation des abaques).

- les contraintes de stock étant déclarés à la maille des EDC et les contrôles ayant lieu à la maille des EDA/EDE, certaines configurations ne permettent pas un contrôle réelle des contraintes de stock

- L'introduction des contraintes de stock est une spécificité française qui a, in fine, peu d'impact sur le niveau de NCE France (- 400 MW en AL 2017)

- Néanmoins, les contraintes de stock répondent à un besoin d'éviter de sur-valoriser des capacités contribuant peu à la sécurité d'approvisionnent. D'autres pays ont fait des choix plus simples (valeur minimal de stock, les acteurs portent la responsabilité financière d'être disponibles sur la période appelée)

DOCUMENT DE TRAVAIL

Les dispositifs visant à éviter ou décourager l'utilisation de pouvoir de marché sont peu adaptés et lourds

Suite à la décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016 approuvant le mécanisme de capacité français, une nouvelle version des règles a été publiée pour **intégrer un pilier « Concurrence » nécessaire au lancement du mécanisme dès AL 2017.** Ce pilier concurrence vise notamment à décourager l'utilisation de pouvoir de marché. Le présent retour d'expérience met en lumière l'inefficacité de ces dispositifs:

- **Tunnel de certification**:
  - **les exploitants de capacité identifient ce dispositif comme complexe**, avec des dérogations « au cas par cas » indépendamment de la taille de l'acteur, qui sont nécessaires pour près de la moitié des certification ;
  - RTE ne remet pas **en questions les raisonnements proposés par les exploitants, et s'en tient à vérifier la justification des hypothèses et à la cohérence du raisonnement**
  - **Le tunnel est à la fois trop « étroit » par EDC (~50% de demande de dérogation) et trop large par portefeuille, ne permettant pas d'empêcher un éventuel exercice de pouvoir de marché** (19 GW entre les bornes haute et basse)
- **Les frais de rééquilibrages** ne renvoient pas les incitations attendues pour redéclaration de la disponibilité au plus tôt: les rééquilibrages ont principalement lieu juste avant l'AL, et entre les deux parties de l'hiver.

DOCUMENT DE TRAVAIL

La prise en compte de la thermosensibilité est un compromis entre simplicité et justesse des incitations

Le choix de renvoyer une incitation aux AO responsables de la consommation thermosensible a été retenu lors de la conception du mécanisme de capacité afin que **les AO couvrent une obligation à hauteur de leur contribution au risque de défaillance** (dont la principale cause est la diminution de la température).

Pour limiter ce processus aux sites les plus thermosensibles, les règles prévoient une prise en compte partielle de la thermo-sensibilité, qui se limite à ce jour aux site profilés et télé-relevés RPD disposant d'une Puissance Moyenne inférieure à 175 kVA. En AL 2017, la thermosensibilité non-prise en compte représenterait environ 200 MW d'obligation 2017 à la maille RPD et moins de 100 MW d'obligation 2017 à la maille RPT.

DOCUMENT DE TRAVAIL

La temporalité qui s'étend jusqu'à AL + 3 apparaît insatisfaisante pour les acteurs

Dans la concertation sur cadrage du REX, **les acteurs ont rappelé leur préoccupation s'agissant de la temporalité du mécanisme de capacité qui s'étend jusqu'à AL+3**. L'incertitude associée, ainsi que les enjeux de superposition d'exercices constitue des enjeux de complexité majeur pour les entreprises (e.g. comptabilité et trésorerie, turn-over etc …).

Cette temporalité a été prévue pour **baser les règlements financiers sur des données définitives et complètes**, et ainsi éviter les régularisations, générant davantage de complexité administrative et comptable.

A ce titre, l'ADEEF a rappelé que les données définitives devraient être disponibles plus rapidement dans les prochaines années avec l'anticipation du processus RECOTEMP [Horizon 2023-2025], qui permettrait de disposer des données définitives un an plus tôt.

DOCUMENT DE TRAVAIL