GT Retour d’expérience sur le mécanisme de capacité

GT Mécanisme de Capacité

18/05/2020

Plan de la présentation

1. **Analyse coût bénéfice du mécanisme de capacité pour la collectivité**
   - A. *Analyse économique des différentes filières et construction de scénarios contractuels*
   - B. *Analyses coût-bénéfices – Partie coûts*
   - C. *Analyse coût bénéfice – Partie bénéfices*
2. **Impact du mécanisme de capacité sur la facture du consommateur**
   - A. *Coût de couverture de l'obligation de capacité par les acteurs obligés*
   - B. *Répercussion du coût de couverture aux consommateur* ***(CRE)***
   - C. *Autres impacts pour la facture électrique des consommateurs*
3. **Points d'information**
   - A. *Point d'information sur les règlements financier AL 2017*
   - B. *Intégration du stockage dans le Mécanisme d'Ajustement et articulation avec le mécanisme de capacité*



1

Analyse coût-bénéfice du mécanisme de capacité pour la collectivité

Pourquoi une Analyse coûts-bénéfices ?

- La mise en place du mécanisme de capacité s'est accompagnée de plusieurs études ex-ante visant à évaluer les coûts et bénéfices du dispositif et qui avaient conduit à justifié la mise en place d'un mécanisme de capacité.

- Une brique importante du retour d'expérience porte sur l'analyse ex-post de l'utilité et du bénéfice apporté par le mécanisme de capacité sur les premières années de fonctionnement.

- Cette analyse permettra d'objectiver autant que possible l'apport du mécanisme de capacité au système électrique et permettrait d'alimenter les discussions avec la Commission européenne dans le cadre d'une ouverture des prochaines années de livraison (quel que soit le *market design*).

- L'analyse repose sur une comparaison entre la situation réelle du système électrique en 2017-2019 et une situation « contrefactuelle » (situation « sans mécanisme de capacité »).

- L'analyse se fait au périmètre de la collectivité française, qui constitue le bon périmètre d'analyse pour une politique publique décidée à la maille nationale.

Approche de l'analyse coûts-bénéfices

- Plusieurs étapes de l'analyse :

Analyse des conditions économiques des différentes filières

Construction de scénarios « contrefactuels », cohérents avec l'analyse économique et la situation des différents moyens

Evaluation des coûts et des bénéfices associés au mécanisme

- Coûts et bénéfices à considérer

Coûts pour la collectivité

1. Coût de mise en œuvre opérationnelle et SI du mécanisme pour l'ensemble des acteurs
2. Coût des capacités maintenues ou développées par l'effet du mécanisme de capacité

Bénéfices pour la collectivité

3. Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
4. Potentielle réduction des coûts de production (effet du maintien de capacités)
5. Sécurisation des investissement (à travers la réduction du risque de rémunération)

Potentiellement Important dans un contexte de forts investissements mais non considéré ici

Analyse économique des différentes filières et construction de scénarios contrefactuels

Approche retenue pour construire les scénarios contrefactuels

Les analyses de rentabilité proposées par RTE ont pour objectif de cadrer la construction de trois scénarios contrefactuels (optimiste, médian, pessimiste) sans mécanisme de capacité. Ces analyses concernent des centrales existantes (hormis les effacements), la rentabilité s'entend donc au sens de la couverture des coûts fixes annuels et non au sens des coûts totaux d'investissement.

Les résultats présentés ne sont pas figés. En particulier, ils sont susceptibles d'évoluer pour prendre en compte les retours quantitatifs (coûts des différentes filières) et qualitatifs (construction des scénarios contrefactuels) des parties prenantes.

Rappel des principales hypothèses de calcul

Les revenus énergies sont évalués selon deux approches :

- **Sur la base des prix Spot historiques.** Cette analyse reflète les revenus d'une filière en l'absence de stratégie de couverture. Il s'agit d'une vision réalisée ex-post de la rentabilité des filières.
- **Sur la base des prix forward.** Les revenus sont calculés ex-ante à partir des cotations en amont de l'année de livraison. Deux variantes sont considérées : la moyenne des cotations de l'année Y-1 d'une part et Y-2 d'autre part. Cette analyse ne reflète pas le revenu réel d'une centrale ayant une stratégie de couverture mais le revenu espéré. Il s'agit de restituer la perception que les acteurs peuvent avoir de la rentabilité de leurs moyens de production en amont de l'année de livraison.

Les revenus issus de la participation aux services de flexibilité (réserves et mécanisme d'ajustement) sont évaluées sur l'historique : année 2018

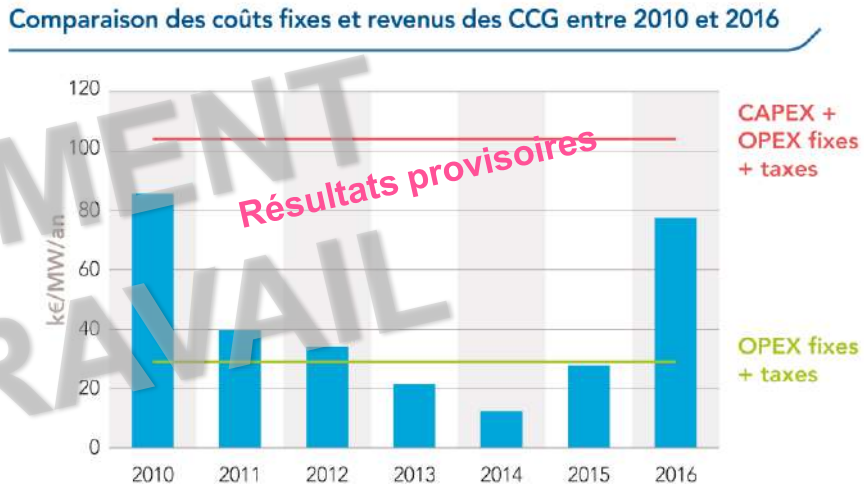
Les revenus capacitaires sont estimés de manière normative et multipliant le prix de référence marché par un coefficient de certification par filière.

Filière CCG (1/2)

RTE a réalisé différentes analyses sur l'équilibre économique des CCG : lors de l'élaboration du mécanisme de capacité (rapport d'accompagnement des règles du mécanisme de capacité en 2016), dans le Bilan prévisionnel 2019.

La comparaison des revenus énergie aux coûts totaux et aux coûts annuels de fonctionnement, suggère que :

- Sur la période 2011-2015, les revenus des CCG entre 2011 et 2015 seraient restés inférieurs à 40 k€/MW
- durant les années 2013-2015, les CCG n'auraient pas couvert leurs coûts fixes annuels, avec un minimum de revenus atteint en 2014 avec 12 k€/MW/an.



DOCUMENT DE TRAVAIL

Dans le cadre de la concertation, un acteur a également signalé que la période 2013-2015 a également fait l'objet de mises sous cocon de CCG.

Dans le cadre du REX sur le mécanisme de capacité ces analyses sont prolongées sur la période 2017-2019.

Filière CCG (2/2)

Les analyses de rentabilité sur la filière CCG intègrent un coût de démarrage estimé à 20 k€ par centrale

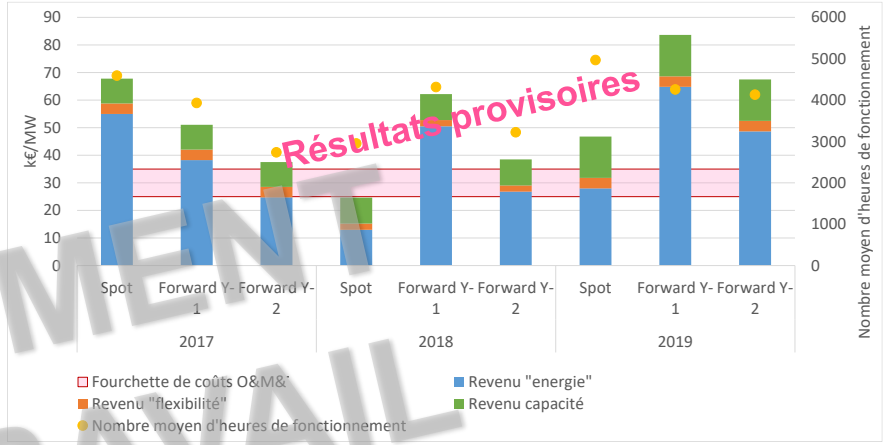
Sur la période 2017-2019, les trois approches considérées (analyse fondées sur les signaux Spot et Forward) mettent en évidence une **couverture des coûts fixes d'opération et de maintenance**.

Les signaux de prix de marché disponibles sur les années précédentes (2014 / 2015) mettent en évidence une **couverture des coûts fixe incertaine pour l'année de livraison 2017**.

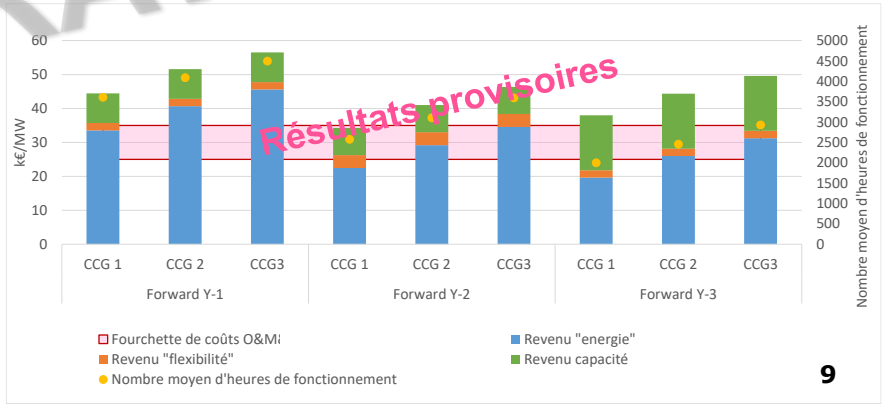
Sur la base de ces analyses, RTE propose de construire les scénarios contrefactuels suivants :

- Scénario optimiste : pas de fermeture de CCG.
- Scénario médian : fermeture d'une unité. La puissance concernée serait de l'ordre de 400 MW.
- Scénario pessimiste : fermeture de deux unités de centrale au gaz sur un critère d'ancienneté. La puissance concernée serait alors de 800 MW.

Rentabilité des CCG sur la période 2017-2019



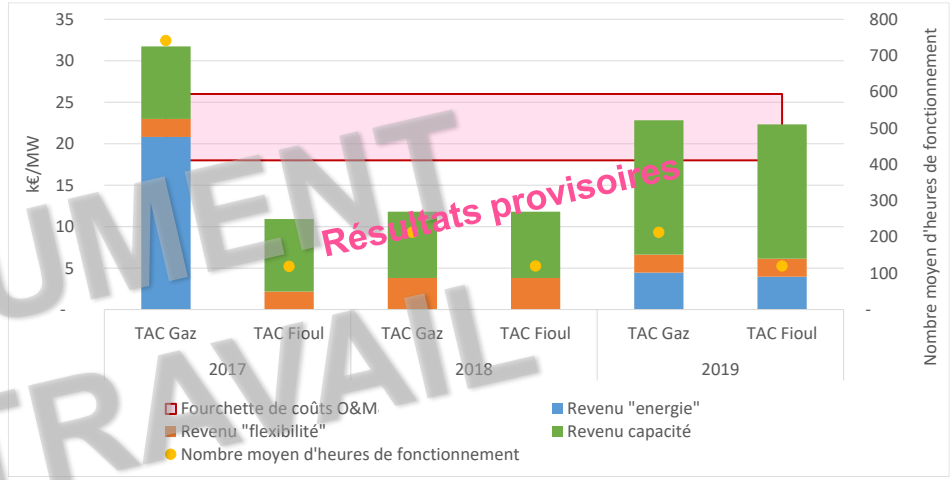
Rentabilité des CCG sur l'année 2017 pour des périodes de cotations de 2014 à 2015



DOCUMENT DE TRAVAIL

Filière TAC – Gaz et Fioul

Rentabilité des moyens de production TAC Gaz et Fioul sur la période 2017-2019, Analyse Spot



Les analyses montrent que les centrales de production au gaz que les **revenus énergies ne sont pas suffisants à la couverture des coûts fixes d'opération et de maintenance**.

Les TAC au fioul sont localisées en Bretagne et en Ile de France, régions pour lesquelles la consommation est significativement excédentaire sur la production. Certaines de ces unités apportent ainsi des **services au réseau électrique** principalement pour le réglage de la tension. A ce titre, elles bénéficient de rémunérations spécifiques (services système tension) qui ne sont pas intégrées, à ce stade, dans l'analyse.

DOCUMENT DE TRAVAIL

Par ailleurs, la rémunération capacitaire représente de l'ordre de 50% de leur coûts fixes la période 2017 – 2019.

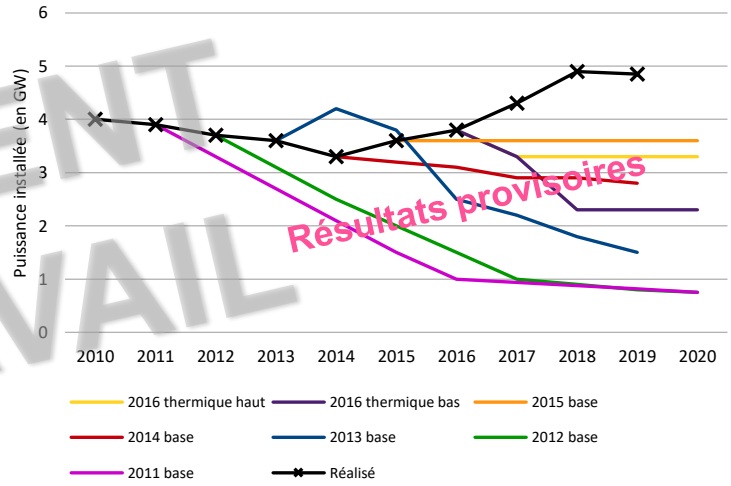
Compte tenu du rôle que ces centrales jouent pour la sureté du réseau et de la rémunération qu'elles sont susceptibles d'en tirer, RTE n'a pas intégré de déclassement de TAC. Une analyse plus fine des services réseaux permettra d'établir des scénarios contrefactuels pour cette filière.

Filière Cogénération Gaz

La situation de la filière cogénérations gaz est étudiée dans chaque Bilan Prévisionnel et donne lieu à des hypothèses quant à son évolution. Ces hypothèses se sont révélées plutôt pessimistes.

- Le parc de cogénération gaz est composé pour moitié d'installation sous obligation d'achat qui se trouve insensibilisé au prix de marché. Dès lors, environ 2 GW de cogénérations gaz dépendent du prix de l'électricité et de leur débouché « vapeur » (industrie chimique, raffinerie, papeterie, réseau de chaleur, …) qui est dans la majorité des cas leur raison première d'existence.

- Ces cogénérations gaz ont fait l'objet d'un mécanisme transitoire de soutien, de 2014 à 2016, dans l'attente de la mise en place du mécanisme de capacité, rémunérant la disponibilité à hauteur de 45 k€/MW. Le marché de capacité a fait émerger un PRM sous les 10 k€/MW pour les années 2017 et 2018 sans entraîner la fermeture de cogénérations gaz.



Comparaison de la puissance installée de cogénération gaz réalisée aux hypothèses du Bilan Prévisionnel

A la vue de cet état des lieux, RTE propose un déclassement limité des cogénérations gaz dans les scénarios contrefactuels :

- Scénario optimiste : pas de déclassement
- Scénario médian : déclassement de 150 MW
- Scénario pessimiste : déclassement de 300 MW

DOCUMENT DE TRAVAIL

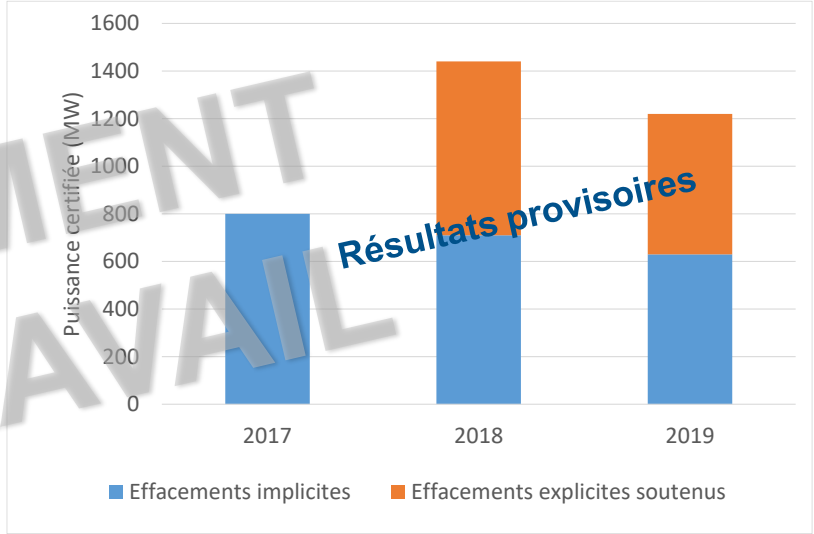
Filière effacement (1/2)

Effacements implicites :

Les effacements implicites déclarés correspondent aux tarifs EJP et Tempo. L'intérêt pour un consommateur capable de s'effacer de ces tarifs dépend du niveau de prix du mécanisme de capacité.
L'érosion du volume d'effacement observé sur la période auraient ainsi pu être accru au cours de la période. Cet effet est de second or rapport à l'évolution des autres filières et RTE propose de le négliger.

Effacements explicites soutenus :

Certains effacements explicites ont bénéficié de l'Appel d'Offres Effacement sur les années 2018 et 2019. L'AOE étant un contrat pour différence, RTE propose de considérer que ces effacements se seraient maintenus en l'absence de mécanisme de capacité.
Pour des raisons de simplification, les effets relatifs au signal de long terme du mécanisme de capacité susceptibles d'encourager l'investissement ne sont donc pas pris en compte.



Décomposition des capacités d'effacement implicites et explicites soutenus

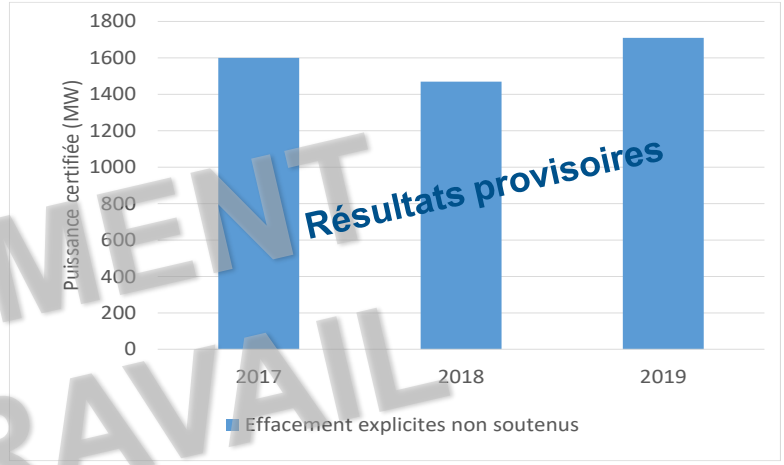
DOCUMENT DE TRAVAIL

Filière effacement (2/2)

Effacements explicites non soutenus

En l'absence de rémunération capacitaire, la situation des effacements non soutenus est incertaine :

- En l'absence de mécanisme de capacité, le maintien des capacités non soutenues dépend des opportunités de rémunération sur le mécanisme d'ajustement et les appels d'offres RR/RC.
- Les effacements verts (diffus, industriels) seraient susceptibles de participer davantage à l'AOE malgré les exigences associées.



Décomposition des capacités d'effacement explicites non soutenus

DOCUMENT DE TRAVAIL

Compte tenu de ces incertitudes, RTE propose trois scénarios contrefactuels :

- Un scénario optimiste : pas d'évolution des capacités d'effacement
- Un scénario médian : retrait de la moitié des effacements non soutenus, soit de l'ordre de 0,8 GW
- Un scénario pessimiste : retrait de l'intégralité des effacements non soutenus, soit de l'ordre de 1,6 GW

Ces scénarios seront affinés afin de prendre en compte plus précisément les incertitudes détaillées ci-dessus.

Construction des scénarios contrefactuels (1/2)

Centrales charbons

Les analyses relatives à la filière charbon sont fortement dépendantes des hypothèses relatives aux coûts fixes pour lesquelles les hypothèses disponibles dans le littérature sont très disparates, d'autant que les centrales françaises sont anciennes. Les résultats du questionnaire pourront permettre d'affiner ces hypothèses. En l'absence de résultats consolidés, le déclassement de centrale au charbon n'est pas intégré dans ces scénarios contrefactuels.

Autres filières

La trajectoire de développement ou de maintien des autres filières dépend :

- soit des objectifs politiques avec des dispositifs de soutien (d'Obligation d'Achat et de Complément de Rémunération). Dans ce cas, la rémunération capacitaire est déduite du soutien en énergie pour ces deux contrats. Leur développement est donc indépendant de l'existence d'un mécanisme de capacité.
- soit la rémunération capacitaire est de second ordre par rapport aux revenus énergie et n'est donc pas le déterminant principal des décisions relatives à leur maintien en service (barrage hydroélectrique, nucléaire)
- soit des décisions des acteurs qui sont conditionnés par un calendrier relativement indépendant des conditions économiques (centrale fioul par exemple).

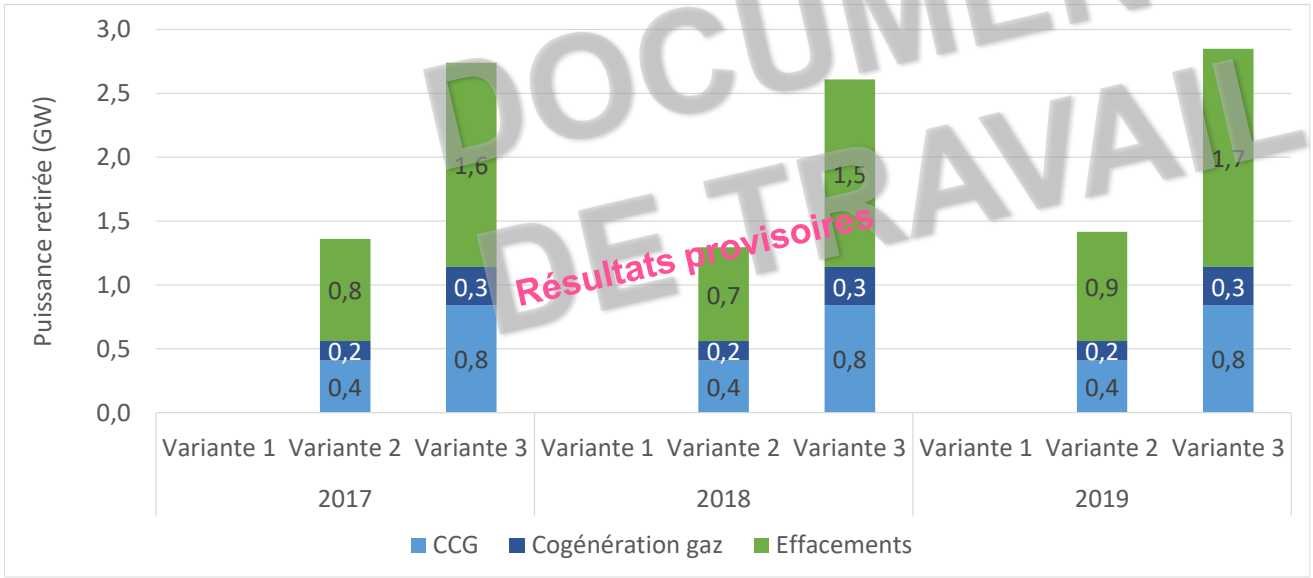
.

Construction des scénarios contrefactuels (2/2)

A partir des analyses de rentabilités précédentes, trois scénarios contrefactuels peuvent être construits :

- Variante 1 : **scénarios optimistes retenus** pour chacune des filières
- Variante 2 : **scénario médians retenus** pour chacune des filières
- Variante 3 : **scénarios pessimistes retenus** pour chacune des filières

DOCUMENT DE TRAVAIL



Scénarios contrefactuels sans mécanisme de capacité (Puissance installée)



Analyse coût-bénéfice - Coûts

Evaluation des coûts de mise en œuvre du mécanisme de capacité

- Afin de compléter l'analyse proposée sur les bénéfices apportés par le mécanisme de capacité, il est proposé de **détailler les coûts associés à la mise en œuvre du mécanisme de capacité**.

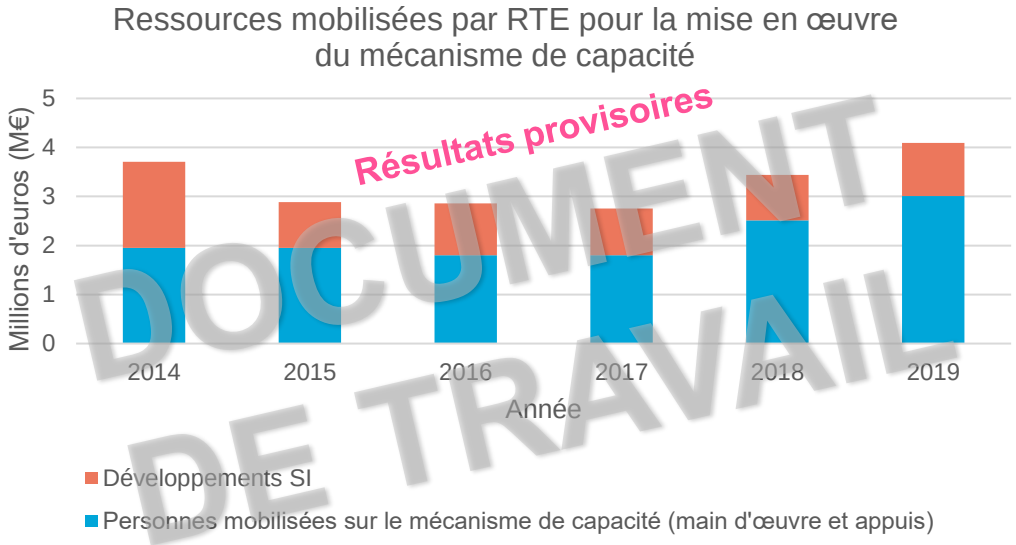
- Les premières analyses permettent d'évaluer un ordre de grandeur des coûts générés au sein de RTE par la mise en œuvre du mécanisme de capacité. Ils prennent en compte:
  - La conception, la concertation et l'écriture des règles
  - Les développements SI et leur maintien en condition opérationnelle
  - L'activité opérationnelle.

- Ce premier ordre de grandeur devra être complété par:

  - les coûts de mise en œuvre générés par le mécanisme de capacité pour les GRDs, du fait de leur activité d'opérateurs du mécanisme de capacité → **L'ADEEF communiquera ses éléments lors du prochain GT Retour d'expérience du mécanisme de capacité.**

  - les coûts de mise en œuvre générés par le mécanisme de capacité pour les exploitants de capacités, les acteurs obligés et les RPC → **Un questionnaire a été transmis par RTE à l'ensemble des parties prenantes de la concertation. RTE rappelle que les réponses sont attendues pour vendredi 22/05.**

Dépenses SI engagées par RTE pour la mise en œuvre du mécanisme de capacité



DOCUMENT DE TRAVAIL

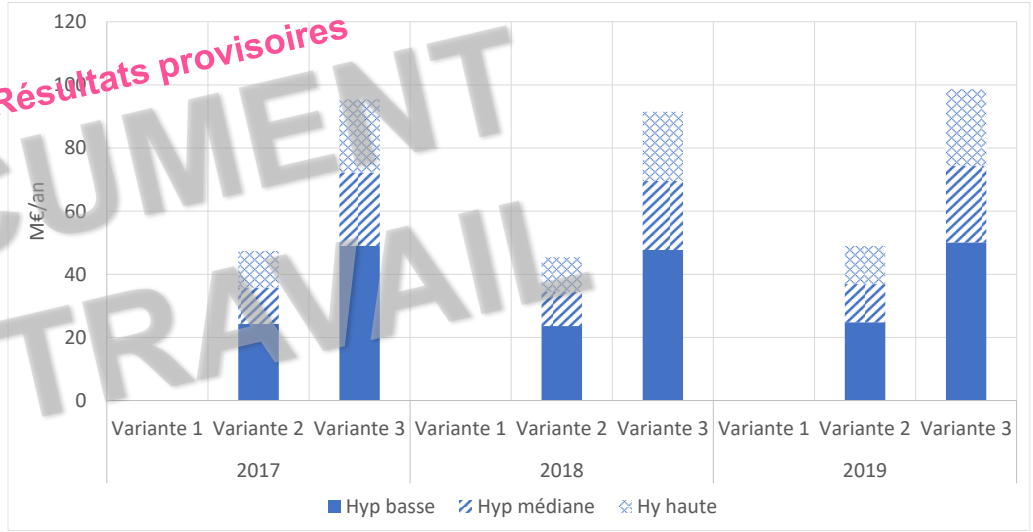
- Augmentation du nombre de personnes mobilisées jusqu'à 2019 pour faire face aux échéances règlementaires (e.g. calcul du NCE, calcul de l'obligation, règlements financiers)
- Des coûts de mise œuvre évalués à ≈ 20 M€ depuis 2014, et qui s'établissent à ≈ 4 M€ en 2019

➢ RTE propose d'affiner ces analyses et de les compléter pour notamment trier ces dépenses par type d'activité (e.g. calcul du NCE, calcul de l'obligation etc …) afin d'alimenter les réflexions sur la complexité.

Différence de coûts fixes O&M liés au maintien de capacité avec le mécanisme de capacité

- La mise en place mécanisme de capacité peut permettre de maintenir des installations de production et effacement (cf. scénarios contrefactuels).
- Le maintien de moyens de production constitue une différence de coût pour la collectivité.
- Selon l'hypothèse de coût de maintient de ces unités, le coût pour la collectivité peut varier du simple au double.

Différence de coûts fixes d'O&M dans le scénario « avec mécanisme de capacité » par rapport aux variantes contrefactuelles



DOCUMENT DE TRAVAIL

➢ RTE propose d'actualiser ces premiers résultats avec les résultats du questionnaire envoyé à l'ensemble des parties prenantes de la concertation.



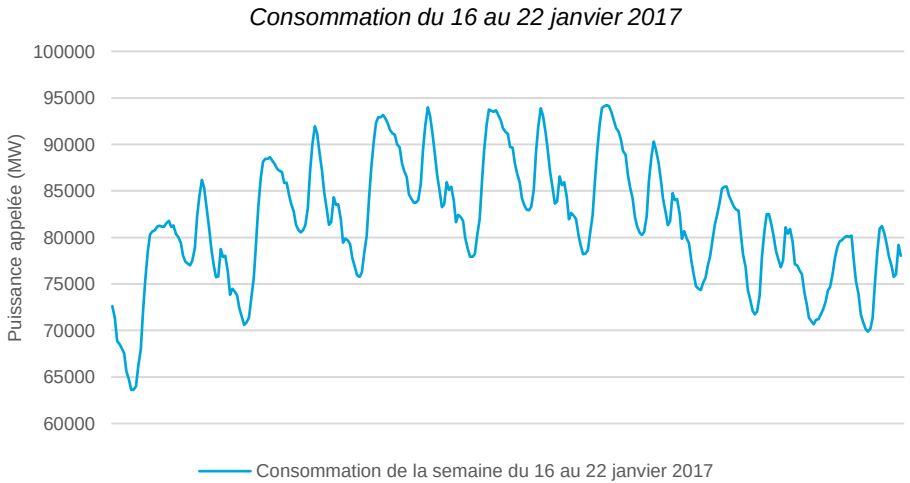
Analyse coût-bénéfice - Bénéfices

Effet du mécanisme de capacité sur la sécurité d'approvisionnement

- Une vague de froid a touché la France la semaine du 16 au 22 janvier 2017, donnant lieu a des recours « très probables »[1] aux moyens post-marché telles que l'interruptibilité, la baisse de tension et le délestage. En effet, lors du 19 janvier à 19h, avec les prévisions de Météo France, la prévision d'équilibre offre demande faisait apparaître un déficit de 300 MW [1].

- Finalement, la vague de froid s'est avéré moins sévère, aucun consommateur n'a été délesté et les moyens exceptionnels n'ont pas été activés.

- Néanmoins, cela a été en partie permis par la mise en place au 1er janvier 2017 du mécanisme de capacité qui a mobilisé à plein le potentiel d'effacement et évité la fermeture de moyens de production qui se sont avérés utiles lors de ces épisodes.



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

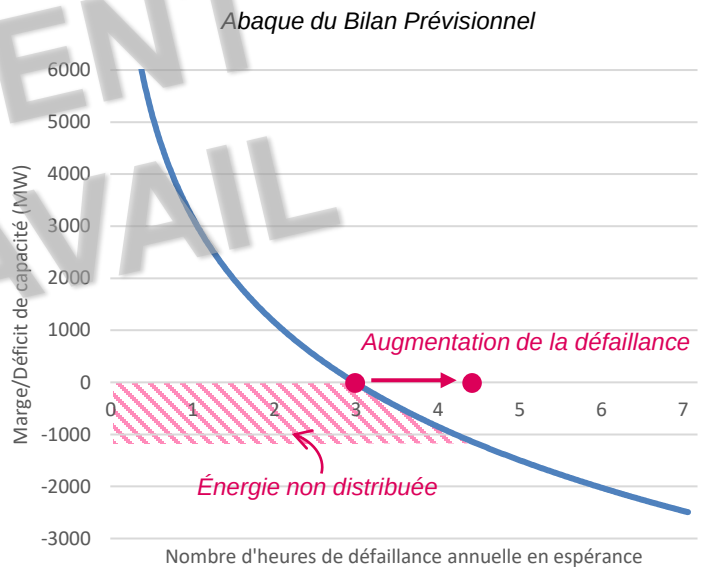
Estimation de l'énergie non distribuée (END) et sa valorisation dans les scénarios contrefactuels

- Le cadre de la modélisation établi par le bilan Prévisionnel permet d'évaluer le volume d'END évité par la mise en place du mécanisme de capacité.
- En estimant que le critère de sécurité d'approvisionnement (3h de défaillance en espérance) a été strictement respecté ces dernières années, il est possible d'évaluer le volume d'énergie non distribuée (END) évité par la mise en place du mécanisme de capacité – sans usage des leviers exceptionnels.
- Le gain pour la collectivité est le produit de l'END évité et du coût de l'énergie non distribuée (20 000 €/MWh)

DOCUMENT DE TRAVAIL

Variantes (2019)	1	2	3
Niveau de sécurité d'approvisionnement (h)	3 h	4,4 h	6,6 h
Estimation de l'END évité par Mécapa (MWh/an)	0 MWh	+ 4 000 MWh	+ 10 500 MWh
Gain pour la collectivité (M€/an)	0 M€	80 M€	210 M€

Résultats provisoires

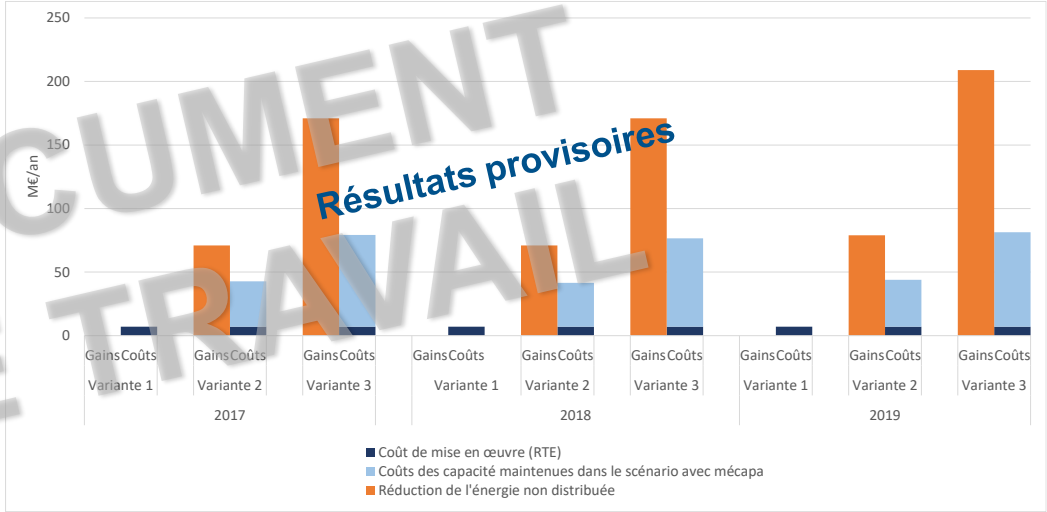


Un mécanisme de capacité économiquement bénéfique pour la collectivité

- A ce stade des études, l'analyse coût – bénéfice est encore incomplète. En particulier, elle devra être consolidée pour intégrer l'évaluation des coûts de mise en œuvre du mécanisme de capacité pour les gestionnaires de réseau de distribution et des acteurs du système électrique ainsi que la réduction des coûts de production totaux .

- Le mécanisme de capacité semble bénéfique pour la collectivité (variantes 2 et 3), sauf à considérer qu'il 'y aurait eu aucun effet sur les capacités disponibles (variante 1). Plus précisément, les bénéfices associés au maintien d'environ 200 MW de capacités suffisent à couvrir les coûts de mise en œuvre partiel (RTE uniquement) du mécanisme.

Variante	1	2	3
Bilan économique sur la période	- 20 M€	100 M€	310 M€



Analyse coût – bénéfice du mécanisme de capacité sur la période 2017-2019

DOCUMENT DE TRAVAIL

- RTE rappelle que ces analyses portent uniquement sur l'existence d'un mécanisme de capacité. Elles n'apportent aucun éclairage sur son architecture (notamment le caractère décentralisé du mécanisme français).



2

Impact du mécanisme de capacité sur la facture du consommateur

Coût de couverture de l'obligation de capacité par les acteurs obligés

Quel vrai coût porté par les consommateurs en échange de la sécurité d'approvisionnement ?

La mise en œuvre du mécanisme de capacité, opérationnel à partir de l'année de livraison 2017, s'est traduite par l'émergence d'une rémunération capacitaire versée par les acteurs dits obligés aux exploitants de capacité. Ce transfert financier peut être caractérisé comme un nouveau coût pour les consommateurs en France afin d'assurer leur sécurité d'approvisionnement.

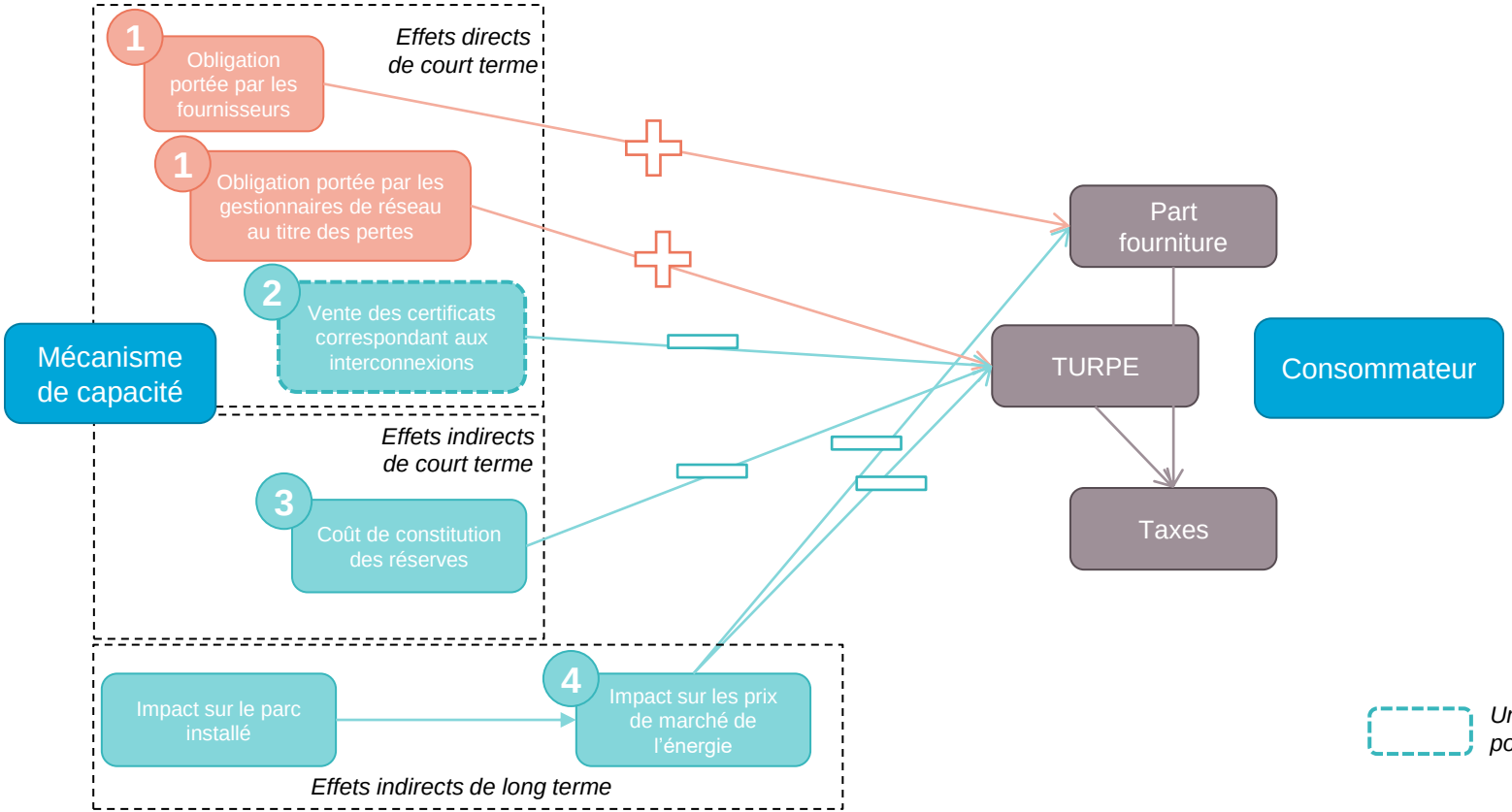
- L'objectif de cette étude est de chiffrer ce coût pour les années de livraison 2017, 2018 et 2019

Le coût porté par les consommateurs constitue un point d'attention majeur exprimé par les parties prenantes dans le cadre de la concertation menée par RTE, mais aussi pour les pouvoirs publics ayant fait le choix d'introduire un mécanisme de capacité en France. Dès 2014, dans son rapport accompagnement la publication des premières règles du mécanisme de capacité, RTE avait estimé le coût pour différents profils de consommation (grands consommateurs, consommateurs résidentiels). En particulier, il avait été remarqué que les garanties de capacité associées à l'ARENH conduisent à réduire de manière importante le coût du mécanisme de capacité pour les consommateurs.

L'ACER a également abordé ce sujet dans son Rapport de surveillance de 2018 sur le marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel, afin de comparer le coût des différents mécanismes de capacité en Europe. Cependant, RTE remarque que cette première tentative ne prend pas en compte le dispositif ARENH– d'ailleurs reconnu par l'ACER dans son rapport –, entraînant une surestimation le coût réel de mis en œuvre du mécanisme du mécanisme de capacité français.

- Il convient d'intégrer à cette analyse les particularités du marché de détail français (dispositif ARENH, contrat Exeltium) ainsi que l'ensemble des effets du mécanisme de capacité.

Principaux impacts du mécanisme de capacité sur la facture des consommateurs



Impact du dispositif ARENH sur la couverture de l'obligation

- Le coût de l'obligation pour le consommateur dépend des modalités d'approvisionnement en capacité. Il convient de distinguer la couverture de l'obligation via l'ARENH de l'obligation couverte par le marché.
- Les fournisseurs historiques ne peuvent pas obtenir de l'ARENH, néanmoins le dispositif influence les offres de fourniture que ce soit les tarifs régulés de vente (TRV) ou les offres de « marché » des fournisseurs historiques.

Marché

- Une partie de l'obligation est couverte par un approvisionnement sur le marché de capacité (transactions en gré-à-gré ou lors des enchères).
- Le PRM est utilisé pour valoriser la couverture de l'obligation par le marché.

ARENH

- Les fournisseurs alternatifs souscrivant de l'ARENH obtiennent les garanties de capacité associées au profil d'énergie livré.
- Ces garanties de capacité ne constituent pas un coût supplémentaire pour le consommateur si l'ARENH est compétitif par rapport au marché de l'énergie .

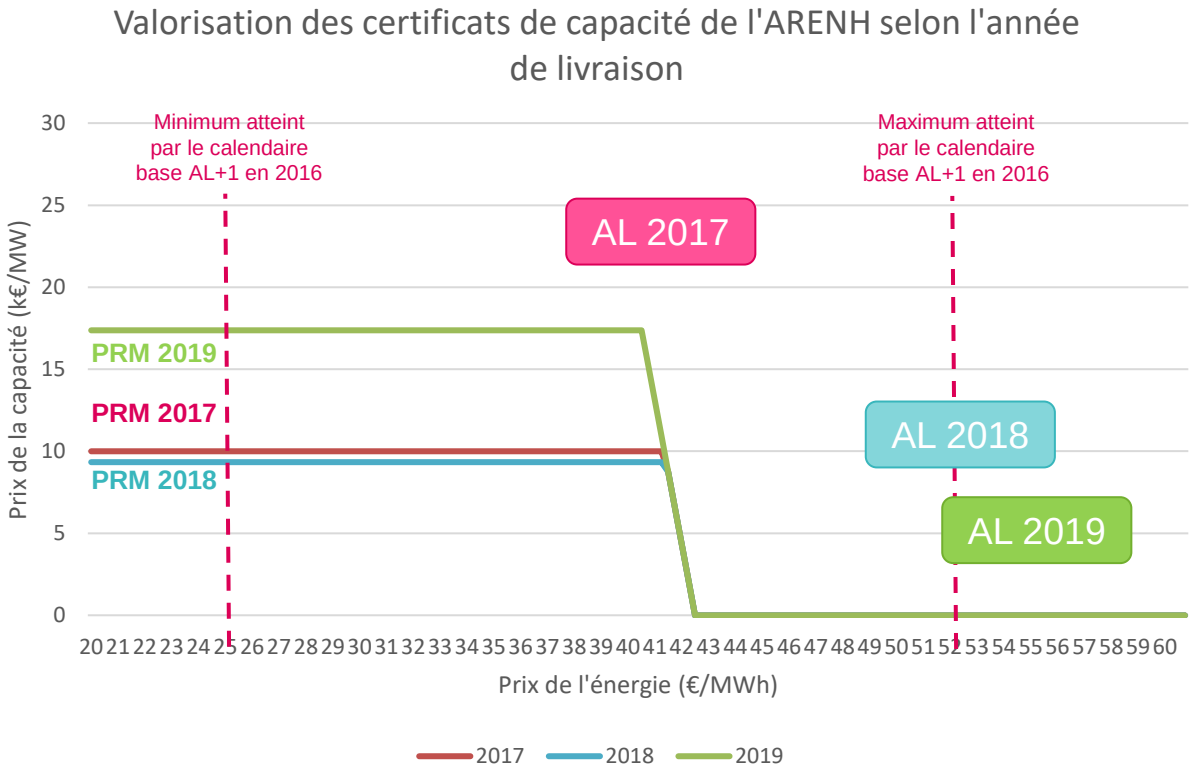
TRV

- Le volume d'ARENH attribué à chaque profil de consommation est fondé sur la méthode de calcul des droits ARENH appliquée aux fournisseurs alternatifs, et ce quel que soit le prix de marché comparativement à l'ARENH.
- Les garanties de capacité associées sont décomptées de l'obligation des consommateurs ce qui réduit le coût de leur obligation.

Offre de marché fournisseur historique

- Par le jeu de la concurrence, les offres de marchés proposées par les fournisseurs historiques s'alignent avec les offres des fournisseurs alternatifs.
- Ils intègrent dans leurs offres le reflet d'un sourcing ARENH, ainsi une partie de l'obligation ne constitue pas un coût pour le consommateur.

Valorisation de la part capacitaire de l'ARENH

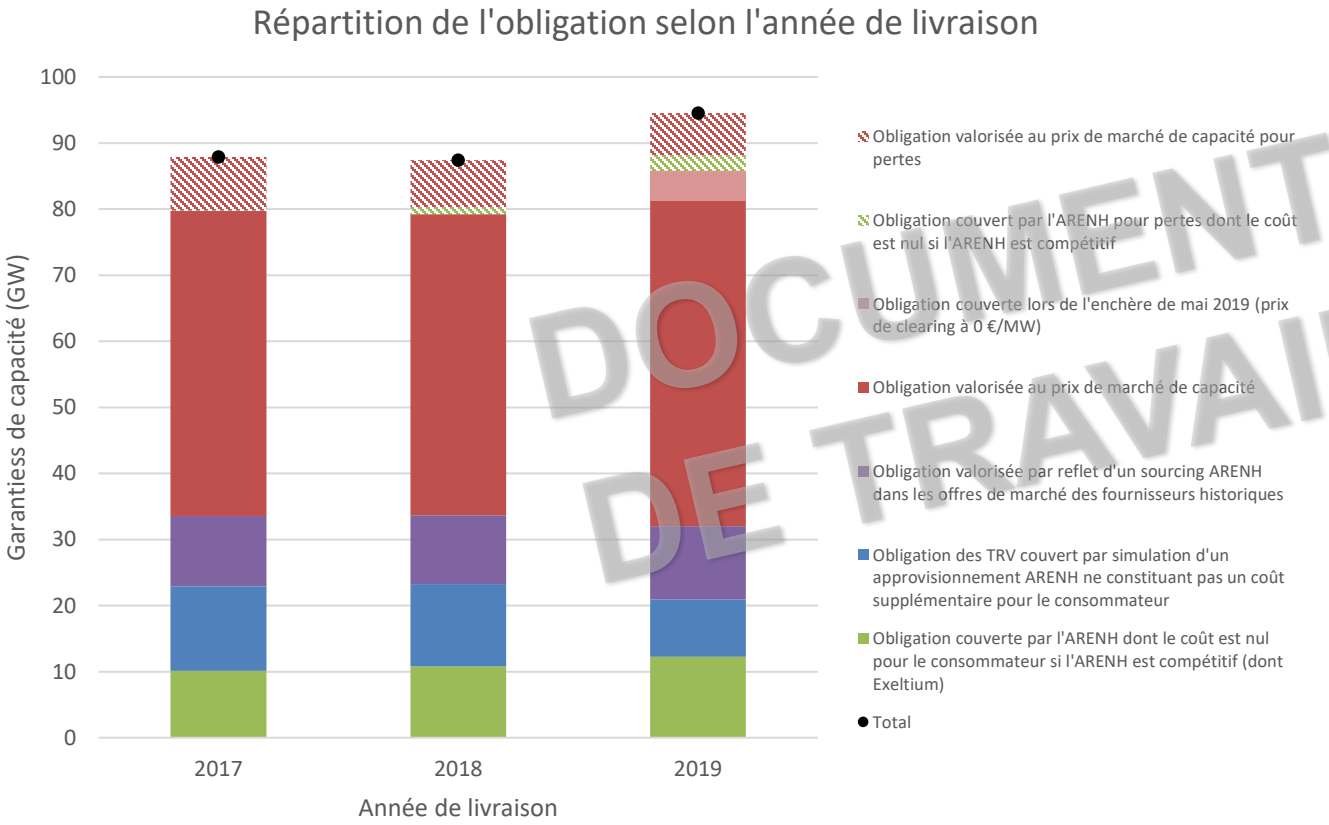


- Pour les années 2018 et 2019 le prix de l'énergie (forward vu de novembre AL-1) s'est élevé au-dessus 42 €/MWh. Avec ou sans mécanisme de capacité, il y aurait eu souscription à l'ARENH.

→ Le prix de l'ARENH n'ayant pas évolué suite à l'introduction du mécanisme de capacité, les garanties de capacité obtenues via l'ARENH ne constituent pas un coût supplémentaire pour le consommateur.

- Pour 2017, le raisonnement est moins évident, le prix du calendaire ayant été au-dessus et en dessous de 42 €/MWh. Cette année pourra faire l'objet d'une variante.

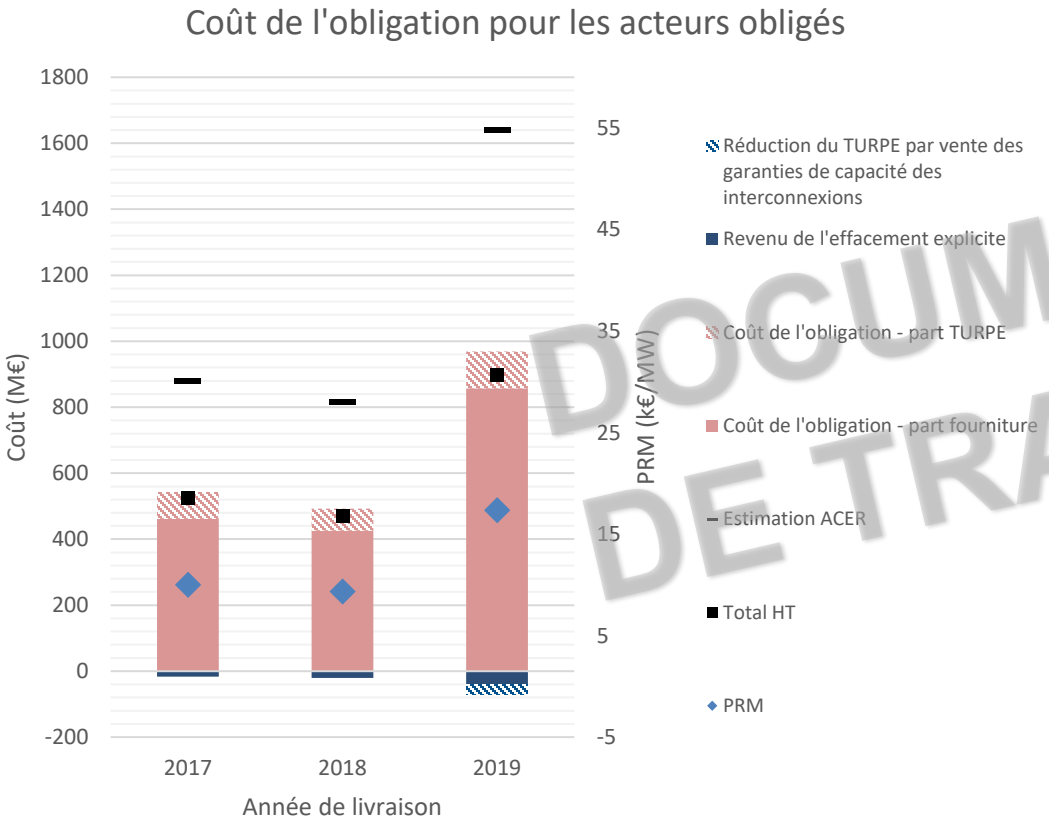
Répartition de l'obligation



DOCUMENT DE TRAVAIL

- Environ 60% de l'obligation est couverte par le marché de capacité.
- La situation de l'année 2019 diffère des années 2017 et 2018 par (i) la prise en compte explicite des interconnexions conduisant à une augmentation de l'obligation à couvrir, (ii) l'atteinte du plafond ARENH se traduisant par un recours accru au marché pour couvrir l'obligation
- Une partie de l'obligation 2019 a été couverte à coût nul (hors PRM) sur l'enchère de mai 2019.

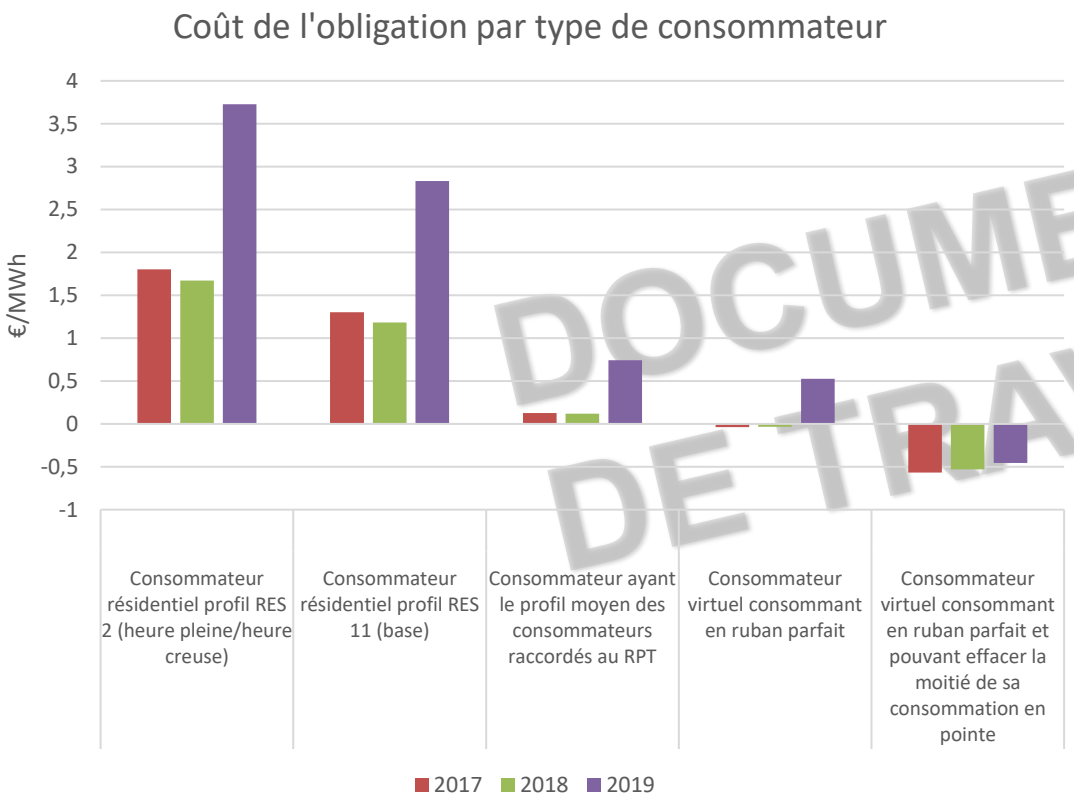
Coût de l'obligation pour les acteurs obligés



DOCUMENT DE TRAVAIL

- 6,3 GW d'interconnexion ont été mis en vente lors de l'enchère du 16 mai 2019 qui s'est conclu à un prix de 0 €/MW avec un volume échangé de 4,5 GW. Si le reliquat de capacité d'interconnexion est valorisé au PRM de 2019 cela conduirait à une diminution du TURPE d'environ 30 M€.
- Les consommateurs qui s'effacent peuvent obtenir des revenues chiffrés entre 20 M€ et 40 M€ selon l'année de livraison.
- Le coût de l'obligation de capacité (part fourniture et TURPE) est estimé à environ 500 M€ sur les années de livraison 2017 et 2018 et est proche de 1 Md€ pour 2019.
- Ne pas prendre en compte les spécificités du marché de détail français (ARENH, Exeltium), en considérant une valorisation au marché de l'ensemble de l'obligation, conduit à surestimer le coût de l'obligation de plus de 60%.

Coût de l'obligation par type de consommateur



DOCUMENT DE TRAVAIL

- Le coût de l'obligation dépend du niveau d'obligation, i.e. le ratio kW d'obligation/MWh, du PRM, du coefficient de sécurité et de la couverture par l'ARENH (et son écrêtement).
- L'impact financier est réduit pour les grands consommateurs et les coûts de l'obligation de capacité pèsent sur les consommateurs thermosensibles et pas sur les autres.
- Le mécanisme de capacité constitue une opportunité pour les consommateurs capables de s'effacer.
- Les garanties de capacité associées à l'ARENH conduit à réduire de manière importante le coût de l'obligation pour les consommateurs.

Répercussion du coût de couverture au consommateur

COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

PRÉSENTATION

18/05/2020

Répercussion du mécanisme de capacité sur la facture des consommateurs

CRE

PLAN

1. Cadre de l'étude

2. Répercussion du mécanisme de capacité pour l'année de livraison 2017

- Télérelevés
- Profilés

3. Répercussion du mécanisme de capacité pour les années de livraison 2018-2019

CADRE DE L'ETUDE

L'article L. 131-1 du code de l'énergie, établit que la CRE veille au bon fonctionnement des marchés de l'électricité. La CRE analyse donc dans ce cadre la répercussion du marché de capacité sur les factures des consommateurs.

L'article 6.6 des règles du mécanisme de capacité dispose que tout fournisseur intégré, titulaire de capacités de production ou d'effacement dont le niveau total s'élève à plus de 100 MW et dont la fourniture annuelle en consommateurs finals est supérieure à 1 TWh, est « *dans l'obligation de communiquer à la CRE, avant le 31 octobre AL-1 pour l'Année de Livraison AL, sa méthodologie de répercussion, aux Consommateurs Finals avec lesquels il a conclu un contrat de fourniture, du coût d'approvisionnement en Garanties de Capacité pour couvrir son Obligation de Capacité occasionnée par la consommation, lors des jours de la Période de Pointe PP1, de ces mêmes Consommateurs Finals* ».

Dans ce cadre, la CRE a contacté les 4 principaux fournisseurs ainsi qu'un fournisseur supplémentaire pour les grands consommateurs.

La CRE a parallèlement recueilli les retours de consommateurs sur leur perception du mécanisme de capacité ainsi que des exemples de contrats.

L'ensemble de ces éléments a été développé pour l'année 2017 dans le rapport de surveillance des marchés de détail 2016-2017 de la CRE.

RÉPERCUSSION DU MÉCANISME POUR L'ANNÉE DE LIVRAISON 2017

IMPLÉMENTATION DU MÉCANISME DE CAPACITÉ

Consommateurs télé relevés

- **Volume** : la plupart des fournisseurs tendent à répercuter le volume d'obligations réellement généré par le client télérelevé. La pratique la plus courant est d'inclure une régularisation ex-post. Certains fournisseurs proposent un mark-up de risque complémentaire pour les clients ne souhaitant pas de régularisation.
- **ARENH**: les droits ARENH des clients sont généralement déduits de l'obligation.
- **Cout**: l'indexation au PRM a largement été utilisée. Des références au prix de la dernière enchère précédent l'AL, moyenne des prix observés aux enchères précédent l'AL, ou prix d'une enchère spécifique choisie par le client étaient également employées.
- **Modalité de facturation**: la plupart des fournisseurs estiment ex-ante des coefficients de capacité (kW/MWh) liant consommation en PP1 et l'obligation générée.
- **Régularisation**: elle ne se base que très rarement sur le règlement des écarts en AL+3. Les fournisseurs ont tendance à procéder à la régularisation dès AL+1. Les modalités de celles-ci dépendent des fournisseurs, certains appliquent un « tunnel de tolérance » majorant les écarts importants.

IMPLÉMENTATION DU MÉCANISME DE CAPACITÉ

Consommateurs profilés – résidentiels et petits pro

- **Volumes**: utilisation de coefficients kW/MWh reliant la consommation annuelle des sous-profils et leur obligation.
  - Dépendent fortement des prévisions de tirage PP1.
  - Dépendent de l'estimation du CGP. Le CGP a besoin d'être estimé ex ante car une partie des données nécessaires pour son calcul ne sont disponibles qu'à l'issue de l'AL.
  - Pour les offres indexées au TRV, reprise des coefficients calculés par la CRE.
- **ARENH**: les droits ARENH correspondant au profil sont calés sur les droits calculés dans les TRV, y compris pour les offres marché.
- **Cout**: PRM pour les TRV. Pour les offres marché, le prix moyen observé correspond également au PRM.
- **Modalités de facturation**: la capacité n'apparait pas explicitement sur la facture d'électricité, elle est incluse dans la prix de l'énergie.
- **Régularisation**: Pas de régularisation ex-post, le risque d'estimation est porté par le fournisseur qui le répercute par des mark-up de risques.

IMPLÉMENTATION DU MÉCANISME DE CAPACITÉ

Consommateurs profilés –moyenne et grande taille

- **Volumes**: utilisation de coefficients kW/MWh reliant la consommation annuelle des sous-profils et leur obligation.
  - Dépendent fortement des prévisions de tirage PP1.
  - Dépendent de l'estimation du CGP. Le CGP a besoin d'être estimé ex ante car une partie des données nécessaires pour son calcul ne sont disponibles qu'à l'issue de l'AL.
- **ARENH**: l'application des droits ARENH dépend du fournisseur et du client. Un client peut choisir de ne pas exercer ses droits ARENH.
- **Cout**: PRM pour les TRV. Pour les offres marché, le prix moyen observé correspond également au PRM.
- **Modalités de facturation**: La facturation de la capacité est distincte de la part énergie pour les moyens et grands profilés.
- **Régularisation**: Pas de régularisation ex-post, le risque d'estimation est porté par le fournisseur qui le répercute par des mark-up de risques.

IMPLÉMENTATION DU MÉCANISME DE CAPACITÉ

Consommateurs profilés

Coefficients de capacité kW/MWh

	P1					P2					P3				
	Pricer CRE	A	B	C	C*	Pricer CRE	A	B	C	C*	Pricer CRE	A	B	C	C*
ENT1	0,544	0,542	0,560	0,499	0,539	0,035	0,035	0,045	0,033	0,034					
ENT3	1,474	1,463	1,437	1,284	1,409	0,446	0,460	0,479	0,474	0,465					
ENT5	1,722	1,683	1,678	1,481		0,750	0,738	0,731	0,645		0,068	0,085	0,154	0,201	
PRO1	0,243	0,245	0,248	0,237	0,245										
PRO2	0,313	0,317	0,321	0,309	0,317	0,051	0,052	0,052	0,051	0,052					
PRO5	0,080	0,082	0,082	0,085	0,088										

*Coefficients du fournisseur C corrigés en 2018

- Les résultats communiqués en 2017 étaient assez homogènes. Les fournisseurs ont donc globalement répercuté la capacité de façon appropriée sur leurs clients profilés.
- Pour les consommateurs profilés, la répercussion de la capacité est corrélée à celle appliquée dans les TRV.
- Coefficients non horosaisonnalisés chez certains fournisseurs. Ne répercute pas le juste cout de la capacité et n'incite pas le consommateur à réduire son obligation.

IMPLÉMENTATION DU MÉCANISME DE CAPACITÉ
BILAN SUR L'ANNÉE 2017

- Incertitude en raison de délais courts entre l'approbation du mécanisme et sa mise en place. L'implémentation en 2017 ne présageait pas du fonctionnement sur les années suivantes.
- Les fournisseurs ont tâché de répercuter au plus juste le coût de la capacité. La majorité des offres répercutaient le PRM ou une valeur proche.
- Différences entre les fournisseurs sur les méthodes de facturation et de régulation des télérelevés, ainsi que sur les coefficients de capacité et les frais répercutés. La CRE n'avait cependant pas relevé de comportement posant question.
- La répercussion a cependant été difficile à implémenter car la majorité des contrats avaient été signés avant que ne soit estimé la composante capacitaire. Nombreux consommateurs « captifs » se sont trouvés dans l'obligation de signer un avenant précisant la méthode de facturation de la capacité.
- Besoin d'évaluer le bon niveau de mark-up de risque lié au mécanisme de capacité.
- Peu de visibilité des fournisseurs sur la formation des prix de la capacité.

RÉPERCUSSION DU MÉCANISME POUR LES ANNÉES DE LIVRAISON 2018-2019

RETOURS SUR 2018-2019

Clients profilés

Coefficients de capacité pour 2018 en kW/MWh

	P1					P2					P3				
	Pricer CRE	A	B	C	C*	Pricer CRE	A	B	C	C*	Pricer CRE	A	B	C	C*
ENT1	0,544	0,542	0,560	0,499	0,539	0,035	0,035	0,045	0,033	0,034					
ENT3	1,474	1,463	1,437	1,284	1,409	0,446	0,460	0,479	0,474	0,465					
ENT5	1,722	1,683	1,678	1,481		0,750	0,738	0,731	0,645		0,068	0,085	0,154	0,201	
PRO1	0,243	0,245	0,248	0,237	0,245										
PRO2	0,313	0,317	0,321	0,309	0,317	0,051	0,052	0,052	0,051	0,052					
PRO5	0,080	0,082	0,082	0,085	0,088										

- Coefficients de capacité inchangés entre 2017 et 2018

RETOURS SUR 2018-2019

Clients profilés

Coefficients de capacité pour 2019, en kW/MWh

	P1				P2				P3			
	1	2	3	CRE	1	2	3	CRE	1	2	3	CRE
ENT1	0,602	0,594	0,569	0,582	0,038	0,039	0,037	0,038				
ENT3	1,548	1,549	1,512	1,532	0,530	0,4907	0,483	0,476				
ENT5			1,738	1,798			0,761	0,789			0,087	0,073
PRO1	0,272	0,259	0,256	0,259								
PRO2	0,352	0,350	0,332	0,335	0,0576	0,0565	0,054	0,055				
PRO5	0,099		0,086	0,087								

- Les différences entre 2017-2018 et 2019 est liée à la modification du coefficient de sécurité.

RETOURS SUR 2018-2019

Fournisseurs

- Diversification des références de prix utilisées pour les clients de grande taille, avec notamment:
  - Le PREC
  - Les prix observés sur l'OTC sont de plus en plus utilisés comme référence
- Part croissante de l'OTC dans l'approvisionnement en GC.
- Plus de diversité pour les gros consommateurs dans les modalités de répercussion du mécanisme de capacité
  - Offres permettant aux consommateurs de se fournir eux-mêmes en GC. Fournisseur en pass-through.
  - Offres où le client peut bénéficier des GC d'un tiers.
  - Majoration prix de l'électricité sur heures PP1.
  - Offres sans correction ex-post, tout passerait dans des mark-up de risque.
- Risques mieux évalués. Se vérifie par l'ajout d'options de flexibilité sur les paiements ou les écarts.

RETOURS SUR 2018-2019

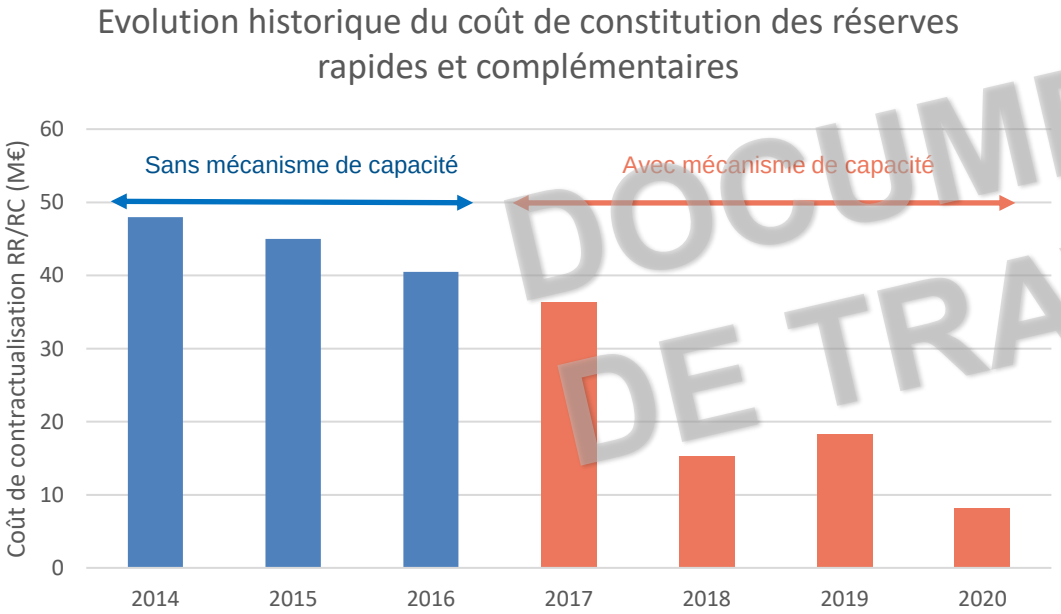
Consommateurs

- Contrairement au lancement du mécanisme en 2017, peu de consommateurs se sont manifestés auprès de la CRE en 2018 et 2019 s'agissant des modalités de répercussions de la capacité dans leur contrat de fourniture.
- Certains consommateurs se sont néanmoins rapprochés du MNE concernant la hausse du coût de la capacité en 2019. Il s'agissait de contrats signés avant 2017 pour lesquels des problématiques d'avenants perdurent.
- La signification de la part capacitaire et les enjeux associés sont rarement compris par les consommateurs.

La capacité apparaît comme une brique parmi d'autres dans les offres d'électricité. La juste répercussion de la capacité est nécessaire au fournisseur pour maintenir la compétitivité de ses offres.

Autres impacts pour la facture des consommateurs

Impacts indirects à court terme du mécanisme de capacité sur la facture du consommateur



DOCUMENT DE TRAVAIL

- Il est difficile d'estimer l'impact du mécanisme de capacité sur le coût de contractualisation des réserves.
- Néanmoins, ce coût a diminué depuis la mise en place du mécanisme de capacité jusqu'à atteindre environ 9 M€ en 2020 pour les réserves rapides et complémentaires.
- En se référant à l'année 2016 (sans mécanisme de capacité), l'impact maximal du mécanisme de capacité en termes de diminution du coût de contractualisation est estimé à 30 M€.

Impacts à long terme de Mécapa sur la facture du consommateur

- La mise en place d'un mécanisme de capacité n'a pas d'impact « à court terme » sur les prix de l'énergie, les produits énergie et capacité étant indépendants. Néanmoins, l'effet du mécanisme de capacité sur le parc de production (et d'effacement) peut avoir un effet (baissier) sur les prix de l'énergie. On parle d'effet indirect « de long-terme ».

- L'étude FTI Compass Lexicon, Assessment of the impact of the French capacity mechanism on electricity markets, estime autour d'1 €/MWh en moyenne l'impact du mécanisme de capacité sur les prix de gros de l'énergie en France à l'horizon 2020 pour environ 1,5 GW de puissance installée retirée. Un papier de l'OFGEM[1] conforte cet ordre de grandeur.

- Si cet ordre de grandeur doit être affiner en réactualisant l'analyse sur les années étudiées par le REX, il permet d'estimer l'impact à long terme du mécanisme de capacité sur la facture du consommateur. En effet, en considérant que 60% de la consommation est valorisée au niveau de l'ARENH[2], on peut estimer l'effet de la baisse de prix sur la facture des consommateurs :

DOCUMENT DE TRAVAIL

Variantes (2019)	1	2	3
Réduction de la facture du consommateur par la baisse des prix suite à la mise en place du mécanisme de capacité (M€)	0	220	460

Résultats provisoires

- RTE propose d'approfondir ces analyses en réalisant des simulations d'équilibre offre/demande

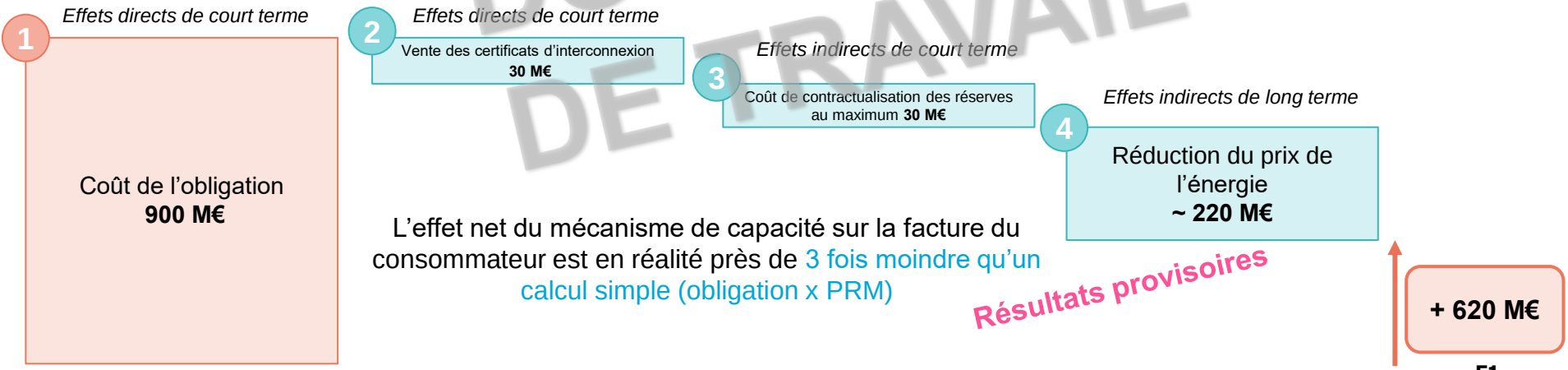
1. OFGEM, 2017 - The impact of the Early Capacity Market Auction announcement on wholesale electricity prices and revenues
2. Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 mars 2020 portant communication sur les mesures en faveur des fournisseurs prenant en compte des effets de la crise sanitaire sur les marches de l'électricité et de gaz naturel

Principaux messages

Il convient de prendre en compte l'ensemble des effets du mécanisme de capacité pour conduire une analyse rigoureuse sur le coût pour le consommateur du mécanisme de capacité.

- Une première analyse portant sur le coût de l'obligation a montré l'importance de la prise en compte des spécificités du marché de détail français pour estimer le coût réel de l'obligation pour le consommateur.
- Le mécanisme de capacité a aussi des effets indirects, de long terme dont un premier chiffrage a été proposé. Les travaux se poursuivent afin d'en améliorer la robustesse.

DOCUMENT DE TRAVAIL



L'effet net du mécanisme de capacité sur la facture du consommateur est en réalité près de 3 fois moindre qu'un calcul simple (obligation x PRM)

Résultats provisoires

Principaux impacts sur la facture du consommateur du mécanisme de capacité – variante 2 en 2019



3

Points d’information

Point d'information sur les règlements financiers AL 2017

Point d'information sur les règlements financiers AL 2017

Côté Acteur Obligé:

- **Obligation France évaluée à 87 889 MW**
  - Somme des montants des règlements financiers négatifs des Acteurs Obligés : ~ - 0,1 M€
  - Somme des montants des règlements financiers positifs des Acteurs Obligés (avant éventuelle application de la règle de distribution au prorata des montants des règlements financiers positifs) : ~ + 9,7 M€.

Côté exploitants de capacité

- **NCE France évalué à 89 841 MW, en regard du NCC France évalué à 90 006 MW**
  - Somme des montants des règlements financiers négatifs des RPC : ~ - 13,4 M€
  - Somme des montants des règlements financiers positifs des RPC (avant éventuelle application de la règle de distribution au prorata des montants des règlements financiers positifs) : ~ + 1,0 M€.
  - A noter que des frais comme les frais de rééquilibrages s'additionnent aux règlements prévus au titre des écarts (NCE - NCC).

Intégration des batteries dans le mécanisme d'ajustement

Intégration des batteries au MA et articulation avec le mécanisme de capacité

Les batteries sont déjà intégrées et valorisées dans le cadre du mécanisme de capacité.

Une intégration des capacités de stockage au Mécanisme d'ajustement par batterie prévu en plusieurs étapes:

- **Étape 1** (du 01/06 à une date S):
  - Valorisation des capacités de stockage dans le MA, comme des EDA de soutirage ou d'injection, en fonction de la nature du contrat de raccordement ou du contrat de service décompte. La batterie doit pouvoir être distinctement identifiée par un point de raccordement (définition d'un site au sens des règles de marché).
- **Etape 2** (d'une date S à une date S')
  - Valorisation de la part soutirage et injection pour les EDA composées de sites de stockage.
- **Etape 3** (à partir d'une date S')
  - Une liste d'évolutions sont envisagées dans le cadre de la concertation, comme par exemple une programmation adaptée aux capacités de stockage.

RTE souhaite profiter de cette intégration des capacités de stockage au MA pour:

1. rappeler les modalités de valorisation prévues pour les batteries dans le cadre du mécanisme de capacité, et
2. expliciter l'articulation de l'étape 1 avec les règles en vigueur du mécanisme de capacité.

Rappel sur les modalités de valorisation des batteries dans le cadre du mécanisme de capacité

Le principe général retenu est :

- de **soumettre à l'obligation de capacité les soutirages d'électricité au niveau d'un point de soutirage** (valorisation implicite de l'effacement),
- de **valoriser la disponibilité des sites pouvant injecter de l'électricité au niveau d'un point d'injection**.

Ainsi:

1. toute batterie identifiée de manière indépendante depuis le réseau (i.e. raccordée par un CAR, CSD) est certifiée comme une EDC de production selon la filière « Batterie »,
2. dans le cas de batteries qui ne sont pas identifiées de manière indépendante depuis le réseau:
    i. **située derrière un site de production:** le site est certifiée comme une EDC de production selon la filière de l'autre moyen de production,
    ii. située derrière un site de consommation:
        a. **si de l'injection peut être observée depuis le réseau:** le site est certifié comme une EDC de production selon la filière batterie;
        b. **si la capacité d'injection de la batterie est toujours compensée par le soutirage du site de consommation :** le site peut être certifiée selon la filière effacement.

Application dans le cadre de l'étape 1 de l'intégration des capacités de stockage dans le mécanisme d'ajustement

Deux cas doivent être distingués :

1. dans le cas où la batterie décide de proposer des ajustements via une EDA d'injection (CAR/CSD I ou par choix dans le cas d'un CAR/CSD I+S) : **le titulaire d'EDC lie son EDA à l'EDC d'injection dans laquelle il a certifié la batterie.** Ainsi, la collecte de la disponibilité à l'injection se fera automatiquement via le MA ;

2. dans le cas où la batterie décide de proposer des ajustements via une EDA de soutirage (par choix dans le cas d'un CAR/CSD I+S) : **le titulaire ne doit pas lier son EDA de soutirage à son EDC**, car la capacité d'effacement ne peut pas être valorisée explicitement dans le cadre des règles en vigueur du mécanisme de capacité (EDC de production). En revanche, **la valorisation de la disponibilité à l'injection peut être déclarée via la collecte ad-hoc avec prix d'engagement conformément à l'article 7.8.3.5 des règles du mécanisme de capacité**. Les éventuels ajustement à la baisse seront également valorisés sous forme d'une réduction de l'obligation de capacité sur les pas horaires PP1.



4

Prochaines étapes

Prochaines étapes

Questionnaire:

- Les réponses des acteurs sont attendues pour le 22/05/2020.

GT REX Mécanisme de capacité:

- RTE reviendra vers les parties prenantes pour préciser la date du prochain GT Retour d'expérience sur le mécanisme de capacité *(fin juin / début juillet).*