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

Préalablement à la mise en œuvre du mécanisme de capacité français, différentes analyses théoriques portant sur l'intérêt économique d'introduire un tel mécanisme avaient été présentées dans le rapport d'accompagnement des règles du mécanisme de capacité, publié en 2014.

Ce travail a été complété par des analyses quantitatives, dans le cadre du rapport sur l'impact du mécanisme de capacité[1], portant notamment sur (i) le mix de capacité installée, (ii) le niveau de sécurité d'approvisionnement et (iii) l'impact sur le surplus collectif selon le *market design* choisi (niveau des plafonds de prix et présence ou non d'un marché de capacité), dans un souci constant d'objectiver l'apport du mécanisme de capacité français. En particulier, il a été montré que la présence d'un mécanisme de capacité peut créer de la valeur pour la collectivité[2] à hauteur de plusieurs centaines de millions d'euros par an par rapport à une architecture de marché *energy only, avec ou sans* rehaussement du plafond de prix sur l'énergie[3].

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

Ce retour d'expérience sur le mécanisme de capacité propose une analyse coûts-bénéfices a posteriori du mécanisme de capacité portant sur les trois premières années de fonctionnement du mécanisme afin d'identifier si la mise en place du mécanisme de capacité a effectivement présenté un intérêt économique pour la collectivité. En particulier, l'analyse intègre une évaluation des coûts liés à la mise en œuvre opérationnelle du mécanisme de capacité, qui sont rarement pris en compte dans les études menées ex-ante[4].

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

La littérature académique, ainsi que les précédentes études publiées par RTE identifient que les principaux bénéfices pour la collectivité apportés par la mise en place d'un mécanisme de capacité correspondent (i) à l'amélioration du niveau de sécurité d'approvisionnement (réduction du volume de défaillance) et (ii) à la sécurisation des investissements dans de nouvelles capacités, par la réduction du risque sur la rémunération. En ayant un effet sur les capacités disponibles (maintien de capacités, nouvelles capacités), les coûts variables de production d'électricité peuvent aussi être réduits.

---

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

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

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

[4] Cela s'explique notamment par la difficulté à les estimer.

2.1.1 Une valeur socio-économique correspondant à l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement, estimée entre 150 et 400 M€/an et qui constitue le principal bénéfice du mécanisme de capacité

Les scénarios contrefactuels encadrants présentés en partie 1 permettent de quantifier l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement résultant de l'effet du mécanisme de capacité. Néanmoins, l'évaluation ex-post de la valeur socio-économique correspondant à l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement soulève une question théorique. Une approche envisageable est de se baser sur la valeur de la défaillance qui a été effectivement évitée sur la période vécue. Il s'agirait de considérer que la valeur du mécanisme de capacité existe seulement que si le système électrique a vécu des configurations qui auraient conduit à de la défaillance en l'absence des moyens qui ne trouvent pas de rentabilité sans mécanisme de capacité. Une telle approche conduirait à considérer qu'un mécanisme de capacité n'apporte pas de valeur socio-économique s'il n'y a pas eu de période de tension rencontrée.

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

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

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

L'analyse d'impact du mécanisme de capacité réalisé en 2018 sur la base de scénarios prospectifs, mettait en lumière qu'un des apports théoriques les plus importants du mécanisme de capacité correspondait à la réduction des risques financiers pour les investissements dans de nouvelles capacités, permettant la réduction des coûts de financement porté par les investisseurs. En effet, la rémunération capacitaire réduit la volatilité relative de la rémunération perçue par les exploitants de capacité. Dans le contexte de la période passée depuis 2017, le mécanisme de capacité a principalement permis le maintien de capacités existantes (ce qui était suffisant pour assurer la sécurité d'approvisionnement) et les nouveaux investissements ont été rares (quelques centaines de MW entre 2017 et 2020, principalement dans des capacités d'effacement). Ainsi, la réduction du coût de financement permise par la mise en place du mécanisme de capacité est supposée négligeable.

2.1.3 Une augmentation des coûts totaux de la production d'électricité, résultant du maintien en fonctionnement de certains moyens

L'effet du mécanisme sur les capacités disponibles dans le système électrique représente un bénéfice pour la sécurité d'approvisionnement mais aussi un coût supplémentaire pour la collectivité par rapport à une situation « sans mécanisme de capacité », correspondant aux coûts fixes des capacités qui ne seraient pas en service sans le mécanisme de capacités. Ce surcoût pour la collectivité est estimé, entre 50 et 100 M€/an[5] selon le scénario contrefactuel étudié.

Le mécanisme de capacité a aussi d'autres effets sur les coûts de production : le maintien de capacités est susceptible de faire baisser le total des coûts variables de production (l'offre supplémentaire disponible peut conduire à une moindre utilisation des moyens de production de « pointe » aux coûts de production les plus élevés). Ce gain est néanmoins très limité, à moins de 10 M€/an dans les deux scénarios contrefactuels considérés. Il s'agit d'un gain de second ordre par rapport au gain associé à la réduction de l'énergie distribuée. Enfin, pour être complet, la réduction de l'énergie de défaillance se traduit par une augmentation de l'énergie à produire et des coûts de production : cet effet est complètement négligeable, inférieur à 1 M€/an en espérance.

2.2 Des coûts de mise en œuvre significatifs

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

2.2.1 La reconstitution des coûts de mise en œuvre au périmètre de l'ensemble des acteurs du mécanisme

Une analyse économique complète du mécanisme de capacité doit intégrer l'ensemble des coûts associés à la mise en œuvre. RTE a reconstitué ces coûts pour les différents acteurs concernés (RTE, GRD, exploitants de capacités, acteurs obligés), sur la base d'un questionnaire[6]. Ces coûts intègrent l'ensemble des activités portées par les différents acteurs :

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

Ces activités concernent RTE, qui est en charge de la proposition des règles et leur concertation auprès des parties prenantes, la DGEC et la CRE[7] au titre de leur rôle sur l'approbation ainsi que

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

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

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

l'ensemble des parties prenantes concernées par le mécanisme (acteurs obligés, exploitants de capacité, gestionnaires de réseau, etc.).

- Les activités de gestion opérationnelle du mécanisme, portées par RTE et les GRD[8] :

RTE est en charge de la gestion opérationnelle du mécanisme de capacité : contractualisation avec les parties prenantes, attribution des certificats de capacité, tenue des registres, signalement des jours PP1 et PP2, contrôle des capacités, calculs et notifications de l'obligation et la certification définitive, gestion des règlements financiers, etc. Les GRD apportent leur contribution à la gestion opérationnelle du mécanisme, à travers notamment la fourniture des données de comptage et la participation à la certification et au contrôle des capacités.

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

La participation au mécanisme de capacité par les acteurs concernés nécessite des gestes opérationnels. Pour les acteurs obligés, il s'agit de prévoir leur obligation et la notifier à RTE, de couvrir leur obligation sur les marchés, etc. Pour les exploitants de capacité, il s'agit de certifier les capacités, procéder à des rééquilibrages, collecter leur disponibilité, valoriser les certificats de capacité, etc.

L'analyse s'intéresse aux coûts pour la collectivité, afin d'évaluer si les bénéfices sont supérieurs aux coûts. Ainsi ces coûts n'intègrent pas les dépenses des acteurs qui correspondent à des transferts financiers vers d'autres acteurs du mécanisme de capacité : coûts d'achat des garanties de capacités par les acteurs obligés, multiples frais payés au titre des règles (frais de rééquilibrage, de certification tardive, de liaison non conforme, etc.) et les règlements financiers.

Les réponses aux questionnaires ont permis de disposer d'estimations des coûts pour :

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

Afin de disposer d'une estimation exhaustive des coûts totaux portés par l'ensemble des acteurs, une extrapolation des éléments remontés par les acteurs ayant répondu a été réalisée. Cette extrapolation s'est basée sur une modélisation des coûts portés par un acteur comme étant la somme de coûts fixes indépendant du portefeuille et de coûts proportionnels à la taille du portefeuille. Que ce soit pour la représentation des coûts des acteurs obligés ou des exploitants de capacité, les coûts fixes et les coûts proportionnels à la taille du portefeuille (en niveau d'obligation ou de certification) ont été estimés sur la base des remontées des acteurs ayant répondu aux questionnaires. L'analyse des retours des acteurs montre que les exploitants de capacité font face à un coût d'entrée fixe dans le mécanisme de capacité qui n'existe pas pour les acteurs obligés.

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

[8] L'activité d'achat pour les pertes est comptabilisée côté acteurs obligés.

Les coûts portés par les acteurs se décomposent en dépenses d'investissement (CAPEX [9]), correspondant essentiellement à la mise en place des systèmes d'information et dépenses d'exploitation (OPEX[9]), correspondant aux ressources mobilisées pour les activités opérationnelles (mais aussi dans les concertations sur les règles). L'analyse coûts-bénéfices réalisée dans le cadre de ce retour d'expérience prend en compte les dépenses d'exploitation et d'investissement liées à la gestion opérationnelle du mécanisme.

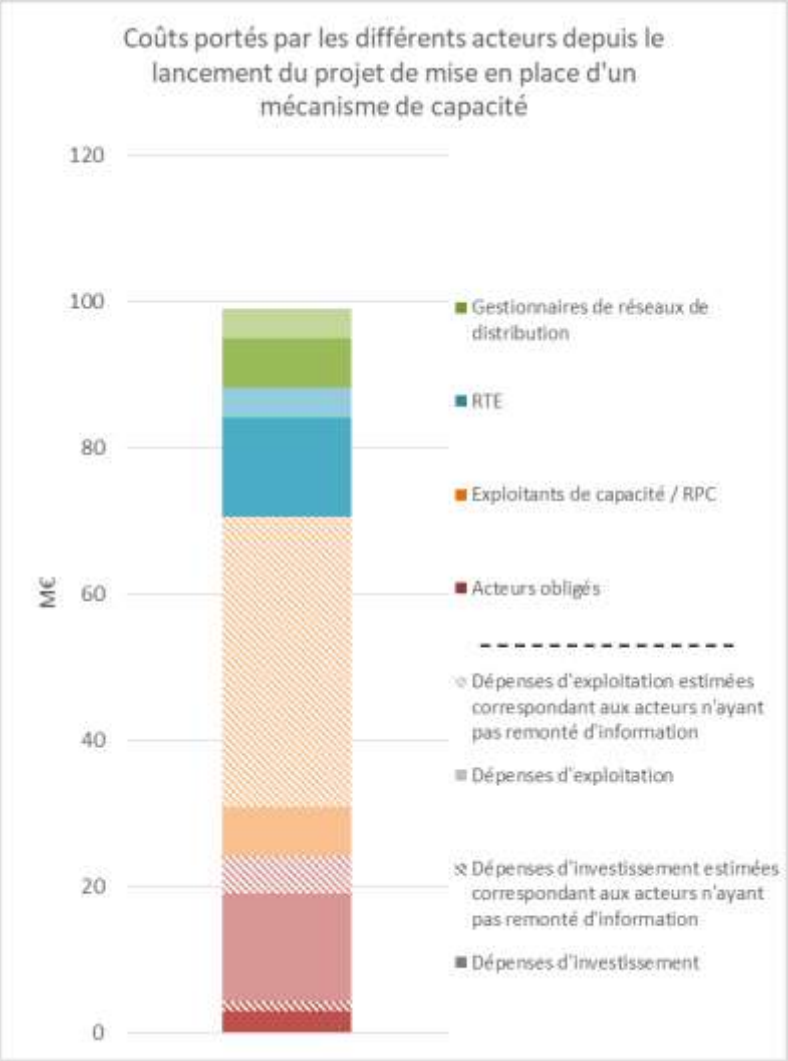


Figure 1 – Coûts portés par les différents acteurs depuis le lancement du projet de mise en place d'un mécanisme de capacité [10]

Dans la mesure où l'analyse est réalisée sur un nombre limité d'années de fonctionnement, alors que certains développements sont prévus pour être utilisés sur une période plus longue, une hypothèse doit être effectuée sur la durée d'amortissement des investissements consentis (notamment dans les outils SI). Cette hypothèse n'est cependant pas structurante, compte-tenu du fait que les dépenses

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

[10] Les frais facturé par EPEX sont comptabilisés dans la catégorie OPEX pour les acteurs obligés et les exploitants de capacité. Les coûts de gestion du registre sont comptabilisés côté RTE (bien que re-facturés aux acteurs)

d'investissement ne sont pas prépondérantes (de l'ordre de 20%) des dépenses totales consenties. L'hypothèse d'un amortissement des investissements sur une durée de cinq années a été considérée.

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

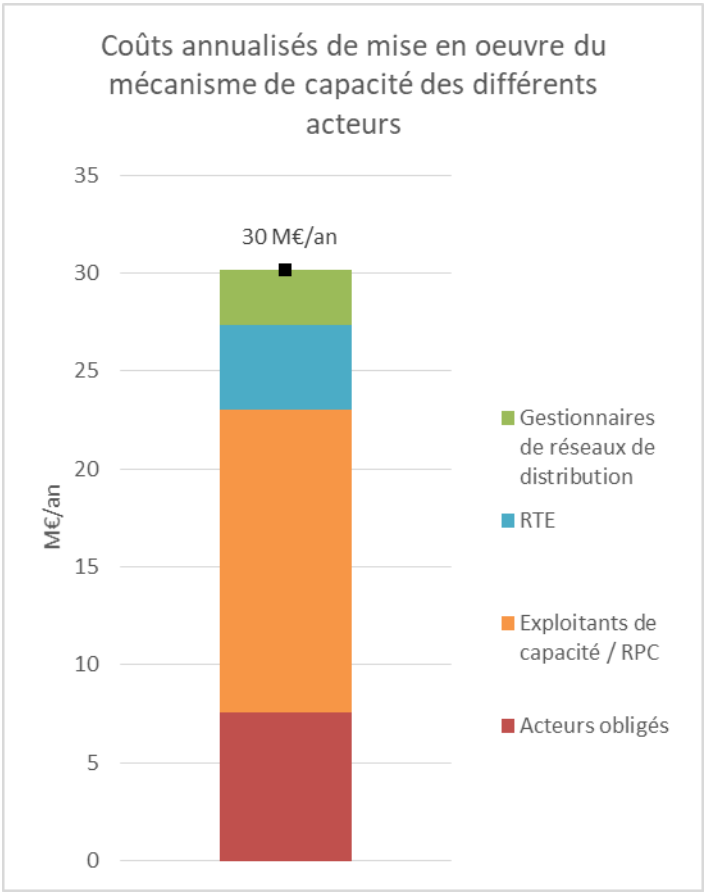


Figure 2 – Coûts annualisés de mise en œuvre du mécanisme de capacité des différents acteurs

2.2.2 *Des coûts de mise en œuvre importants et qui portent essentiellement sur la phase de certification*

Le coût total estimé des montants dépensés à fin 2019 (en CAPEX ou OPEX) s'élève à 100 M€. Ce montant apparaît important, même si peu de points de comparaison existent. Il permet d'apprécier l'effort consenti par les différents acteurs. Il contribue à justifier l'intérêt et les attentes de simplification du mécanisme susceptible de faire baisser les coûts associés. RTE porte une partie significative des coûts mais ceux-ci sont globalement répartis entre les différentes catégories d'acteurs, ce qui apparaît logique compte-tenu de l'architecture décentralisée du mécanisme de capacité

L'analyse globale permet d'identifier que l'essentiel des coûts correspond aux activités relatives à la certification de capacité au sens large : certification des capacités, rééquilibrage, mise à disposition de la capacité, contrôles de disponibilité, calcul du NCE, etc. Ceci permet d'objectiver que ce sont ces activités sur lesquels les enjeux de simplification sont les plus importants, ce qui est cohérent avec les analyses sur la complexité du mécanisme, présentée en partie 8 du présent rapport.

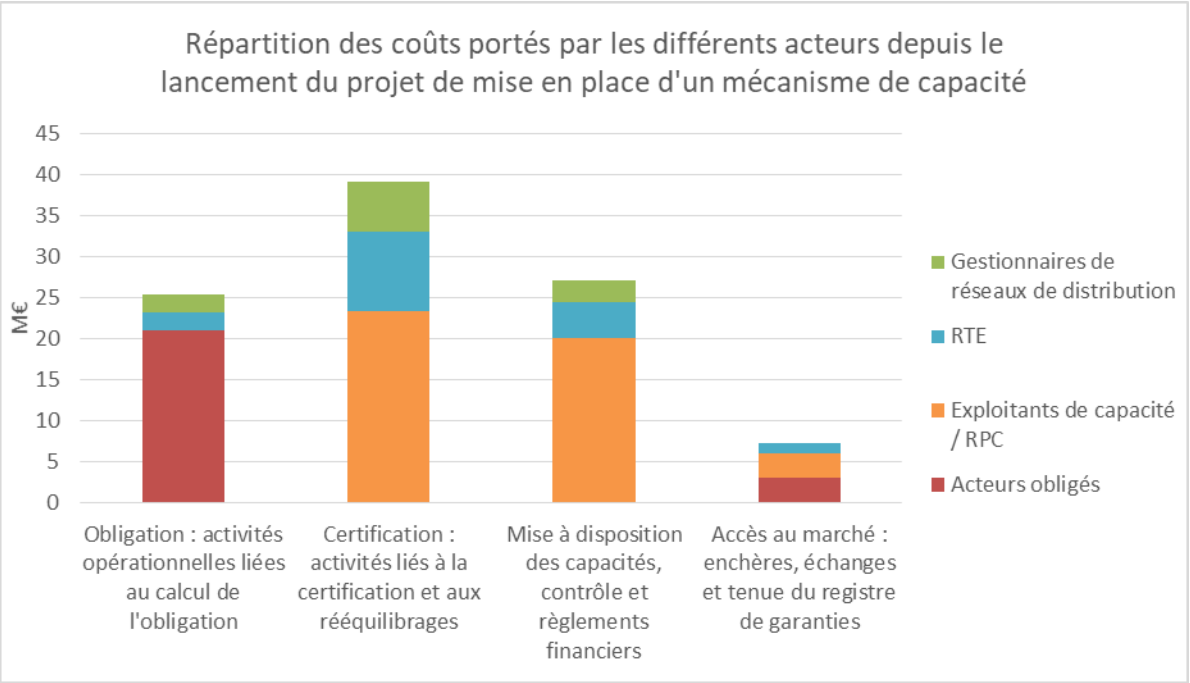


Figure 3 – Répartition des coûts portés par les différents acteurs depuis le lancement du projet de mise en place d'un mécanisme de capacité

2.3 Un mécanisme de capacité qui est créateur de valeur pour la collectivité, de l'ordre de 100 à 300 M€/an

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

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

- Un horizon d'étude différent. L'étude de 2018 portait sur une analyse à l'horizon 2030, dans un contexte de besoins massifs pour de nouvelles capacités. L'effet d'un mécanisme portant sur le temps long, l'analyse a posteriori sur les trois premières années de fonctionnement tend, toutes choses égales par ailleurs, à donner une valeur limité de la contribution du mécanisme de capacité à la sécurité d'approvisionnement
- L'absence d'effet significatif sur la réduction du coût du capital lié à la sécurisation des revenus de nouvelles capacité, car le système électrique n'a eu aucun besoin significatif dans de nouveaux investissements pour assurer la sécurité d'approvisionnement, alors qu'une partie importante de la valeur estimée dans l'étude de 2018 portait sur cet effet.
- la prise en compte des coûts de mise en œuvre du mécanisme de capacité dans l'analyse menée dans le cadre du retour d'expérience alors que ces coûts, à l'époque inconnus, avaient été négligés.

Même si les bénéfices nets apparaissent moins élevés que ceux estimés dans le rapport d'analyse d'impact de 2018, pour les raisons invoquées ci-dessus, l'intérêt économique du mécanisme est avéré,

quelque soient les hypothèses considérées sur les coûts (p.e. sur les coûts d'O&M des moyens de production) ou les effets du mécanisme sur les capacités disponibles en situation de tension.

Cette analyse permet de conclure que la mise en place du mécanisme de capacité est, à la maille de la collectivité, justifiée sur le plan économique, en comparaison à une situation où l'architecture energy-only aurait été maintenue. Néanmoins, une telle analyse ne permet pas de conclure sur le choix d'architecture du mécanisme de capacité.

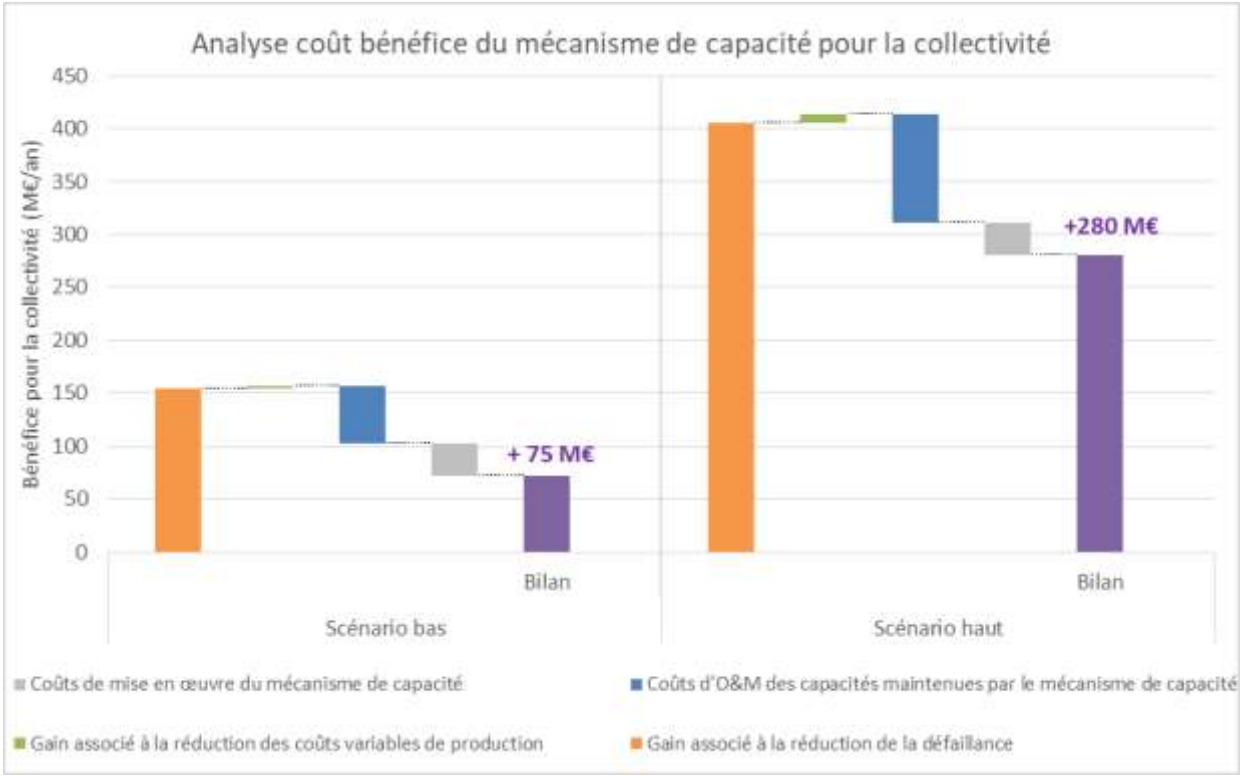


Figure 4 - Bilan de l'analyse coût-bénéfice du mécanisme de capacité français sur ses trois premières années de fonctionnement (2017 - 2019)