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

Depuis le lancement du mécanisme de capacité, plusieurs parties prenantes ont interrogé RTE sur les écarts entre le diagnostic sur la sécurité d'approvisionnement publié dans les Bilans prévisionnel et les études de passage de l'hiver, et l'équilibre offre-demande sur le marché de capacité. En particulier, il a été souligné que le marché de capacité semblait excédentaire sur les exercices AL 2017 et AL 2018 alors que le Bilan prévisionnel anticipait des marges faibles ou nulles sur ces exercices (voir figure 1). Un tel écart est susceptible de questionner la bonne adaptation du mécanisme de capacité à l'objectif de sécurité d'approvisionnement visé. En effet, un tel écart pourrait par exemple conduire à ce que des capacités utiles à la sécurité d'approvisionnement ne trouvent pas de débouchées pour la vente de leurs certificats.

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

4.1 Conditions théoriques de convergence du diagnostic de sécurité d'approvisionnement avec l'équilibre sur le mécanisme de capacité

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

Les deux dispositifs se réfèrent au même critère public de sécurité d'approvisionnement (i.e. critère de défaillance défini à l'article L.141-7 du Code de l'énergie), à savoir une espérance de durée de défaillance inférieure à 3 heures par an. Ainsi, pour renvoyer une incitation au respect de ce critère (et pas plus), le mécanisme de capacité est paramétré par RTE de façon à ce que l'offre (le nombre de certificats) et la demande (l'obligation de capacité) sur le marché de capacité s'égalise strictement lorsque le système électrique se trouve dimensionné au niveau du critère de sécurité d'approvisionnement. Plus généralement et suffisamment en amont de l'année de livraison[1], les marges/déficits du Bilan prévisionnel devraient théoriquement correspondre aux excédents/déficits de certificats sur le mécanisme de capacité.

Cependant cette équivalence théorique repose sur plusieurs hypothèses :

- La concordance des hypothèses prises par les acteurs (dans leur certification sur le mécanisme de capacité et leur prévision d'obligation) avec celles considérées par RTE sur la disponibilité des capacités et les évolutions de consommation dans le cadre du Bilan prévisionnel ;

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

- Un calage des nombreux paramètres techniques (dont notamment le coefficient de sécurité), intervenant dans les calculs d'obligation et de niveau de certification, cohérent avec les analyses du Bilan prévisionnel.

4.2 Des écarts significatifs entre le diagnostic de sécurité d'approvisionnement et l'équilibre sur le mécanisme de capacité

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

- Un enjeu de lisibilité lié au décalage entre les périodes considérées

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

  La marge de capacité affichée par le mécanisme de capacité est donc la combinaison du niveau de sécurité d'approvisionnement de deux parties d'hiver. Afin de permettre une comparaison des marges entre Bilan prévisionnel et mécanisme de capacité, RTE a reconstitué les niveaux de marges équivalentes « en années civile », en combinant les marges du Bilan Prévisionnel pour deux hivers consécutifs[2].

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

- Des écarts qui évoluent dynamiquement

  Les marges calculées par le Bilan Prévisionnel, qui constituent le principal indicateur du diagnostic sur la sécurité d'approvisionnement, correspondent à la vision dégagée par RTE sur la base des informations disponibles à la date de publication et des retours des acteurs à la consultation publique, ainsi qu'à une représentation probabiliste des aléas affectant le système électrique (météo, disponibilité du parc de production en France et en Europe)[3]. Cette

[2] La reconstitution des marges « en année civile », est effectuée avec les coefficients de pondération statistique des jours PP1 définies à l'article B.2.5 des règles du mécanisme de capacité.

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

vision des marges est ré-estimée à chaque nouvelle publication du Bilan prévisionnel, c'est-à-dire à un rythme annuel.

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

- Une vision des marges peut être estimée par les acteurs sur la base de la disponibilité prévisionnelle des capacités, issue des dernières déclarations des acteurs. Il s'agit alors d'utiliser le « NCC évolué » qui constitue la meilleure vision à date de leur disponibilité prévisionnelle (accessible sur le Portail Service[4]), la contribution des interconnexions et les estimations sur le niveau d'obligation (en tenant compte de l'effet des effacements implicites). Lorsque le niveau de capacité certifié (NCC) est différent du NCC évolué, les acteurs ont vocation à se rééquilibrer à hauteur de leur NCC évolué avant la date limite de rééquilibrage, cette vision semble constituer la meilleure anticipation de l'équilibre offre demande à date ;
- Une vision alternative de la marge reflétée par le mécanisme de capacité peut être dégagée en se référant au nombre de garanties de capacité en circulation, plutôt qu'à la disponibilité prévisionnelle. Cette seconde vision représente la liquidité du marché, c'est-à-dire le nombre de garanties de capacité en circulation, laquelle peut-être utile en amont des sessions de marché organisée (par exemple, un exploitant de capacité ne peut pas vendre plus de garanties de capacité que celles dont il dispose), et représente un niveau conforme aux contrôles prévus lors de la certification. Son actualisation peut prendre plusieurs semaines (traitement des demandes de certification plus chronophage que les demandes d'évolution de paramètre) supplémentaires aux délais d'actualisation du NCC évolué et expliquer une partie de la différence entre les deux visions de la marge.

Ainsi les écarts entre les marges du dernier Bilan prévisionnel et celles du mécanisme de capacité dépendent de l'instant où on les compare.

La marge sur le mécanisme de capacité peut être analysée à la fois avant, pendant et après l'année de livraison. Néanmoins, seule la marge de capacité affichée en amont de l'année de livraison est comparable à celle du Bilan prévisionnel car elle porte sur une vision projetée (intégrant en moyenne l'effet des aléas sur la disponibilité[5]) comme celle du Bilan Prévisionnel basée sur une représentation probabiliste. Elles correspondent toutes deux à un même niveau d'information sur l'année de livraison à venir. Au contraire, la marge affichée par le mécanisme de capacité en cours ou après l'année de livraison reflète une réalisation particulière des aléas. De façon schématique, la marge ex-post sur le mécanisme de capacité est équivalent à un tirage d'un des scénarios envisagés par le Bilan Prévisionnel.

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

- Les écarts peuvent être importants, jusqu'à 6 GW voir 9 GW avant l'année de livraison :

[4] Le NCC et NCC évolué peut évoluer chaque jour mais l'estimation de l'obligation et de la contribution des interconnexions évoluent plus rarement au rythme des publications de RTE.
[5] Les échanges avec les acteurs conduisent à identifier qu'ils intègrent les incertitudes sur la disponibilité fortuite dans leur niveau de certification (ce qui est d'ailleurs conforme avec la construction du tunnel de certification).

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

- Les écarts peuvent être très variables :
  Pour une même année de livraison, des variations importantes de plusieurs GW peuvent être constatés (par exemple 2 GW de variation constaté au cours de l'année 2017 pour l'année de livraison 2018 sur la disponibilité prévisionnelle des exploitants).

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

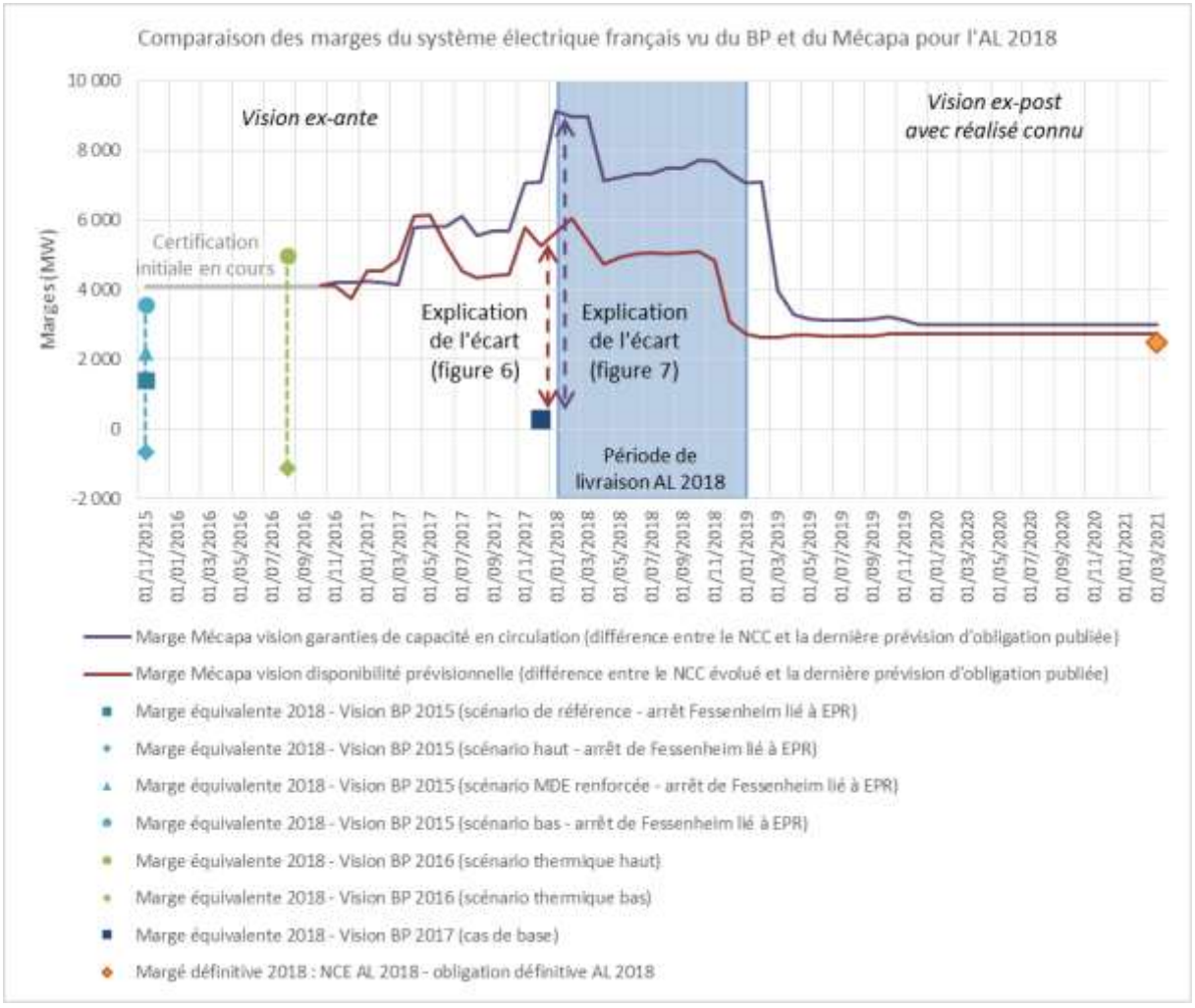


Figure 1 - Comparaison des marges du système électrique français vu du BP et du mécanisme de capacité pour l'année de livraison 2018

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

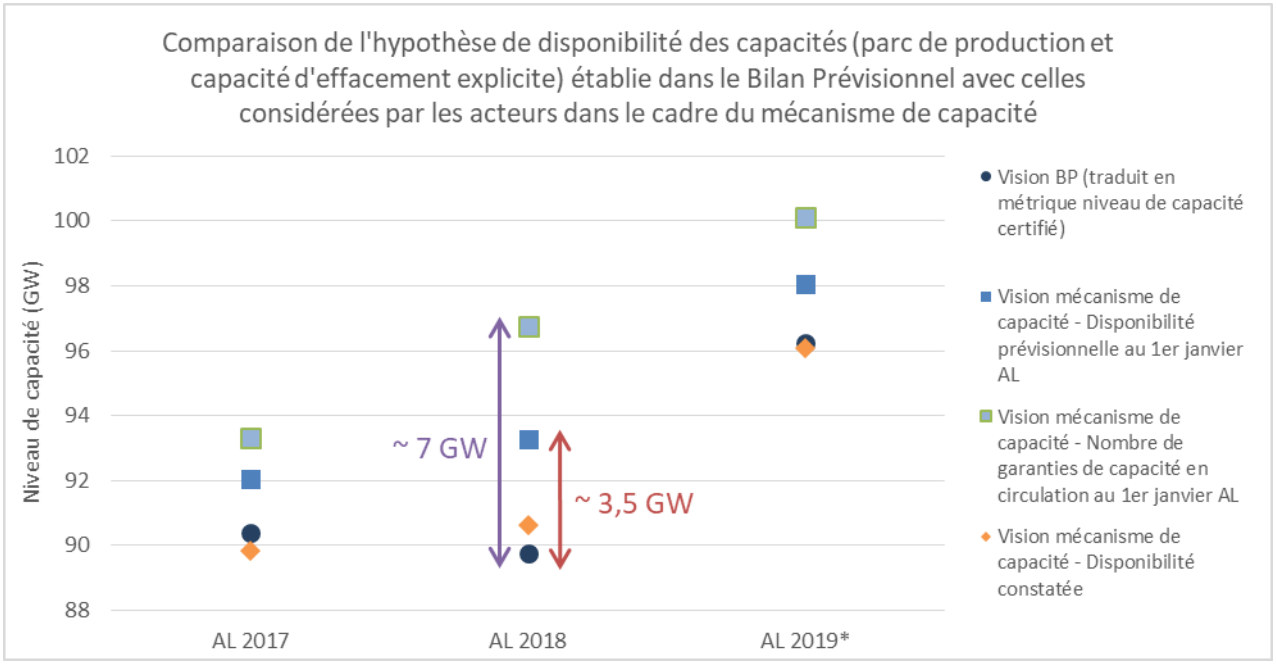
Les écarts entre le diagnostic sur la sécurité d'approvisionnement et la vision renvoyée par l'équilibre en certificats de capacité sur le mécanisme de capacité s'expliquent en partie par des écarts entre les hypothèses effectuées par RTE et celles des exploitants de capacité sur la disponibilité anticipée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

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

La comparaison montre un optimisme des acteurs quant à leur disponibilité. La disponibilité anticipée par les acteurs est nettement supérieure, pour l'ensemble des années de livraison, à la vision du Bilan

Prévisionnel (p.e. de l'ordre de 3,5 GW pour 2018, vu du 1er janvier 2018 et jusqu'à 7 GW par rapport au volume de garanties de capacité en circulation à cette même date) mais l'écart tend à se réduire depuis 2019. L'analyse de la disponibilité constatée[6] permet d'identifier que l'hypothèse de RTE établie dans le Bilan prévisionnel s'est avérée plus réaliste que l'anticipation des exploitants de capacité, reflétée dans leurs certifications, qui a été sur-évaluée systématiquement d'au moins 2 GW[7].

Par ailleurs, les analyses ex-post menées sur l'année de livraison 2017, pour laquelle le NCE définitif de chaque entité de certification (EDC) a été calculé, ont permis de constater que les défauts de fiabilité des moyens valorisés par le mécanisme de capacité conduisent à une surévaluation, par les règles du mécanisme de capacité, du niveau de certification effectif par rapport à la contribution réelle de ces capacités à la sécurité d'approvisionnement. Cette surévaluation porte sur 1 GW (l'analyse est détaillée en chapitre 7). Il est ainsi possible qu'une partie (certes minoritaire) de la sur-estimation de la disponibilité par les acteurs proviennent de dispositions dans les règles qui conduisent à une surestimation du niveau de certification effectif.



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

Figure 2 – Comparaison de l'hypothèse de disponibilité des capacités (parc de production et capacité d'effacement explicite) établie dans le Bilan Prévisionnel avec celles considérées par les acteurs dans le cadre du mécanisme de capacité

[6] La disponibilité constatée repose sur le NCE quand celui-ci a déjà été estimé de façon fiable (i.e. calculs définitifs, pour AL 17) et sur le NCC « ex-post », c'est-à-dire la valeur après les rééquilibrages post-AL, supposant que les acteurs se sont correctement rééquilibrés pour éviter des pénalités liés aux écarts.

[7] Il s'agit de la comparaison de projections avec des réalisations mais l'anticipation est au-dessus- du réalisé pour les 4 années déjà écoulées (même si les écarts de l'année 2020 ont une explication particulière lié à l'effet de la crise sanitaire sur la disponibilité du parc nucléaire).

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

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

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

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

Ecarts entre prévisions de consommation et consommation réalisée

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

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

Les règles du mécanisme de capacité précisent une méthodologie de calcul de l'obligation qui s'applique « site à site » et non sur la consommation totale du périmètre de l'acteur obligé, en particulier, les sites raccordés au RPT et les sites de puissance souscrite supérieur à 175 kVA sont « exemptés » de l'application d'un gradient[8]. La méthodologie utilisée pour le calcul des prévisions d'obligation à la maille France repose sur certaines simplifications par rapport à la méthodologie définie dans les règles afin de pouvoir l'appliquer sur la prévision de consommation France (la prévision de consommation effectuée par RTE n'est pas faite « site à site » mais bien par secteur).

[8] Ils sont donc supposés non thermosensibles

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

- ~+ 0,3 GW liés à la différence de traitement de l'autoproduction[9] (et dans une moindre mesure la consommation des auxiliaires de production lorsque les moyens de production sont à l'arrêt).
  En effet les règles du mécanisme de capacité se basent sur le soutirage effectif (consommation nette de l'autoproduction) tandis que les prévisions de consommation utilisée pour la prévision d'obligation intègrent la consommation qui est couverte par de l'autoproduction. Cette approximation a conduit à surestimer la prévision d'obligation par le passé, mais ne constitue pas un écart BP-MECAPA au sens où elle n'a pas eu d'impact sur la vision de l'équilibre offre demande.
- ~+ 0,3 GW liés à l'application d'un gradient agrégé de thermosensibilité « France » au lieu d'une application site par site. Ce calcul agrégé ne permet pas de considérer le fait qu'une partie de la thermosensibilité de la consommation France (de l'ordre de 70 MW/°C en AL 2017) n'est pas prise en compte du fait de l'« exonération » de thermosensibilité, au titre des règles du mécanisme, pour certains sites (sites RPT et RPD de puissance souscrite supérieure à 175 kVA) dans le calcul de la puissance de référence.

Ces analyses ont permis de d'ajuster la méthodologie pour corriger ces biais. Les prévisions d'obligation publiées le 18 septembre 2020[10] pour les années de livraison 2020 à 2022 ont intégré cette correction.

[9] Le calcul de la puissance de référence dans les règles du mécanisme de capacité repose sur la notion de soutirage. Ainsi, l'autoproduction est défalquée de la consommation pour établir la puissance de référence. A contrario, les prévisions de consommation utilisées pour le Bilan prévisionnel ne sont pas « nettées » de l'autoproduction.

[10] https://www.services-rte.com/fr/actualites/synthese-des-elements-de-transparence-sur-l-equilibre-du-mecanisme-de-capacite.html

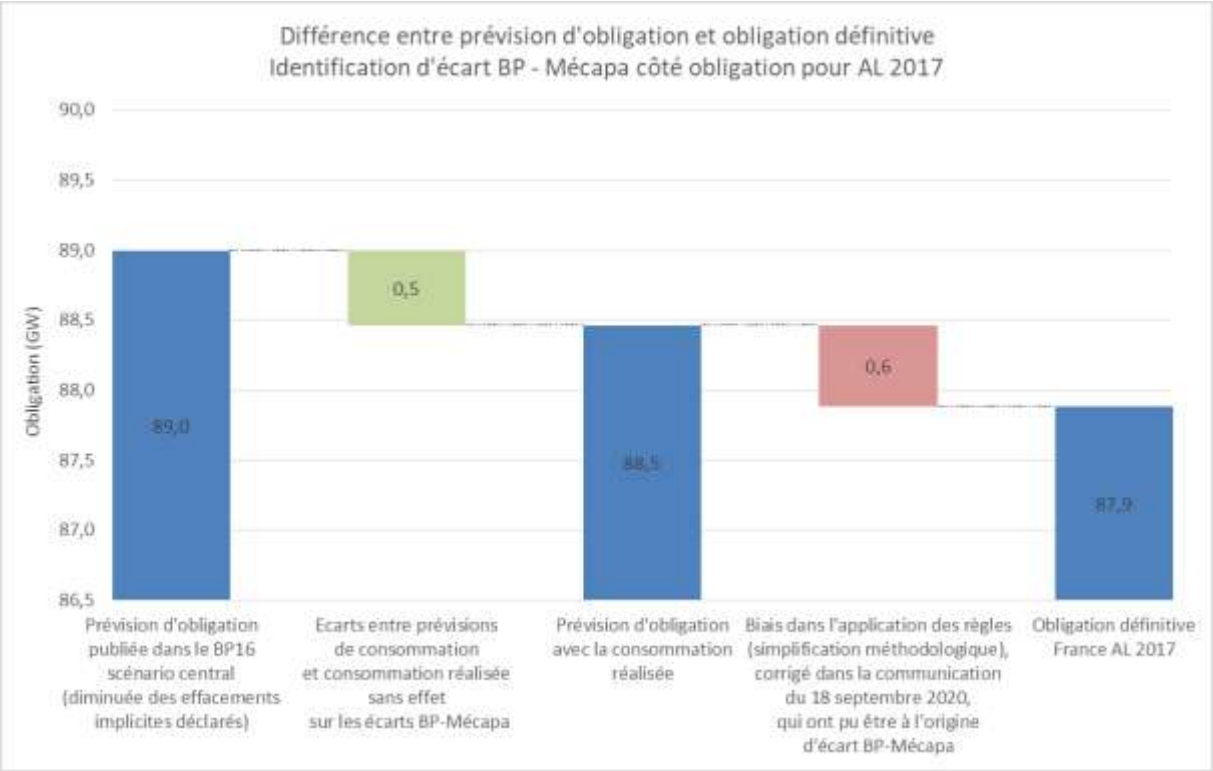


Figure 3 – Ecarts entre la prévision d'obligation de RTE et l'obligation définitive pour l'année de livraison 2017

Les simplifications méthodologiques conduisant à une légère sur-estimation des prévisions de puissance de référence peuvent être perçues comme ayant pour effet de réduire l'écart entre le diagnostic du Bilan prévisionnel et l'équilibre sur le marché de capacité (compensant l'effet de sur-estimation de la disponibilité par les exploitants de capacité). Cependant, ces simplifications et donc cette sur-estimation ont eu pour effet de sous-estimer le coefficient de sécurité lors du paramétrage du mécanisme de capacité (voir encart sur la méthodologie de calcul du coefficient de sécurité). L'ensemble de l'écart entre prévision d'obligation et obligation définitive n'est cependant pas de nature à modifier le coefficient de sécurité qui induit un écart entre le diagnostic du Bilan Prévisionnel et celui du Mécanisme de capacité. Outre les écarts entre prévisions de consommation et consommation réalisée (500 MW), la différence de traitement de l'autoproduction (300 MW) est également sans conséquence sur les écarts BP-Mécapa puisqu'il s'agit d'une convention d'affectation de l'autoconsommation côté demande ou production.

Finalement, seul l'écart dans l'application du calcul du gradient a conduit, une fois l'année de livraison passée, à une obligation de capacité définitive légèrement inférieure (300 MW) à ce qu'elle devrait théoriquement être du fait de la légère sous-estimation du coefficient de sécurité. Cet impact est limité et plus faible que l'approximation du coefficient de sécurité à deux décimales[12].

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

Le coefficient de sécurité permet d'assurer que le mécanisme de capacité vise le niveau de sécurité défini par les pouvoirs publics (une espérance de défaillance de 3 heures par an), ni plus ni moins. Il doit garantir que le système électrique assure un niveau de sécurité d'approvisionnement conforme au critère public (dans la situation, volume de certificats en circulation égal à l'obligation des acteurs

obligés). Afin d'assurer cette cohérence, le calcul du coefficient de sécurité se fait selon les étapes ci-dessous :

- Estimation de la puissance de référence théorique correspondant au scénario de consommation de référence du Bilan prévisionnel. Cette puissance de référence est calculée en appliquant une méthodologie reflétant, autant que possible, les règles du mécanisme de capacité (mais avec certaines simplifications nécessaires, décrites en partie 4.4).

- Estimation du nombre théorique de certificats de capacité correspondant à la disponibilité des capacités installées en France du scénario de référence et à la contribution des interconnexions, après « équilibrage à 3 heures ». Ce scénario de référence « équilibré à 3 heures » correspond au scénario de référence du Bilan Prévisionnel avec ajout ou suppression fictive de certains moyens de pointe en France pour assurer le niveau de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics. Cette estimation du volume de certificat est réalisée en simulant l'application des règles sur les différentes capacités/filières (avec certaines simplifications nécessaires liées à des écarts entre la granularité de modélisation utilisée par le Bilan prévisionnel et la granularité des règles du mécanisme de capacité[11]).

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

- Calcul du coefficient de sécurité permettant assurer l'équilibre obligation-certification

Le coefficient de sécurité est calculé comme le rapport entre (i) le niveau de certification total du parc dans le scénario de référence après « équilibrage à 3 heures » (certificats correspondant à la disponibilité des capacités installées en France et de la contribution des interconnexions) et (ii) la puissance de référence théorique estimée dans le scénario de référence.

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

En amont de l'ouverture des échanges pour chaque année de livraison, RTE définit les paramètres techniques du mécanisme de capacité (coefficients filières, contribution transfrontalière, coefficient de sécurité, abaques pour tenir compte des contraintes de stock, température extrême, …) qui permettent le calcul de l'obligation de capacité et des niveaux de certification des capacités. Ces paramètres sont établis pour assurer l'équivalence théorique entre un système électrique respectant le critère public de sécurité d'approvisionnement et un équilibre parfait entre obligation et garanties sur le mécanisme de capacité. En particulier, le coefficient de sécurité constitue le paramètre de bouclage permettant cette équivalence[12].

Afin d'apporter de la visibilité aux acteurs du mécanisme (acteurs obligés et exploitants de capacité), le choix a été fait lors de la conception du mécanisme de capacité de fixer les paramètres concernant une année de livraison lors de l'ouverture des échanges sur cette année de livraison et de maintenir ces paramètres figés, quelles que soient les évolutions du système électrique qui pourraient re-questionner la justesse technique de ces paramètres. Ce choix permet d'éviter aux acteurs un risque

[11] Comme la prise en compte de la fiabilité réelle des capacités (voir partie 4.3)

[12] Le coefficient de sécurité est défini avec deux décimales, ce qui signifie que cette équivalence est approximative à quelques centaines de MW près (0,01 de coefficient de sécurité équivaut à environ 1 GW).

sur l'équilibrage de leur portefeuille qui serait dû aux incertitudes sur les paramètres. Ceci a pour conséquence que des publications du Bilan Prévisionnel, dans lesquelles des hypothèses sont actualisées sur la base des meilleures informations à date, se succèdent sans réactualisation des paramètres d'une année de livraison, qui restent figés une fois les échanges de garanties de capacité ouverts.

RTE a reconstitué l'impact de ce biais sur l'équilibre du mécanisme de capacité à partir du Bilan Prévisionnel 2017[13], pour les premières années de livraison[14].

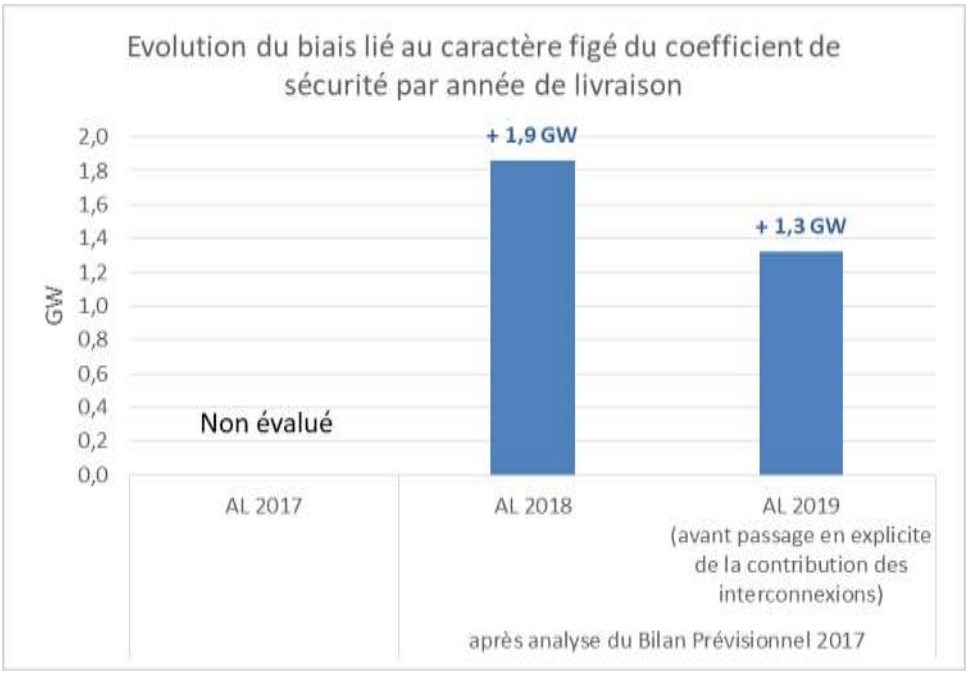


Figure 4 – Evolution du biais lié au caractère figé du coefficient de sécurité par année de livraison

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

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

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

[13] Le Bilan Prévisionnel 2017 ne portant pas sur l'année de livraison 2017 et le biais lié au caractère figé du coefficient de sécurité de l'année 2017 n'a pas pu être déterminé.
[14] Avant le passage en « explicite » de la contribution des interconnexions pour l'année de livraison 2019

- En « implicite »[15] (régime existant pour les années de livraison 2017 et 2018, puis pour les années 2019 et suivantes pour l'interconnexion avec la Suisse), les modifications de la contribution physique devraient conduire à modifier le coefficient de sécurité.
  Le caractère figé de ce coefficient de sécurité, alors que la contribution physique peut varier, entraîne un biais sur l'équilibre global du système électrique. Ainsi, la cohérence entre respect du critère de sécurité d'approvisionnement et équilibre entre obligation et certificats n'est plus assurée.
- En « explicite »[16] (régime en place depuis 2019), les modifications de la contribution physique devraient conduire à modifier le niveau de certification des interconnexions.
  Ce niveau est en pratique quasiment figé. En effet, les règles prévoient que la certification peut être inférieure (mais pas supérieure) à la contribution initialement calculée mais seulement si cette baisse provient d'une disponibilité des capacités d'échange inférieure à la contribution initialement calculée (et non des évolutions des parcs des pays voisins). Depuis la mise en place du modèle « explicite », la certification correspondant à la contribution des interconnexions (hors Suisse) dans le mécanisme de capacité s'avère systématiquement égale à la contribution initialement calculée lors de l'ouverture des échanges, alors que la contribution physique varie[17] [18].

Depuis la prise en compte des interconnexions de façon explicite, RTE publie la contribution transfrontalière par pays pour chaque année de livraison, même avant l'ouverture des échanges de l'année de livraison et la valeur est réactualisée au moment de l'ouverture des échanges, sur la base de la meilleure vision à date. Il est ainsi possible d'évaluer l'ampleur des variations de la contribution des interconnexions, pour une même année de livraison.

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

[15] La prise en compte « implicite » de la contribution des interconnexions dans le mécanisme de capacité signifie que la contribution transfrontalière est prise en compte via un abattement de l'obligation portée par les fournisseurs par le coefficient de sécurité.
[16] La prise en compte explicite » de la contribution des interconnexions dans le mécanisme de capacité signifie que les interconnexions (ou les moyens de production situés à l'étranger) se voient attribuer des garanties de capacité, valorisables sur le marché.
[17] Si RTE a initialement certifié la participation des interconnexions avec l'Espagne pour l'année de livraison 2020 à 2000 MW, alors que la contribution était estimée à 2200 MW, un rééquilibrage à la hausse (conduisant à la valeur de 2200 MW) a été opéré pour tenir compte d'une disponibilité des capacités in fine plus importante qu'anticipée.
[18] Une exception a été demandée par la CRE pour l'AL 2021, dans sa délibération n°2020-22, pour tenir compte de l'avancée du projet IFA2, conduisant à ajouter 400 MW.

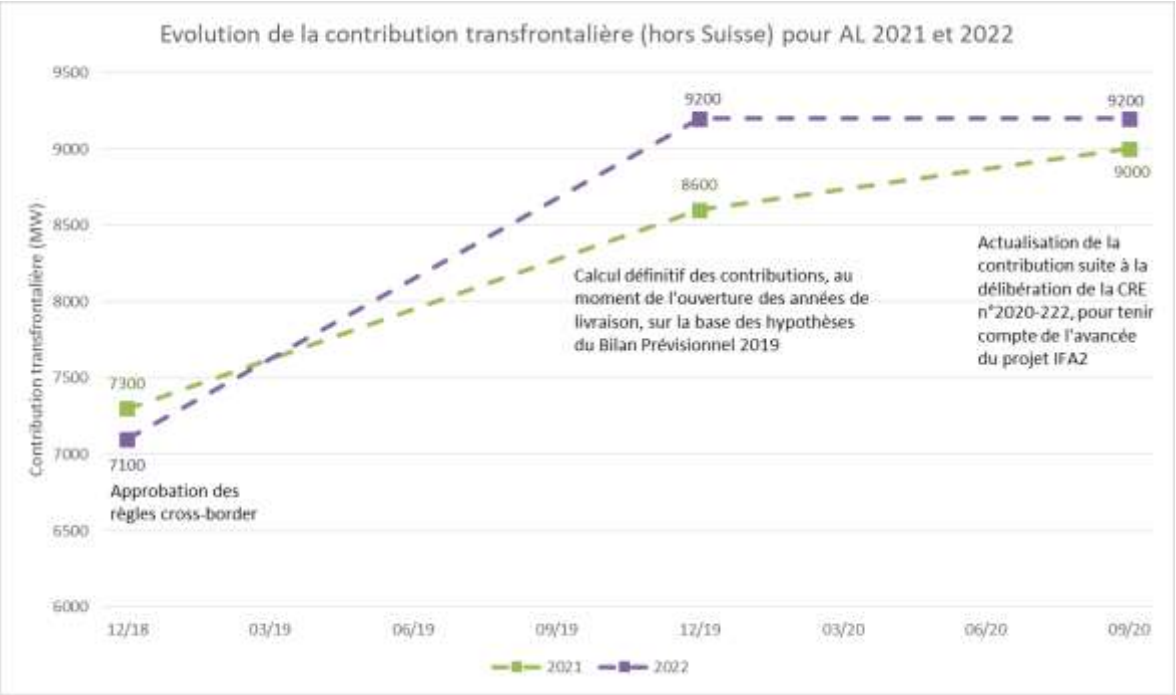


Figure 5 – Evolution de la contribution des interconnexions pour AL 2021 et 2022

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

4.6 En synthèse, des écarts entre le diagnostic du Bilan Prévisionnel et l'équilibre sur le marché de capacité qui proviennent pour l'essentiel de la surestimation de la disponibilité par les exploitants de capacité

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

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

Les figures 6 et 7 présentent la décomposition des écarts à date du 1er janvier 2018 et portant sur l'année de livraison 2018.

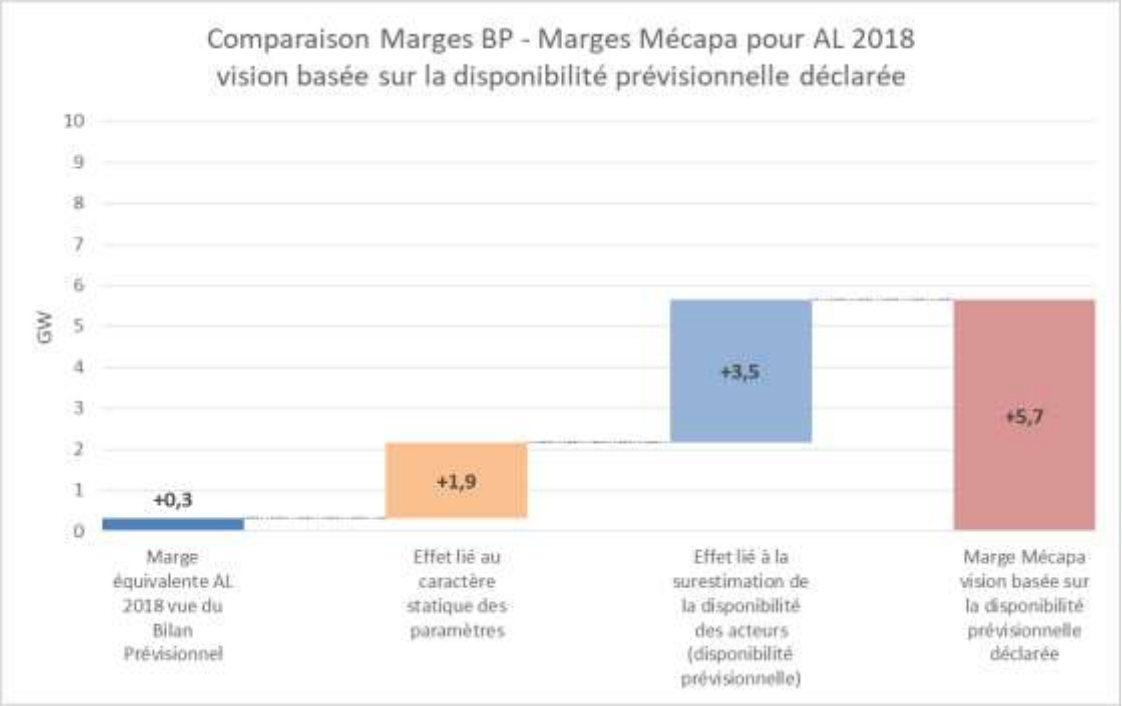


Figure 6 - Explication de l'écart entre les marges vues du BP et vues du mécanisme de capacité pour l'année de livraison 2018 – vision basée sur la disponibilité prévisionnelle déclarée

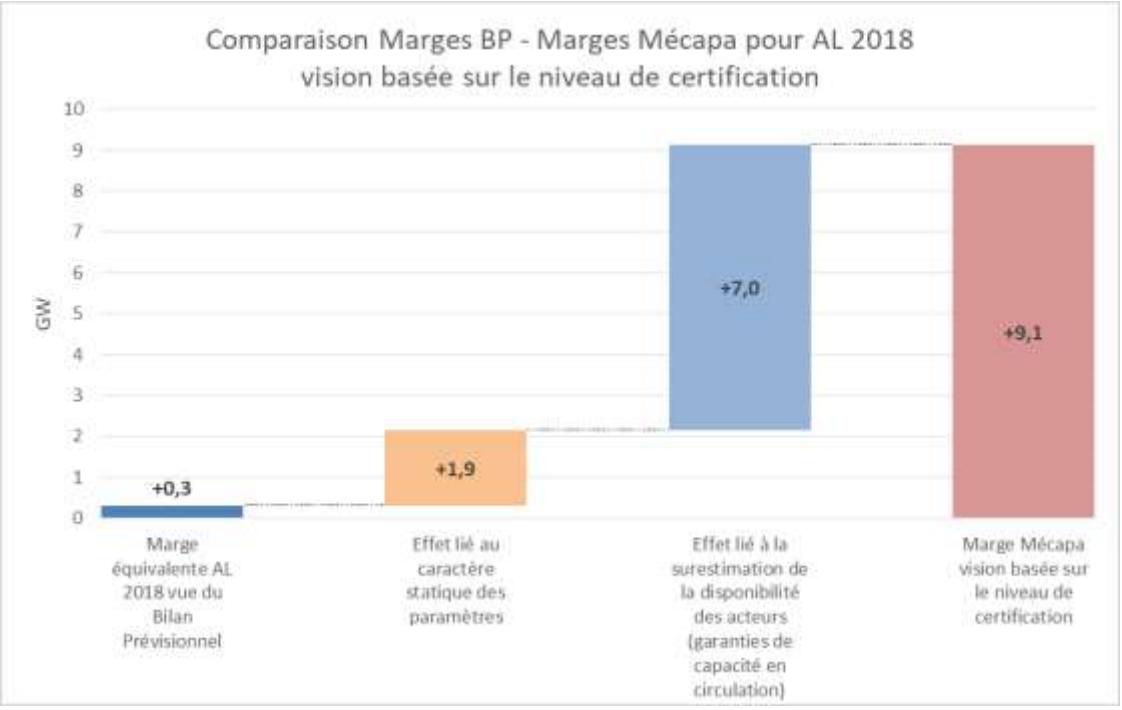


Figure 7 - Explication de l'écart entre les marges vues du BP et vues du mécanisme de capacité pour l'année de livraison 2018 – vision basée sur le niveau de certification