

Concertation des règles V4 du mécanisme de capacité

4ème Groupe de travail – 15/09/2021

Ordre du jour

1. **AMÉLIORATION DE L'OBSERVABILITÉ DES CAPACITÉS VALORISÉES / FIABILITÉ (45')**

2. **SIMPLIFICATION DU VOLET CERTIFICATION (1H)**
    1. Révision des modalités d'application du tunnel de certification
    2. Suppression des frais incitatifs hors rééquilibrage

3. **DÉCLINAISON DES LIMITES D'ÉMISSIONS CO2 (45')**

4. **PRÉVISIONS D'OBLIGATION FRANCE (30')**



1

Amélioration de l’observabilité des capacités valorisées

Rappels des échanges du GT2 (16/06)

- Le chapitre 7 du Retour d'expérience sur le fonctionnement du mécanisme de capacité a mis en évidence que 2,5 à 3,5 GW de puissance valorisée dans le calcul du NCE n'ont pas été observés, c'est-à-dire non activés sur des jours PP2, sur les années de livraison 2017 à 2019.

- Afin de répondre à cet enjeu et renforcer la robustesse du mécanisme, RTE avait proposé lors du GT2 de ne plus se reposer sur les tests d'activation pour assurer l'observabilité exhaustive des capacités (dans la mesure où ils n'ont pas prouvé leur efficacité dans le cadre du REX), mais de modifier à la place le calcul du NCE pour ne plus valoriser la puissance disponible collectée d'une EDC au-delà du maximum de puissance réalisée au moins une fois sur l'année de livraison.
- Concrètement, cette proposition prévoyait que les acteurs activent leurs EDC au moins une fois sur un pas PP2 à la puissance maximale valorisée.

- Suite à cette présentation, des acteurs ont remonté un certain nombre de difficultés :
  - Il est difficile d'anticiper le maximum de puissance collecté (disponibilité variable, ajout de sites…) ;
  - Il est complexe opérationnellement de piloter l'activation des entités, en particulier lorsqu'il s'agit de capacités sur le MA (dont les activations sont réalisées par le Dispatching) et lorsque plusieurs entités sont liées à une même EDC ;
  - Les capacités engagées pour réaliser des services système n'ont pas forcément la possibilité de réaliser leur puissance disponible sur un pas PP2.

Suites du GT2 (16/06)

- Sur la base de ces retours, RTE a réalisé des analyses complémentaires, et a noté des points qui se révèlent bloquants pour la mise en place d'une telle proposition dans le cadre du fonctionnement actuel du mécanisme :
  - Pour les capacités de production : en fonction du bouclage réalisé en J-1, il est possible d'effectuer des ajustements à la baisse lors des jours PP2, ne permettant pas aux acteurs de réaliser leurs activations à la puissance maximale valorisée.
  - Pour les capacités d'effacement : en fonction des besoins sur le mécanisme d'ajustement, des risques existent que les EDA ne soient pas activées lorsque la puissance maximale est proposée.

- Ainsi, afin d'améliorer l'observabilité des capacités valorisées sur le mécanisme de capacité, RTE propose de reformuler l'objectif initial découlant de l'article 7.9.4.1 *« A l'issue de la Période Livraison, toutes les Puissances Activables des EDC auront été activées au moins une fois par le dispositif de contrôle par test d'activation, ou par un autre dispositif. ».*
  - ➢ **Objectif : s'assurer que toutes les entités constituant les EDC** (Entités d'Ajustement, Entités d'Effacement et Sites non liés) **soient sollicitées au moins une fois par AL.**

- En termes de volumétrie, il ne serait pas envisageable que l'ensemble de ces entités soient sollicitées sur des tests d'activation. Ainsi, les sollicitations pourront être autant des activations naturelles que des tests d'activation.
- Ainsi, RTE propose finalement d'instruire dans le cadre de la concertation des règles V4 : i) des adaptations des modalités des tests d'activation qui permettraient d'observer toutes les entités et ii) des modifications dans le calcul du NCE afin de répercuter au plus juste le contrôle du réalisé des activations.

Révision des modalités des tests d'activation

Le chapitre 7 du REX a montré que les volumes non-observés sur des jours PP2 se sont décomposés comme suit :

- 500 MW contractualisés dans le cadre des services système
- Entre 350 MW et 1100 MW qui ne pouvaient pas être testés en raison de la contrainte de 3 tests/EDC/AL
- Entre 1,5 GW et 1,8 GW qui n'ont pas été testés du fait de la mise en œuvre progressive des tests d'activation

Concernant les capacités contractualisées dans le cadre des services système, RTE souligne que ces dernières sont déjà observées et que leurs engagements sont déjà vérifiés dans le cadre du dispositif SSyF. D'ailleurs, pour rappel, il est prévu à l'article 7.9.4.3.3 que la demi-bande programmée sur les SSyF peut être testée conformément aux articles 14.2.3.1.3 et 14.2.2.3.3 des règles SSyF.

Proposition RTE : supprimer la contrainte des 3 tests/EDC/AL, pour la remplacer par un maximum de 3 tests/Entité*/AL afin de permettre l'activation de toutes les entités liées à une même EDC.
*Dans les règles, une Entité est soit une Entité d'Ajustement (EDA), une Entité d'Effacement (EDE), ou une Entité de Certification (EDC) pour les sites non liés.

Axe d'amélioration : poursuivre le développement et la mise en œuvre des tests d'activation, notamment pour tester les entités qui ne sont pas sollicitées ou pas à hauteur des puissances disponibles collectées.

Prise en compte des activations dans le NCE

- Que les sollicitations soient des activations naturelles, ou des tests d'activation, l'objectif poursuivi est d'observer l'ensemble des capacités. Ainsi, RTE propose de répercuter de façon équivalente les volumes non-observés lors de ces sollicitations dans le calcul du NCE.
  - ➢ **Objectif : calculer un coefficient d'abattement comme la moyenne du niveau des activations par rapport à la moyenne du niveau des sollicitations (activations naturelles ou tests d'activation).**

Proposition RTE : en pratique, les modalités de prise en compte dans le calcul du NCE des résultats de toutes les sollicitations seraient uniformisées via la modification de la définition du coefficient AjuTest,PuissanceActivableRésiduelle (article 7.9.4.6). Cette mesure pourrait s'appliquer à partir **d'AL 2023.**

➔ Calcul du niveau moyen des activations par rapport au niveau moyen attendu lorsque la capacité est sollicitée.
  - ➔ Pour éviter les sur-activations, chaque rapport P réalisée / P attendue, calculé sur chaque pas PP2 et pour chaque agrégat, serait plafonné à 1,2.
  - ➔ Par souci de représentativité de chaque activation, la moyenne des rapports P réalisée / P attendue sur tous les pas PP2 de l'AL serait pondérée par la P attendue :
    AjuTest,PuissanceActivableRésiduelle = min (somme (rapport * P attendue) / somme (P attendue) ; 1)

➔ Prise en compte du coefficient dans le calcul du NCE (article B.4.2.5) de façon inchangée pour garder l'esprit du calcul et s'appliquer sur tous les pas PP2 :
  - ➔ PuissanceDisponibleContrôlée = Réalisé + AjuContrôle,PuissanceDisponibleRésiduelle * PuissanceRésiduelle

Prise en compte des activations dans le NCE

➔ Exemple numérique pour une EDC constituée d'1 seule entité sur 3 pas PP2 :

	Pas 1	Pas 2	Pas 3
Puissance disponible collectée	100		
Puissance attendue / sollicitée	0	100	
Puissance réalisée	0	100	50

				Coefficient AjuTest,PuissanceActivable
Puissance réalisée / puissance attendue	**-**	**1**	**0,5**	**0,75**

Puissance résiduelle	**(100-0)*0,75 = 75**	(100-100)*0,75 = 0	(100-100)*0,75 = 0
Puissance contrôlée	**75**	**100**	**50**

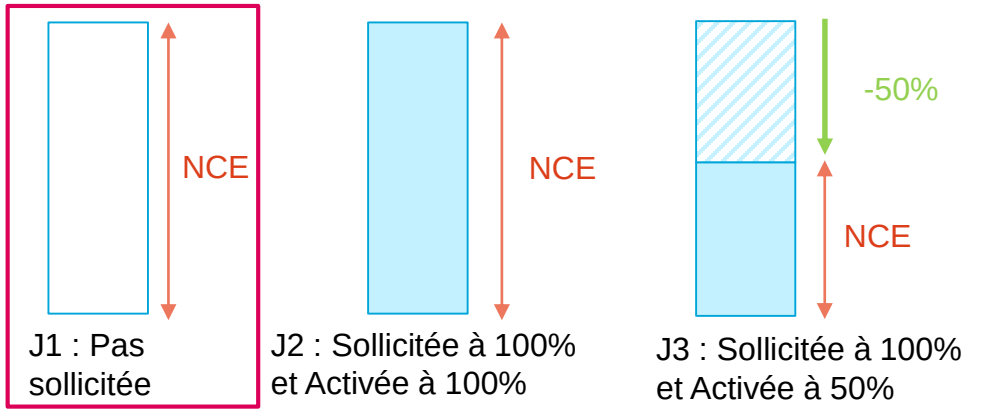
➔ Lorsque la capacité n'est pas sollicitée ou sollicitée partiellement, la puissance résiduelle est abattue à hauteur de son espérance d'activation / moyenne d'observabilité.

➔ Lorsque la capacité est sollicitée à sa puissance maximale disponible, la puissance valorisée est la puissance réalisée / observée.

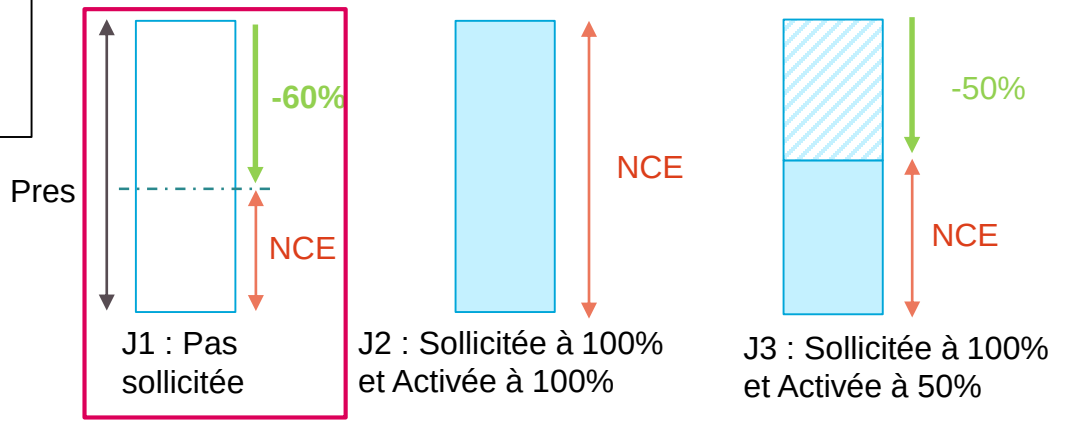
Prise en compte des activations dans le NCE

➔ Illustration graphique pour une EDC constituée d'1 seule entité sur 3 pas PP2 :

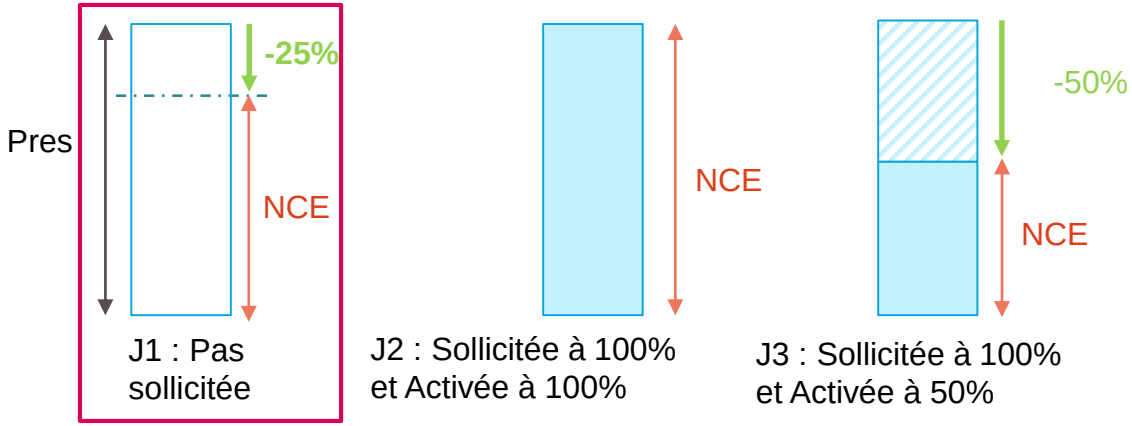
Aujourd'hui



Si l'activation ratée est **une activation naturelle** , seul le pas concerné est pénalisé



Si l'activation ratée est **un test d'activation**, la puissance résiduelle est abattue de 60% sur tous les pas PP2



Proposition RTE : Moyenne des activations lorsqu'il y a une sollicitation (activation naturelle ou test d'activation) est de 75%

➔ On considère alors que tout MW non-activé et donc que tout MW résiduel a une probabilité de 75% de s'activer si besoin. Cela se traduit par la multiplication de la puissance résiduelle (Pres) par le coefficient de 75%.

Synthèse et perspectives pour la suite

1. Ces nouvelles modalités des tests d'activation **permettent d'améliorer l'observabilité des capacités valorisées** sur le mécanisme de capacité, car cela permet de s'assurer que toutes les capacités seront activées au moins 1 fois par année de livraison.
   i. En revanche, il ne sera pas possible à ce stade d'assurer que les activations seront réalisées à la puissance maximale valorisée sur le mécanisme de capacité pour une année de livraison.

2. Ces nouvelles modalités de calcul du coefficient AjuTest,PuissanceActivableRésiduelle **permettent d'améliorer la prise en compte de l'observabilité et la fiabilité dans le calcul du niveau de capacité effectif**, notamment en supprimant les biais existant entre une activation naturelle sur un jour PP2 (très peu de pénalisation) et un test d'activation (très forte pénalisation).
   i. En revanche, dans cette proposition, il restera à instruire à plus long terme l'ajout d'un coefficient prenant en compte la probabilité de refus d'un ordre d'activation sur le MA.



2

Simplification du volet certification

1

Révision des modalités d’application du tunnel de certification

Rappel sur le tunnel de certification

La Commission européenne a autorisé le mécanisme de capacité français pour une durée de 10 ans, par sa décision du 8 novembre 2016. Cette autorisation a été octroyée sous plusieurs conditions, notamment celle de mettre en place « un tunnel de certification » afin d'encadrer le volume de certification des acteurs et ainsi d'éviter tout risque d'abus de pouvoir de marché.

Dans le cadre du mécanisme de capacité, le volume de garanties de capacité demandé par l'exploitant de capacité et attribué par RTE doit donc être compatible avec un tunnel de certification.
Ce tunnel de certification est défini pour chaque filière (article 2.3.2 des Règles), autour des valeurs de référence historiques (voir « Figure 9 issue de la décision de la Commission). Il définit une plage d'acceptabilité pour les demandes de certification des exploitants de capacité.

Toute demande de certification en dehors du tunnel de certification doit faire l'objet d'une procédure de dérogation auprès de RTE, simultanément à la demande de certification (article 2.3.2 des Règles).

Figure 9: illustration du tunnel de certification



Cadre réglementaire de révision du tunnel de certification

Le Tunnel de certification a donc été mis en place dans le but de développer un cadre permettant aux acteurs de se développer sans subir le risque d'un abus de pouvoir de marché.

Problématique : Comme vu dans le chapitre 8 du REX sur le fonctionnement du mécanisme de capacité, l'introduction du tunnel de certification dans le processus de certification impose une contrainte technique et administrative importante et qui s'applique à tous les acteurs, indépendamment de leur taille.

Or la situation sur le marché est différente en fonction des acteurs :

- L'acteur historique et les plus gros acteurs peuvent effectivement disposer d'une situation dominante de par la taille de leurs portefeuilles ;
- Cependant, les plus petits acteurs ne disposent en pratique d'aucun pouvoir de marché, au regard de la taille de leurs installations et des montants mis en jeu, mais se voient tout de même soumis à la même contrainte.

Analyse juridique : Cette différence de situation permet de justifier qu'un traitement juridique différent puisse être mis en place en fonction de la taille des acteurs tant que les quatre principes suivants sont respectés : (i) l'existence du tunnel ; (ii) le maintien du système de dérogation ; (iii) un droit de regard de la CRE ; (iv) RTE doit mettre en place un critère transparent et objectif pour distinguer le traitement à appliquer en fonction des acteurs.

Proposition de révision du tunnel de certification

Proposition RTE : pour les plus petits acteurs, ne disposant en pratique d'aucun pouvoir de marché, le processus actuel d'acceptation explicite des demandes de dérogation, après étude par RTE de ces dernières et échanges avec les acteurs, serait remplacé par une acceptation implicite après dépôt du dossier de dérogation.

RTE propose d'objectiver le pouvoir de marché d'un acteur en fonction de la taille du portefeuille du RPC auquel il est rattaché, à partir du dernier calcul de NCE estimé **:**

- Pour un RPC dont NCE < SeuilDérogation, en cas de sortie du tunnel de certification, la demande de dérogation sera acceptée implicitement par RTE et transmise à la CRE.
- Pour un RPC dont NCE > SeuilDérogation, en cas de sortie du tunnel de certification, la demande de dérogation sera analysée par RTE, acceptée explicitement le cas échéant, et transmise à la CRE.

RTE propose un SeuilDérogation à **1 GW** qui permettrait de **réduire de 75% le nombre de RPC** toujours concernés par l'acceptation explicite des demandes de dérogation ainsi que de **réduire d'environ 50% le nombre de dérogations** à traiter par RTE.

➔ RTE propose d'appliquer cette simplification du processus de certification dès l'entrée en vigueur des règles V4 et ainsi, pour toutes les demandes de certification/rééquilibrage reçues à partir de cette date (indépendamment de l'année de livraison concernée).

Déclinaison sur le processus de certification

Le titulaire d'EDC dépose une demande de certification pour une EDC

Le GR traite la demande, vérifie que toutes les pièces justificatives sont présentes* et calcule le tunnel de certification (*les pièces justificatives demandées ne sont pas modifiées pour cette évolution)

En cas de sortie du tunnel, le GR informe l'acteur que sa demande de certification est hors tunnel et qu'il doit joindre une demande de dérogation

Si pas de sortie du tunnel

Si NCE_{RPC} > *SeuilDérogations*, RTE analyse la demande de dérogation dans les délais prévus actuellement **(2 mois)**

Si NCE_{RPC} < *SeuilDérogations*, alors la demande de dérogation est acceptée tacitement

Modification découlant de la proposition RTE

RTE envoie un courrier motivé d'acceptation ou de refus

RTE transmet toutes les demande de dérogation à la demande de la CRE

Fin

2

Suppression des frais incitatifs hors rééquilibrage

Rappels

*Tous les sites de production ont l'**obligation** légale de se certifier, et les sites d'**effacement** en ont la possibilité, selon les délais prévus dans les Règles. Pour éviter les certifications hors délai, des **frais de certification tardive** ont été introduits. En outre, parmi les certifications reçues, RTE a constaté des configurations considérées non conformes par les Règles, dues soit à une absence de certification, soit à une certification non conforme. Des **frais de certification non conforme** ont alors été ajoutés aux frais de certification tardive.*

	Certification tardive (après la date limite, dont ajout de sites d'effacement en cours d'AL)	**Certification non conforme** (sites certifiés dans une configuration non conforme)
Effacement	$PrixUnitaire_{SitesNon-Certifés}(Date\ de\ transmission\ de\ la\ demande) = PREC_{AL} \times K_{SitesNon-Certifiés,Demande}(Date\ de\ transmission\ de\ la\ demande)$	$Frais_{SitesNoncertifiés} = \sum_{Sites\ soumis\ à\ l'application\ de\ frais} k_{AL} \times PREC_{AL} \times NCE_{eq,Site}$
Production	$Frais_{SitesNoncertifiés} = \sum_{Sites\ soumis\ à\ l'application\ de\ frais} k_{AL} \times PREC_{AL} \times NCE_{eq,Site}$	

➔ Le chapitre 8 du REX sur le fonctionnement du mécanisme de capacité a montré, sur la base de l'expérience des règlements financiers de l'AL 2017, que ces frais ont contribué à la complexité et la lourdeur opérationnelle du volet certification, sans apporter de réel gain pour le fonctionnement du mécanisme de capacité.

Suppression des frais de certification non conforme

La proposition de suppression des **frais de certification non conforme** avait été plébiscitée par les acteurs dans les retours à l'appel à contribution.

En effet, RTE et les acteurs partagent que les cas de certification non conforme rencontrés étaient finalement dus à un besoin d'accompagnement sur la gestion des périmètres des acteurs ainsi qu'à des difficultés d'interprétation des règles.

Ainsi, c'est la mise en place par RTE d'un module permettant de contrôler la cohérence des périmètres des EDA, EDE et EDC *(tout site constitutif d'une EDA/EDE liée à une EDC doit être certifié dans l'EDC correspondante)* qui a réellement permis de faire diminuer le nombre de certifications non conformes.

De plus, si le Titulaire de l'EDC/ le RPC ne corrige pas une configuration non conforme due à une certification non conforme, dans les délais prévus à l'article 7.8.2, le Niveau de Certification Effectif de l'EDC, ou de l'agrégat le cas échéant, est dégradé en conséquence, ce qui constitue une incitation efficace à la correction d'une certification non conforme.

Proposition RTE : ces modalités de traitement des certifications non conformes (pédagogie appuyée sur le module de contrôle, et impact du calcul du NCE) ne justifiant plus le besoin de disposer de frais incitatifs supplémentaires, RTE propose donc de supprimer les $Frais_{SitesNonConformes}$ dès l'approbation des règles v4 (dans les Règles : articles 4.4.8, 4.5.8, 7.8.2 et C.5.2.1)

Suppression des frais de certification tardive

La proposition de suppression des **frais de certification tardive** avait généré davantage d'interrogations chez certains acteurs dans les retours à l'appel à contribution qui avaient souligné l'importance de s'assurer que cela ne nuise pas au bon fonctionnement du mécanisme.

- **Concernant les sites d'effacement :**

  - Les certifications tardives traitées jusqu'à maintenant sur des sites d'effacement ont servi à régulariser des configurations non conformes dues à l'absence de certification de ces sites, mais n'ont pas amené à une valorisation supplémentaire au niveau du NCC. De la même façon que précédemment, c'est la mise en place par RTE du module de contrôle qui a réellement permis de faire diminuer le nombre de ces certifications tardives.

  - Les frais de certification tardive n'ajoutent pas réellement de bénéfice pour le bon fonctionnement du marché, dans la mesure où les opérateurs d'effacement ont déjà une incitation suffisante à se certifier dans les délais réglementaires (avant le 31/10/AL-1) afin de valoriser leurs garanties de capacité sur l'enchère de décembre AL-1 (fixant le PREC).

  - Au contraire, pour répondre à des enjeux de sécurité d'approvisionnement, les règles Covid approuvées en septembre 2020 ont prévu la suppression des frais de certification tardive pour les AL 2020 et 2021 afin de permettre l'émergence de nouvelles capacités d'effacement, notamment en cours d'AL.

Suppression des frais de certification tardive

❖ **Concernant les sites de production :**

- Les premières années de fonctionnement du mécanisme ne sont pas représentatives car ont été caractérisées par un grand nombre de certifications à réaliser dans des délais très contraints, ce qui a pu amener à collectivement dépasser les délais prévus par les Règles pour des raisons opérationnelles.

- Après analyse des certifications de production reçues en 2020 pour les AL 2017 à 2023 *(seule l'AL 2024 était ouverte à la certification pour les capacités existantes),* il apparait que de rares EDC ont été certifiées en retard par oubli ou manque de connaissance du mécanisme, ce qui plaiderait plutôt pour un accompagnement de la part des Gestionnaires de Réseau pour la bonne certification de ces capacités.

- A l'instar des opérateurs d'effacement, les exploitants ont la même incitation forte à se certifier dans les délais réglementaires pour valoriser leurs garanties dès que possible. Par ailleurs, il est également prévu dans les Règles à l'article 7.4.1 que les Gestionnaires de Réseau vérifient la bonne certification des capacités raccordées à leur réseau et en informent la CRE le cas échéant.

Proposition RTE : au vu i) du nombre concerné, ii) des raisons pouvant amener à quelques retards exceptionnels et iii) des autres incitations prévues par ailleurs, les frais de certification tardive ne semblent pas avoir un réel impact pour prévenir les manipulations de marché à la hauteur de la complexité introduite. RTE propose donc de supprimer les $Frais_{SitesNoncertifiés}$ dès l'approbation des règles v4 (dans les Règles : articles 7.4, C.5.2.1 et C.5.2.3.2).



3

Déclinaison des limites d’émission de CO2

Rappel du cadre réglementaire

Les retours de l'appel à contribution ont été majoritairement favorables au fait de décliner les exigences du Règlement 2019/943 « Electricité », transposées par l'article L.335-2 (3) du code de l'énergie :

> *« Une installation de production dont la production commerciale a débuté après le 4 juillet 2019 et qui émet plus de 550 g de CO2 issu de carburant fossile par kWh d'électricité ne peut voir sa disponibilité et son caractère effectif certifiés pour des années de livraison postérieures à 2019.*
>
> *Une installation de production dont la production commerciale a débuté avant le 4 juillet 2019 et qui émet plus de 550g de CO2 issu de carburant fossile par kWh d'électricité et plus de 350 kg de CO2 issu de carburant fossile en moyenne par an et par kWe installé ne peut voir sa disponibilité et son caractère effectif certifiés pour des années de livraison postérieures à 2024.*
>
> *Les modalités de calcul des émissions pour l'atteinte des plafonds prévus au précédent alinéa sont définies par décret ».*

En pratique, **la certification au titre des AL 2025 et postérieures ne sera donc possible que pour les capacités – qu'elles aient débuté leur production commerciale avant ou à compter du 4 juillet 2019 – respectant le(s) seuil(s) d'émission qui leur est/sont applicable(s)**.

Pour les AL précédant l'AL 2025, le respect du seuil d'émission ne conditionne la certification que des seules capacités ayant débuté leur production commerciale à compter du 4 juillet 2019.

RTE propose en conséquence d'inscrire dès aujourd'hui dans les règles les modalités de calcul et de mise en œuvre des limites d'émissions de CO2 applicables à toutes les capacités pour leur participation au mécanisme de capacité, bien que la plupart d'entre elles ne sera concernée par ces évolutions qu'à l'ouverture des certifications au titre de l'AL 2025 et des AL postérieures.

Pour identifier le régime applicable à un site, RTE propose de considérer que la production commerciale d'une installation débute à sa date de mise en exploitation (convention d'expl. définitive).

Méthodologie de calcul des émissions de CO2

Les retours de l'appel à contribution ont majoritairement recommandé l'utilisation de la méthodologie de calcul des émissions publiée par l'ACER dans son opinion n°22/2019 du 17 décembre 2019.

1 Calcul des émissions spécifiques à la capacité considérée, en gCO2/kWh *(applicable à toutes les capacités)*

si la capacité a débuté sa production commerciale avant le 4 juillet 2019 et émet > 550 gCO2/kWh

2 Calcul des émissions annuelles de la capacité considérée, en kgCO2/kW/an

A noter : ces calculs sont effectués à la maille de chaque site/unité. Lorsqu'ils sont inclus dans une EDC avec d'autres unités ne dépassant pas les seuils d'émission, les sites qui les dépassent devront ainsi en être isolés, sans quoi l'EDC ne pourra être certifiée par RTE.

Compte-tenu des retours des parties prenantes, RTE propose de calculer les émissions de CO2 pour la participation d'une capacité au mécanisme de capacité selon l'approche proposée par l'ACER, en l'adaptant au contexte français.

Présomption de conformité pour les capacités n'utilisant pas de combustibles fossiles

Compte tenu de la structure du parc de production français, RTE propose de décliner cette exigence réglementaire de façon pragmatique et d'appliquer une présomption de respect de ces valeurs limites aux capacités n'utilisant pas de combustibles fossiles, sur le modèle des dispositions applicables aux capacités candidates à l'AOLT (cf. article 2 de l'arrêté du 5 décembre 2019 définissant les critères d'émissions du dispositif de contractualisation pluriannuel).

Ces capacités sont exemptées des obligations ci-après.

➔ **RTE propose que ce principe de présomption soit inscrit dans le décret, les règles du mécanisme ainsi que le contrat de certification.**

Sont réputés respecter les valeurs limites :

1. **les moyens de production :**
   - **utilisant des sources d'énergies renouvelables** (au sens de l'art. L. 211-2 du code de l'énergie)
   - **nucléaires**
2. **les capacités d'effacement n'ayant pas recours à de l'autoproduction à partir d'installations de production thermique** (effacements gris)
3. **les capacités de stockage n'étant pas liées à un moyen de production ne respectant pas les valeurs limites**
4. **les interconnexions** (dans le cadre du modèle de participation transfrontalière simplifiée)

Régime déclaratif pour les capacités non-exemptées

En régime nominal (certification à partir d'AL 2025) et pour les capacités non-exemptées, RTE propose de mettre à disposition sur son Portail Services :

- un outil de calcul (tableur Excel) « clés en main » comprenant les formules de calcul prévues par l'ACER que l'exploitant doit compléter avec les données liées à son unité pour vérifier l'éligibilité de celle-ci à la certification ;
- un modèle de déclaration sur l'honneur à remplir par l'exploitant attestant de l'exactitude des informations renseignées dans l'outil de calcul.

1

$$Emissions\ spécifiques^{(gCO2/kWh)} = \frac{0{,}0036 \times (1 - CO2_{capt}) \sum f\ Sf \times FE_f}{Rend_{net}}$$

Terme	Donnée correspondante (en bleu : à remplir par l'expl.)
f	type de combustible
Sf	part du combustible *f* dans le combustible total
$CO2_{capt}$	part du CO2 capturé dans le CO2 émis annuellement
0,0036	facteur de conversion d'1 kWh en gigajoules
$Rend_{net}$	rendement net à capacité nominale de l'unité
FE_f	Le facteur d'émissions par défaut est la valeur normative correspondante issue de l'annexe de l'arrêté du 5 décembre 2019 définissant les critères d'émissions du dispositif de contractualisation pluriannuel (AOLT). Les exploitants des sites dont les émissions sont tracées dans l'EU ETS peuvent alternativement fournir la valeur d'émissions de CO2 annuelle (kgCO2) recensée dans le rapport annuel.

2

$$Emissions\ annuelles^{(kgCO2/kW)} = \frac{1}{N} \times \sum_{a=A-N}^{A-1} \frac{Emissions_{spé,y} \times prod_y}{capa_{inst,y}}$$

Terme	Donnée correspondante
A	année de certification de la capacité
N	nombre d'années considérées pour le calcul
$Emissions_{spé,y}$	résultat du calcul précédent pour l'année considérée
$prod_y$	production d'électricité durant l'année considérée (GWh)
$capa_{inst,y}$	puissance installée de l'unité (MW)

RTE propose d'inclure ces deux documents (accompagnés des pièces justificatives pertinentes) dans la liste des éléments constitutifs de la Demande de Certification que l'exploitant d'une capacité non-exemptée doit transmettre au gestionnaire de réseau, sous peine d'irrecevabilité de la demande.

Le GR a la possibilité de mener un audit ciblé en cas de doute sur le respect des valeurs limites.

Cas des certifications pour les AL 2020 à 2024

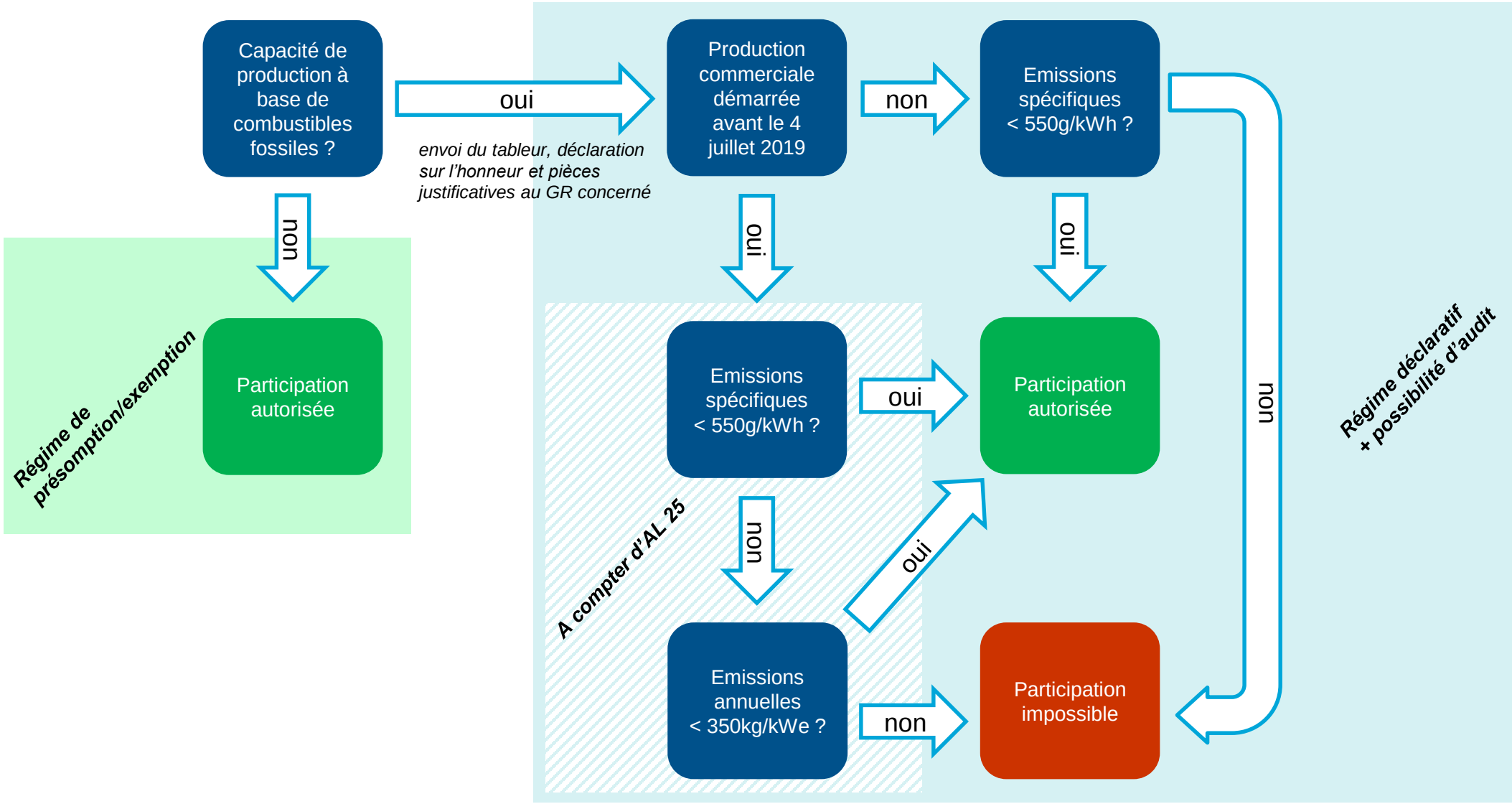
Pour les AL avant 2025, comme indiqué précédemment, le respect du seuil d'émission ne conditionne la certification que des seules capacités ayant débuté leur production commerciale à compter du 4 juillet 2019.

Afin d'appliquer rétroactivement ces évolutions aux autres AL, pour lesquelles la certification est achevée ou est en cours (i.e. 2020, 2021, 2022, 2023 et 2024), RTE contactera les exploitants concernés afin de les inviter à fournir les documents précités pour leurs capacités non-exemptées ayant débuté leur production commerciale à compter du 4 juillet 2019. Le tableur Excel ne comprendra que le calcul 1 (limite de 550gCO2/kWh).

Pour ces AL, les sites qui ne respecteraient pas les seuils d'émission pourront se rééquilibrer à zéro à titre gratuit dans les conditions prévues à l'article 7.6.3.3 et verront leur NCE abattu à zéro. S'ils ne fournissent pas lesdits documents, RTE abattra leur NCE à zéro.

Enfin, les capacités non-exemptées ayant débuté leur production commerciale à compter du 4 juillet 2019 qui n'ont pas déjà été certifiées pour les AL 2022, 2023 et 2024 devront fournir ces documents à l'appui de leur demande de certification.

Vue d'ensemble du contrôle des émissions de CO2





4

Prévisions d’obligation France

Contexte

- Depuis le début de la crise sanitaire, les acteurs ont exprimé un fort intérêt pour disposer d'éléments de transparence supplémentaires leur permettant d'apprécier l'équilibre global entre l'offre et la demande sur le marché de capacité, et ainsi juger du niveau de tension en amont des enchères organisées.

- Ainsi, suite au GT2 du 16/06, RTE a mis en ligne sur le Portail Services une note à visée pédagogique, listant les informations permettant de calculer la marge de capacité sur la base d'éléments publiés à la maille France :
  - Côté offre : le niveau total de capacité certifié est publié sur le Portail Services et mis à jour au fil de l'eau jusqu'en AL+1 (après traitement des demandes de rééquilibrage déposées avant le 15/01 AL+1).
  - Côté demande : les prévisions d'obligation de RTE et les pré-estimations agrégées des acteurs obligés sont publiées sur le Portail Services.

- Lors du dernier GT du 08/07, certains acteurs se sont donc exprimés sur ce dernier point, demandant de disposer d'indicateurs leur permettant de bénéficier de plus de mises à jour du côté demande.

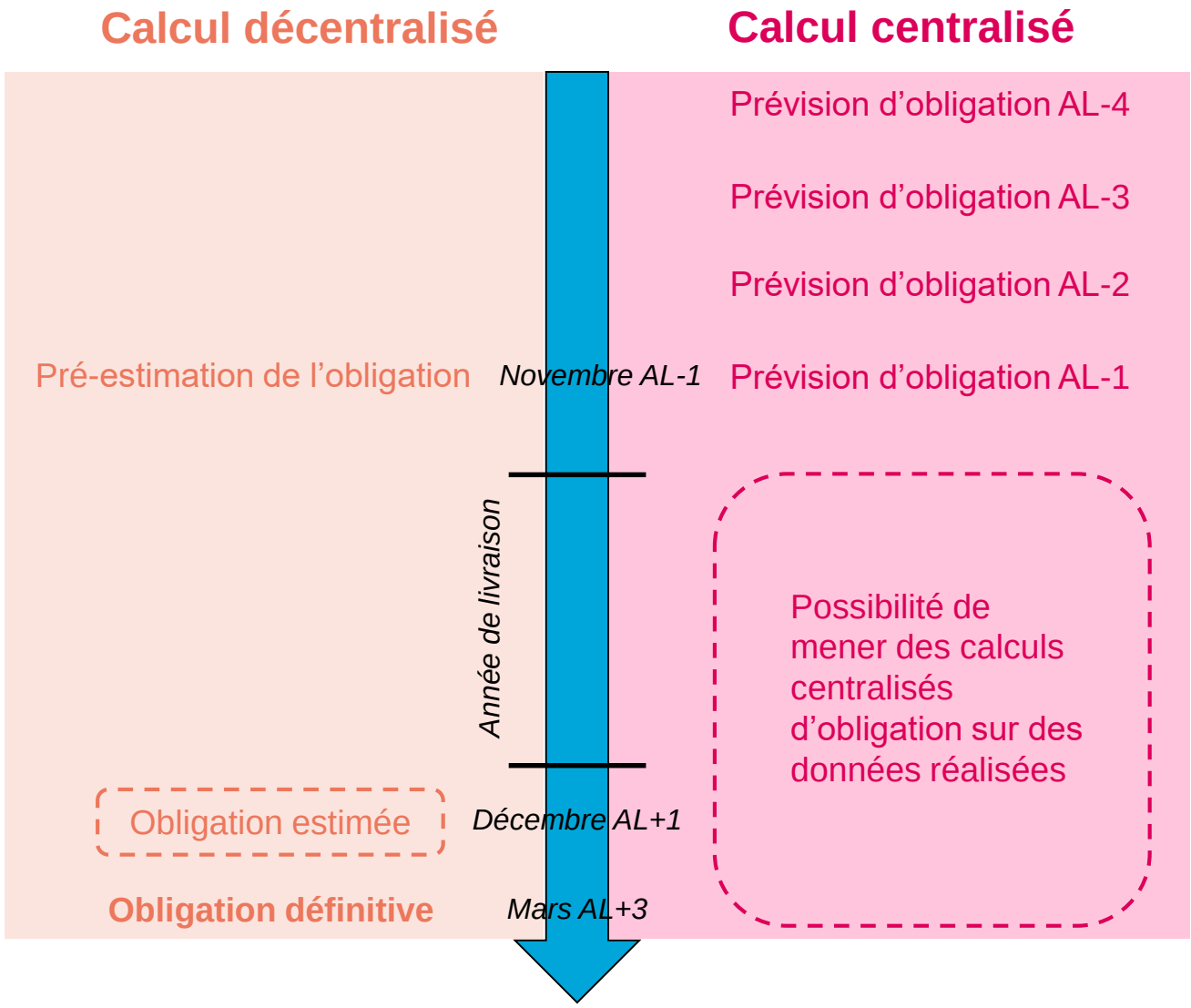
Obligation de capacité France : rappel des enjeux

- Il existe des calculs décentralisés (qui sont l'agrégation des obligations individuelles des acteurs) et des calculs centralisés (menés par RTE, à la maille France).

- Ces calculs diffèrent par leur méthode : les calculs centralisés essayent de représenter au mieux les règles du mécanisme de capacité s'appliquant à chaque acteur (consommation France considéré comme un unique site thermosensible) sans pour autant faire la somme des calculs individualisés par acteur.

- Aujourd'hui aucune visibilité n'est donnée aux acteurs sur le niveau d'obligation France entre novembre AL-1 (prévision d'obligation et pré-estimation des acteurs) et mars AL+3 (publication de l'obligation définitive).

- Puisqu'il existe des enchères en cours et après l'année de livraison, il existe une opportunité d'éclairer la situation du marché avec de nouvelles estimations d'obligation.



Différents calculs d'obligation réalisés dans le cadre du mécanisme de capacité

Méthode de calcul d'une obligation France centralisée, après l'année de livraison

- Suite aux demandes des acteurs, RTE propose une méthodologie qui diffère de celle utilisée pour les prévisions d'obligation (réalisées par RTE sur les données du BP, hors actions de maîtrise de la demande à la pointe) et qui permettrait aux acteurs d'effectuer des calculs centralisés d'obligation France ex post en utilisant :
  - La calculatrice Odeon (disponible à l'url : https://odeon.rte-france.com/) qui est mise à jour par RTE tous les ans en début AL+1 (au plus tard en juin AL+1) avec l'ajout des données de l'année AL (températures, et calendrier).

    Point d'attention : les résultats en sortie d'Odeon sont donnés par défaut avec un coefficient de sécurité de 0,93 ; en revanche, le fichier de résultats à télécharger donne la valeur également avec un coefficient de sécurité de 0,98.

  - La consommation réalisée France disponible sur Eco2Mix : les données les plus à jour sont à copier-coller dans la colonne G du fichier Excel à importer dans Odeon (consommations télérelevées pour les sites RPD thermosensibles (en MW)).

    Note : compte tenu de l'utilisation de la consommation réalisée, aucun retraitement sur les actions de maîtrise de la demande n'est à effectuer

- Comme indiqué au chapitre 4 du REX et lors du GT3 Mecapa (08/07), il existe des écarts méthodologiques entre un calcul décentralisé et un calcul centralisé de l'obligation. Ces analyses qui ont été poursuivies cet été permettent de confirmer que les biais identifiés à date vont dans le sens d'une sur-estimation de l'obligation centralisée par rapport au calcul décentralisé (ce-dernier est utilisé pour le calcul des écarts), en particulier :
  - Une partie de la thermosensibilité n'est pas prise en compte par les règles (de l'ordre de 300 MW en 2017 et 2018),
  - Il existe des écarts de périmètre liés à la différence de traitement de l'autoproduction (environ 300 MW en 2017).

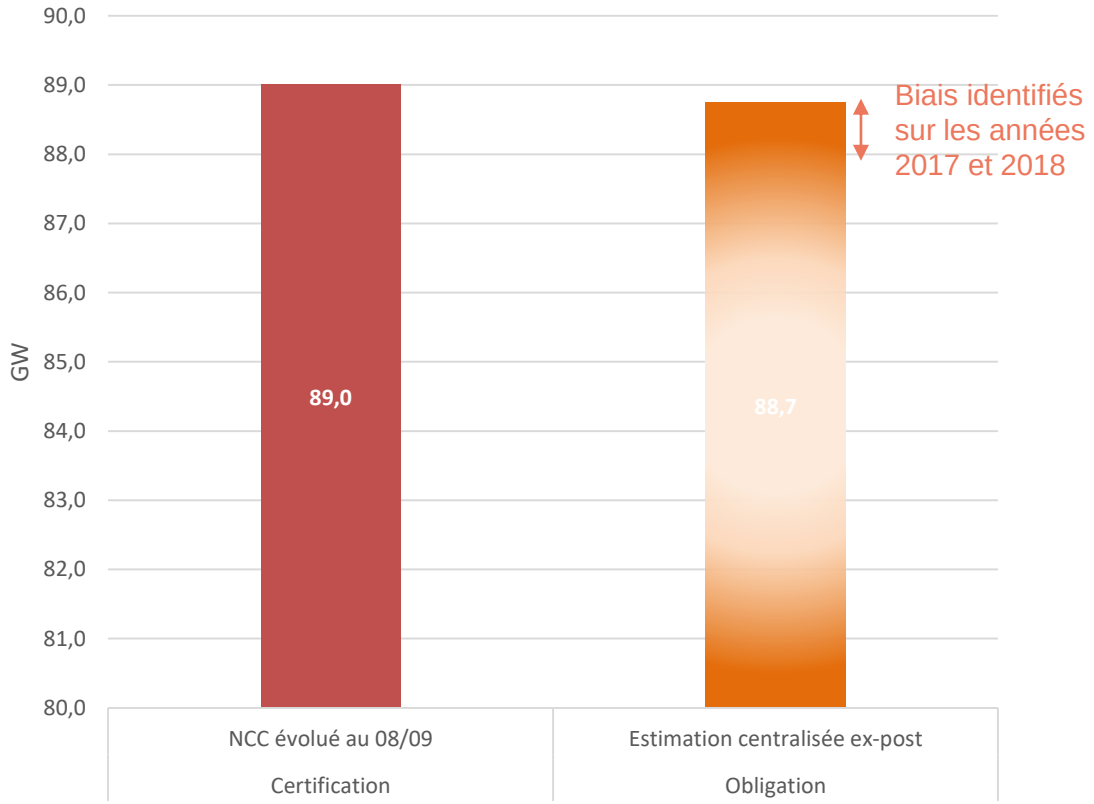
Résultat pour l'année 2020

- Sur la base des données à disposition et selon la méthode présentée précédemment, l'estimation de l'obligation centralisée effectuée ex-post pour l'année 2020 conduit à une valeur de 88,7 GW.

- Comme expliqué, des écarts peuvent néanmoins exister avec le calcul décentralisé qui sera notifié aux AO avant le 31/12/2021. Cela permet de constituer une borne supérieure du niveau d'obligation France compte tenu des biais identifiés entre calcul centralisé et décentralisé (évalués à environ 600 MW pour l'année 2017).

- Le NCC évolué pour l'année de livraison 2020 est également rappelé dans le graphique ci-contre.

- Afin d'éclairer cette tendance, les niveaux France issus des calculs estimés de NCE et d'obligation seront publiés début 2022.



Equilibre offre demande pour l'année de livraison 2020

Next steps

ORDRE DU JOUR PRÉVISIONNEL DU PROCHAIN GT (DÉBUT OCTOBRE, INVITATION À VENIR) :

1. Réduction des itérations pour le calcul du CGP
2. Amélioration de la cohérence entre les marges vues de MECAPA et du BP
3. Transposition des modalités d'un « phase-out » dans le cadre réglementaire
4. Evolutions sur les signaux PP1/PP2