Rapport d'accompagnement du projet de règles NEBEF 3.4

Janvier 2022

Table des matières

1. Introduction 4

2. Intégration du coût de la capacité dans les barèmes de versement fournisseur régulés 5

2.1. Rappel du cadre actuel et limites identifiées 5

2.1.1. Modèles de versement 5

2.1.2. Rappel des règles en matière de réaffectation des blocs d'énergie effacée 6

2.1.3. Rappel des règles en matière de réaffectation des blocs d'énergie pour l'obligation de capacité 6

2.1.4. Prise en compte du coût de l'obligation de capacité selon les modèles de versement fournisseur 7

2.1.5. Evolution du cadre règlementaire ouvrant la possibilité d'intégrer au barème de versement régulé le coût de la capacité 7

2.2. Principes d'intégration du coût de la capacité dans les barèmes 8

2.2.1. Cas du barème pour les sites télérelevés 8

2.2.2. Impact économique pour les sites télérelevés 12

2.2.3. Cas du barème pour les sites profilés 12

2.2.4. Impact économique pour les sites profilés 13

3. Révision des modalités d'agrément technique 14

3.1. Constats sur les modalités actuelles de l'agrément technique 14

3.2. Propositions d'évolution des modalités d'agrément technique 15

3.2.1. Demande d'agrément technique et période initiale 15

3.2.2. Un agrément limitant la capacité maximale valorisable 16

3.2.3. Focus sur le calcul de la fiabilité 19

3.2.4. Suppression de l'écart mensuel Opérateur d'Effacement 19

3.2.5. Calendrier de mise en œuvre de la révision de l'agrément technique 19

3.2.6. Synthèse des modalités proposées 19

4. Evolutions de l'homologation pour les méthodes par historique et par prévision 20

4.1. Homologation de la méthode par prévision 20

4.2. Evolution des critères de suivi pour les méthodes par prévision et par historique 21

4.2.1. Modalités de calcul en cas d'absence de courbe de charge 21

4.2.2. Prise en compte de la capacité maximale dans le calcul du critère de suivi 22

4.3. Evolutions de la méthode par historique 23

5. Impact de l'ISP15 sur les règles NEBEF 25

5.1. Contexte 25

5.2. Cadre règlementaire 25

5.3. Impacts concertés en 2021 25

6. Evolutions diverses 27

6.1. Contrôle du réalisé en cas d'absence de courbes de charge 27

6.2. Abaissement du seuil des EDE profilées 28

6.3. Envoi des courbes de charge par les Opérateurs d'Effacements pour les sites télérelevés raccordés au réseau de distribution et participant à l'expérimentation sous-mesure 28

1. Introduction

RTE a sondé les acteurs en fin d'année 2019 pour identifier les priorités de travail lors des concertations menées dans le cadre des GT Effacement transverse pour les années à venir. Les sujets les plus prioritaires ont été adressés en 2020 pour la version 3.3 des règles NEBEF entrée en vigueur au 1er janvier 2021. Certains des sujets n'ayant pas pu être adressés à cette occasion font l'objet d'une instruction dans le cadre de la présente concertation.

Le programme de travail a été présenté lors du GT Effacement transverse du 22 janvier 2021. Les orientations pour chaque sujet ont été présentées et ont fait l'objet d'échanges lors des GT Effacement transverse des 10 juin, 16 juillet, 8 octobre, 26 novembre et 17 décembre 2021.

Les propositions d'évolutions partagées lors de ces différents GT ont également été soumises aux acteurs au cours de deux appels à contribution :

- Un premier appel à contributions, du 15 octobre au 15 novembre 2021 portant sur l'ensemble des évolutions du présent projet de règles : 9 acteurs ont répondu à cet appel à contributions
- Un second appel à contributions, du 3 décembre au 10 décembre 2021 portant spécifiquement sur la refonte de l'agrément technique : 6 acteurs ont répondu à cet appel à contributions

RTE propose ainsi aux acteurs un nouveau projet de règles – NEBEF v3.4 – intégrant les évolutions concertées en 2021.

Calendrier de concertation des règles NEBEF 3.4

A différentes reprises (concertations, enquête de satisfaction, etc.), les acteurs ont soulevé le besoin de visibilité et d'anticipation des évolutions des règles NEBEF, souhaitant ainsi un délai entre la publication de la version définitive des règles et l'entrée en vigueur de certaines dispositions. Par ailleurs, le mécanisme de capacité et les Appels d'Offres valorisant la capacité à une maille annuelle, certaines dispositions devront nécessairement entrer en vigueur au 1er janvier.

Il est donc proposé pour les règles NEBEF 3.4 :

- Une entrée en vigueur des règles au 1er juillet 2022
- L'entrée en vigueur de certaines dispositions au 1er trimestre 2023, donnant ainsi suffisamment de visibilité aux acteurs sur leurs caractéristiques

Il est précisé dans le projet de règles la date d'entrée en vigueur envisagée pour chaque évolution.

Le passage à l'ISP 15 est abordé dans ce rapport d'accompagnement afin de donner de la visibilité aux acteurs sur les impacts de cette évolution réglementaire sur les règles NEBEF. Afin d'éviter d'alourdir les règles avec des dispositions qui ne rentreront pas en vigueur avant plusieurs années, ces impacts seront déclinés dans un prochain jeu de règles NEBEF, plus proche de l'échéance.



Figure 1 : Calendrier pour les évolutions de règles NEBEF 3.4

Le projet de règles est mis en consultation sur concerte.fr (https://www.concerte.fr/concertation/consultation-projet-de-regles-nebef-34). Les réponses sont attendues avant le 07/02/2022 à 10h.

2. Intégration du coût de la capacité dans les barèmes de versement fournisseur régulés

2.1. Rappel du cadre actuel et limites identifiées

Le code de l'énergie (article L271-2) prévoit la possibilité de valorisation sur les marchés de l'électricité des effacements réalisés par des opérateurs d'effacement indépendants des fournisseurs, sans l'accord de ces derniers.

Les Opérateurs d'Effacement (ci-après OE) peuvent ainsi valoriser l'énergie effacée au travers d'un échange de bloc du fournisseur vers l'OE. Le fournisseur voit ainsi dans son périmètre de soutirage un bloc d'énergie qu'il doit compenser alors que cette énergie n'est pas consommée par son client.

Le versement fournisseur a ainsi été mis en place dans le but de compenser un coût supporté par le fournisseur.

2.1.1. Modèles de versement

Les règles NEBEF prévoient trois modèles de versement aux fournisseurs, selon les caractéristiques du site de soutirage concerné et les éventuels accords entre l'OE et le fournisseur.
Ces trois modèles sont détaillés dans le schéma ci-après.

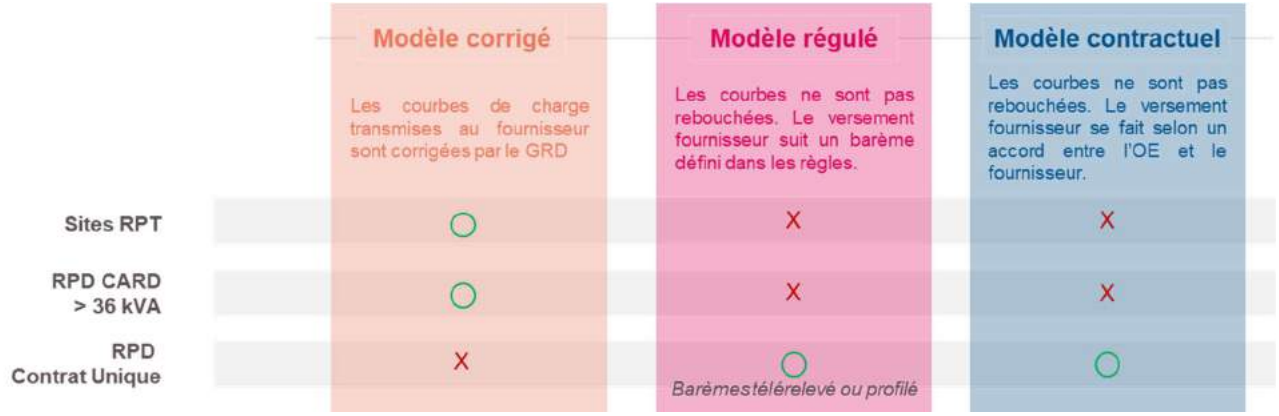


Figure 2 : Modèles de versement fournisseur en fonction des caractéristiques

Lors de l'appel à contributions, 3 acteurs ont émis le souhait de généraliser le modèle corrigé, modèle permettant la meilleure insensibilisation des fournisseurs aux effacements.

Cette évolution nécessitant une étude technique et règlementaire approfondie, RTE propose de mettre le sujet à l'étude à horizon moyen terme.

2.1.2. Rappel des règles en matière de réaffectation des blocs d'énergie effacée

Lorsqu'un effacement est réalisé par un site de soutirage, le bloc d'énergie effacé est réaffecté au périmètre du RE effacé (cf. article 6.5.1 des règles NEBEF 3.3). Ce dernier doit ainsi compenser ce bloc d'énergie non consommée par le site de soutirage de son périmètre par un approvisionnement de cette énergie.

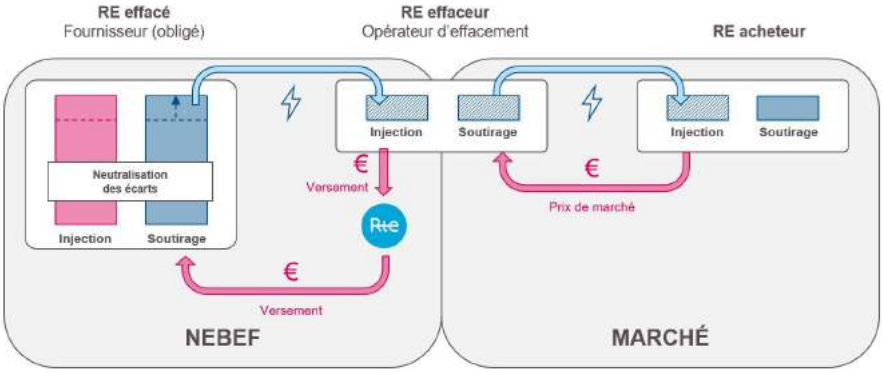


Figure 3 : Affectation des blocs entre RE lors d'un effacement

Le modèle de versement permet de compenser le coût supporté par le RE pour les blocs d'énergie :

- **Modèle corrigé –** la courbe de consommation du site de soutirage est corrigée des volumes effacés, le site paie ainsi l'énergie supportée par le RE même sans avoir été consommée
- **Modèle contractuel –** La courbe de charge du site de soutirage n'est pas rebouchée, le RE effacé et le RE effaceur s'accorde sur un prix de compensation des volumes effacés
- **Modèle régulé –** La courbe de charge du site de soutirage n'est pas rebouchée, le prix de compensation est défini dans un barème

2.1.3. Rappel des règles en matière de réaffectation des blocs d'énergie pour l'obligation de capacité

Le mécanisme de capacité prévoit la réaffectation des volumes effacés au périmètre de l'acteur obligé, tant pour les sites télérelevés que profilés :

- **Sites télérelevés :** Dans l'article A.3.2.2 des règles du Mécanisme de Capacité, il est précisé que la formule de la consommation prise en compte pour le calcul de l'obligation de capacité intègre un terme relatif à la puissance effaçable activée au cours des heures PP1 des EDC effacement $PuissanceEffActivée_{AL,AO}[j,h]$.
- **Sites profilés :** L'article A.3.3.2.3 précise ces mêmes modalités de calcul.

Dès lors, même dans le cas d'un effacement sur un jour PP1, l'énergie consommée considérée pour le calcul de l'obligation de capacité intègre bien les volumes effacés. Ceux-ci étant réaffectés au périmètre de l'acteur obligé, le coût de l'obligation de capacité qu'il supporte n'est pas réduit par les effacements réalisés.

2.1.4. Prise en compte du coût de l'obligation de capacité selon les modèles de versement fournisseur

La prise en compte du coût de l'obligation de capacité diffère selon les modèles de versement fournisseur :

- **Modèle corrigé :** La courbe de charge du site de soutirage étant corrigée (ie « rebouchée ») des effacements réalisés, l'effacement devient ainsi neutralisé vu du fournisseur. Le site de soutirage se voit ainsi facturer sa fourniture y compris sur les volumes effacés. Le coût de la capacité est donc pris en compte au travers du rebouchage de la courbe.
- **Modèle contractuel :** Le RE effaceur et le RE effacé s'accordent sur un prix de versement en compensation des volumes effacés. Ils sont libres d'y intégrer le coût de la capacité.
- **Modèle régulé :** Les barèmes de versement pour le télérelevé et le profilé n'intègrent que le coût de l'énergie selon les modalités définies à l'article 10.2 dans les règles NEBEF 3.3.

Ainsi, jusqu'au règles NEBEF 3.3 le coût de la capacité n'était pas pris en compte de manière homogène.

2.1.5. Evolution du cadre règlementaire ouvrant la possibilité d'intégrer au barème de versement régulé le coût de la capacité

Cadre règlementaire en vigueur lors des concertations NEBEF 3.3

Dans le cadre de la concertation pour les évolutions des règles NEBEF de la version 3.3, l'intégration du coût de la capacité dans le barème de versement a été questionnée. Au moment de la concertation (2e semestre 2020), l'article L.271-3 du Code de l'énergie régissant le versement fournisseur précisait que les barèmes de versement « *reflètent la part " énergie " du prix de fourniture des sites de consommation […] dont la consommation est tout ou partie effacée* ».

Sans définition précise de la « part énergie », le cadre règlementaire ne permettait pas avec certitude de considérer qu'il était permis d'intégrer le coût de la capacité dans le barème de versement.

Il avait ainsi été décidé de ne pas intégrer le coût de la capacité au barème de versement.

Evolution du cadre règlementaire

L'ordonnance n° 2021-237 du 3 mars 2021 transposant la directive (UE) 2019/944,ratifiée par l'article 96-V de la loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets, a modifié l'article L.271-3 du code de l'énergie, définissant le prix de référence du barème de versement comme : « la part **approvisionnement** du prix de fourniture des sites de consommation dont la consommation est en tout ou partie effacée. ».

Cette modification d'origine législative prévaut sur tout texte réglementaire qui préciserait encore que les barèmes de versement reflètent la part " énergie " du prix de fourniture des sites de consommation.

La part approvisionnement est définie dans la délibération 2021-226 de la CRE du 8 Juillet 2021 portant sur les TRV. La part approvisionnement y est définie comme composée du prix de l'ARENH, du complément marché et des garanties de capacité. Ainsi, il apparait désormais possible d'intégrer le coût de la capacité dans les barèmes de versement fournisseurs.

RTE a ainsi proposé d'intégrer la prise en compte de l'obligation de capacité dans le barème de versement.

2.2. Principes d'intégration du coût de la capacité dans les barèmes

2.2.1. Cas du barème pour les sites télérelevés

Principes

A partir des échanges préliminaires avec les fournisseurs confirmés par les services de la CRE, il semblerait que pour la grande majorité des sites de soutirage concernés par le barème de versement télérelevé, le coût de la capacité soit facturé de manière lissée sur les postes de prix hiver (n'étant pas répercuté au réel sur la base de la consommation sur les heures PP1). **Ainsi, même en cas d'effacement hors des heures PP1, sans compensation, le fournisseur ne serait pas en mesure de recouvrer le coût de la capacité répercuté au site de soutirage.**

Dès lors et afin de définir un barème visant à compenser le coût supporté par le fournisseur dont le site de soutirage s'efface, il apparait pertinent d'intégrer le coût de la capacité de manière lissée : i.e. sur la base d'un surcoût appliqué au barème actuel sans créer de poste PP1 spécifique. Cela permettrait en outre de conserver la structure actuelle du barème télérelevé sur 4 postes de prix *Peak* et *Off-Peak* sur les saisons *Eté* et *Hiver*.

Seuls deux acteurs se sont exprimés en défaveur de la proposition lors de l'appel à contributions, le reste des acteurs s'est prononcé en faveur ou neutre.

Modalités d'intégration du coût de la capacité

Il a ainsi été proposé d'intégrer le coût de la capacité de manière lissée, sur les plages correspondant aux heures PP1, sous la forme d'un terme en €/MWh s'additionnant au coût de la fourniture des barèmes actuels.

RTE a initialement proposé de ne répercuter le coût de la capacité que sur le poste Peak Hiver afin de simplifier la formule de calcul (le poste *Off-Peak* ne couvrant qu'une seule heure de la plage PP1 : 7h-8h). Lors de l'appel à contributions, 5 acteurs ont demandé à ce que l'obligation de capacité soit prise en compte à la fois pour le poste *Peak* et le poste *Off-Peak Hiver*.

RTE a ainsi pris en compte la demande et propose dans le projet de règles NEBEF 3.4 mis en consultation d'intégrer le coût de la capacité sur les deux postes Hiver du barème de versement.

Résumé de la proposition :

RTE propose de faire évoluer le barème de versement télérelevé en intégrant le coût de la capacité de manière lissée, sous la forme d'un terme en €/MWh s'additionnant aux postes *Peak Hiver* et *Off-Peak Hiver*.

Prise en compte des garanties de capacité acquises au titre de l'approvisionnement ARENH

La part énergie du barème de versement télérelevé est constituée d'un approvisionnement à l'ARENH complété par un approvisionnement sur les produits marché.

Le barème prend en compte depuis la version 3.3 des règles NEBEF l'impact de l'écrêtement ARENH : les volumes écrêtés étant approvisionnés sur les marchés.

L'approvisionnement à l'ARENH intégrant des garanties de capacité, le coût de l'obligation de capacité portera ainsi uniquement sur les volumes approvisionnés sur le marché, à savoir :

- Les volumes non couverts par les droits ARENH
- Les volumes couverts par les droits ARENH mais écrêtés



Figure 4 : Parts du barème concernées par l'obligation de

Référence pour le prix de la capacité

Pour la part non couverte par les droits ARENH

Il a été proposé que le prix de la capacité soit défini sur la base d'un approvisionnement lissé sur plusieurs enchères, permettant :

- de limiter les effets d'éventuelles volatilités d'une enchère à l'autre pouvant impacter à la hausse comme à la baisse le barème de versement
- de se rapprocher des pratiques des fournisseurs en matière de couverture de leur obligation
- d'harmoniser la prise en compte de la capacité entre les barèmes télérelevé et profilé

Il est ainsi proposé de définir le prix de la capacité comme étant la moyenne arithmétique simple des prix révélés par les enchères pour l'année N organisées entre le 1er janvier N-2 et l'enchère du PREC pour l'année N et ce afin de couvrir la même période que pour l'approvisionnement en énergie.

Pour la part relative aux volumes ARENH écrêtés

L'écrêtement de l'ARENH est annoncé par la CRE fin novembre N-1, il peut ainsi être supposé que les acteurs couvrent les besoins en certificats portant sur les volumes écrêtés sur l'enchère du PREC.

Sur les 7 acteurs s'étant exprimés sur ce sujet lors de l'appel à contributions, 5 considèrent que la référence de la part relative aux volumes ARENH écrêtés doit être le PREC de l'année considérée.

L'enchère du PREC étant généralement organisée aux alentours de mi-décembre, cela retardera la publication du barème, habituellement publié lors de la première quinzaine de décembre. La majorité des acteurs s'étant exprimés acceptant ce décalage, RTE publiera le barème au plus tard le 15 décembre de l'année N-1 ou 2 jours ouvrés après l'enchère du PREC.

Il est par ailleurs à noter, qu'en cas d'enchère du PREC déclarée infructueuse (risque très faible), la replanification de l'enchère pour une année N pourrait conduire à une planification de celle-ci dans les tous derniers jours de l'année N-1. Dans ce cas, RTE propose que le barème en vigueur (N-1) reste maintenu jusqu'à la publication du nouveau barème.

Résumé de la proposition :

La référence retenue pour l'intégration du prix de la capacité est :

- Pour la part non couverte par les droits ARENH : la moyenne arithmétique simple des prix des enchères pour l'année N se déroulant entre le 1e janvier N-1 et l'enchère du PREC de l'année N
- Pour la part relative aux volumes ARENH écrêtés : l'enchère du PREC de l'année N

Le barème sera publié au plus tard le 15 décembre de l'année N-1 ou 2 jours ouvrés après le PREC. En cas de décalage de la publication du barème de l'année N après le 1e janvier de l'année concernée, le barème N-1 restera en vigueur jusqu'à la publication du nouveau barème.

Il est par ailleurs à noter que l'intégration du coût de la capacité dans le barème de versement vient modifier l'arbitrage entre un approvisionnement à l'ARENH et un approvisionnement sur les produits marchés.

L'ARENH intégrant des garanties de capacité, celui-ci sera plus compétitif qu'un approvisionnement sur les marchés si la somme du *Calendar Baseload* sur la période d'approvisionnement retenue et de la composante capacité est supérieure au prix de l'ARENH.

Formule proposée

La formule du barème de versement télérelevé intègrerait ainsi un nouveau terme relatif à l'intégration du coût de la capacité. Ce terme est mis en évidence **en bleu** dans la formule présentée ci-dessous, le reste de la formule étant identique à celle en vigueur.

- **Si** $\boldsymbol{prix_{ARENH} > \underset{t\epsilon[1^{er}\ jan\ N-2\ -\ 30\ nov\ N-1]}{moyenne} Calendar\ Baseload_t(N) + \frac{prix_{capa}}{8760}}$

$$Bareme(N,S,P) = \underset{t\epsilon[1^{er}\ jan\ N-2\ -\ 30\ nov\ N-1]}{Cal_{Moyen}(N,P,t)} \cdot pond(S,P) + Coût_{Capa}(prix_{capa})(S,P)$$

- **Sinon :**

$$Bareme(N,S,P) = \left(1 - taux_{droit\ ARENH}\right) \cdot \left(\underset{t\epsilon[1^{er}\ jan\ N-2\ -\ 30\ nov\ N-1]}{Cal_{Moyen}(N,P,t)} \cdot pond(S,P) + Coût_{Capa}(prix_{capa})(S,P) \right) +$$

$$taux_{droit\ ARENH} \cdot \left[(1 - taux_{écrêtement}) \cdot prix_{ARENH} + (taux_{écrêtement}) \cdot \left(\underset{t\epsilon[d_e+1\ ;\ d_e+10]}{Cal_{Moyen}(N,P,t)} \cdot pond(S,P) + Coût_{Capa}(PREC_N)(S,P) \right) \right]$$

- Avec :
  - $Coût_{Capa}\ (prix_{capa})(S,P) = \left(si\ [S = Hiver]\ alors\ \frac{Obligation_{capacité}}{EnergiePlage_{NTR}}\ (P) \cdot prix_{capa} \right)$
  - $prix_{capa} = \underset{t\epsilon[1^{er}\ jan\ N-2\ -\ 31\ dec\ N-1]}{moyenne}\ Enchères\ Capacité_t\ (N)$
  - $PREC_N$ = Prix de Référence des Ecarts en Capacité pour l'année N tel que défini par le Mécanisme de Capacité
  - $Obligation_{capacité}$ (P) : obligation des sites télérelevés, il s'agit de la puissance moyenne du portefeuille télérelevé constatée sur les plages horaires :

  - Si P = Peak : [8h ; 15 h[U [18h ; 20h[lors des jours potentiellement PP1 : une pondération des jours PP1 par mois est utilisée telle que définie dans les règles du Mécanisme de Capacité au paragraphe B.2.5.1.
  - Si P = Off-Peak : [7h ; 8h[lors des jours potentiellement PP1 : une pondération des jours PP1 par mois est utilisée telle que définie dans les règles du Mécanisme de Capacité au paragraphe B.2.5.1.

- $EnergiePlage_{NTR}$ (P) : consommation totale d'énergie des sites télérelevés
  - Si P = Peak : sur Q1/Peak et Q4/Peak
  - Si P = Off-Peak : sur Q1/Off-Peak et Q4/Off-Peak

Lors de l'appel à contributions 4 acteurs (sur 6 exprimés) se sont exprimés en défaveur de la proposition de RTE de figer le terme $\frac{Obligation_{capacité}}{EnergiePlage_{NTR}}(P)$ dont la valeur varie peu d'une année sur l'autre.

RTE publiera donc ce terme au même moment que la publication du barème de versement.

Entrée en vigueur

Le calcul du barème télérelevé suivant la nouvelle formule calculatoire s'appliquera à partir de l'année 2023. Le barème pour l'année 2022, calculé quant à lui selon les modalités des règles en vigueur à fin 2021 (NEBEF 3.3), sera maintenu sur l'ensemble de l'année 2022.

Résumé de la proposition :

- **Evolution de la formule calculatoire du barème télérelevé afin d'intégrer le coût de la capacité suivant les modalités précédemment définies**
- **Calcul chaque année du terme $\frac{Obligation_{capacité}}{EnergiePlage_{NTR}}(P)$ et publication avec le barème de versement**

2.2.2. Impact économique pour les sites télérelevés

En appliquant les modalités proposées au 2.2.1 du présent appel à contributions, l'impact économique de l'ajout de l'obligation de capacité au barème de versement des sites télérelevés a été analysé sur les barèmes pour les années 2019 à 2021.

Il est à noter que la comparaison doit porter sur le coût de la capacité uniquement, la structure et le mode de calcul de la part énergie ayant évolué entre 2020 et 2021 à la publication de la version 3.3 des règles NEBEF (Hiver Peak pour 2019 et 2020 représentent la moyenne des postes Q1 et Q4 du barème en vigueur lors des règles 3.2).

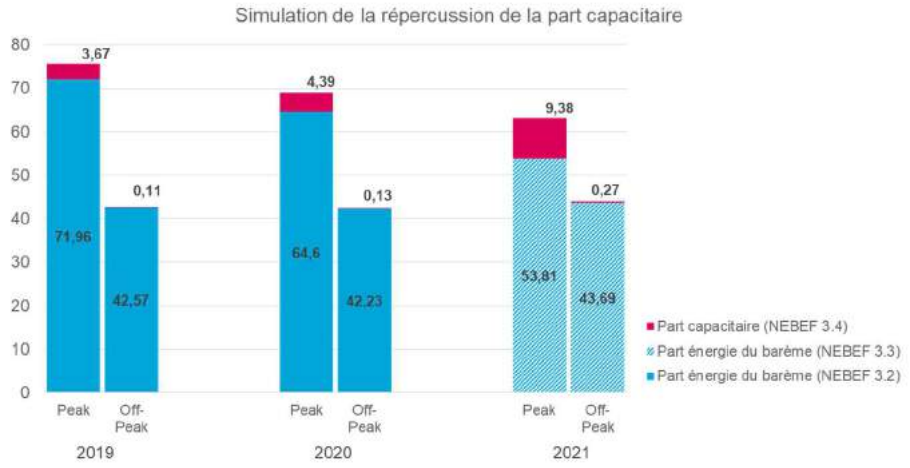


Figure 5 : Application numérique de l'ajout de la composante capacité

En application des modalités proposées dans le projet de règles NEBEF 3.4, l'ajout du coût de la composante capacité aurait fait augmenter le poste Hiver Peak du barème de versement de 3,67 à 9,38 €/MWh, ainsi que le poste Hiver Off Peak de 0,11 à 0,27 €/MWh variant selon :

- le prix de la capacité pour l'année concernée
- le taux d'écrêtement ARENH de l'année concernée (augmentant mécaniquement la part nécessitant d'être couverte par des garanties de capacité).
- A titre indicatif ci-après l'application numérique du terme $\frac{Obligation_{capacité}}{EnergiePlage_{NTR}}(P)$ entre 2019 et 2021

Année	2019	2020	2021
$\frac{Obligation_{capacité}}{EnergiePlage_{NTR}}$ (Peak)	0,60	0,62	0,63
$\frac{Obligation_{capacité}}{EnergiePlage_{NTR}}$ (Off-Peak)	0,017	0,018	0,018

Figure 6 : Application numérique du coefficient de lissage de la capacité

2.2.3. Cas du barème pour les sites profilés

L'article 10.2.1 des règles NEBEF précise les modalités de détermination du barème pour les sites profilés. Ce barème est décliné en deux versions en fonction de l'option du Tarif Règlementé de Vente (TRV) des sites concernés : Base et Heures Pleines / Heures Creuses (HP / HC) :

- Le Tarif pris en compte pour l'établissement du barème est le Tarif « résidentiel » 9 kVA
- Seule la part « Energie + ARENH » du TRV est prise en compte aujourd'hui

Il est proposé d'intégrer le coût de la capacité dans le barème profilé tel que calculé par la CRE pour le TRV.

2.2.4. Impact économique pour les sites profilés

A titre d'illustration, le coût de la capacité pour les deux options du TRV pour le premier semestre 2021 est, selon les barèmes du TRV de :

Barème		Coût « énergie + ARENH »	Coût de capacité
Base		48,99 €/MWh	5,40 €/MWh
HP-HC	Heures Pleines	56,40 €/MWh	11,66 €/MWh
	Heures Creuses	40,58 €/MWh	0,57 €/MWh

Figure 7 : Coût de la capacité dans le TRV 2021

Nota Bene : les données de détail de construction du tarif règlementé de vente sont disponibles sur la page *Open Data* du site internet de la CRE.

3. Révision des modalités d'agrément technique

3.1. Constats sur les modalités actuelles de l'agrément technique

Rappel des modalités actuelles de l'agrément technique

L'agrément technique a pour objet de vérifier la capacité technique d'un acteur à réaliser des effacements de consommation, tant sur la mise en œuvre de la chaine de commande de l'acteur que sa capacité à piloter les effacements de consommation. Ses modalités sont définies à l'article 4 des règles NEBEF en vigueur.

Ces modalités sont applicables pour tout acteur valorisant des effacements en tant qu'Opérateur d'Effacement (OE) au titre des règles NEBEF ou en tant qu'Acteur d'Ajustement (AA) tel que défini dans les règles MA-RE.

En complément, une limitation de la puissance valorisable sur les marchés en M+3

Par ailleurs, les règles NEBEF prévoient à l'article 6.3.3 une limitation de la capacité d'effacement maximale d'un Opérateur d'effacement pour un mois M en fonction du contrôle de sa performance sur le mois M-3, basé sur le calcul de l'écart NEBEF mensuel Opérateur d'Effacement. Un barème défini dans ce même article des règles donne les seuils à respecter en fonction du niveau de l'écart OE.

Une limitation à 180 MW est imposée à tout nouvel Opérateur d'Effacement pendant ses 3 premiers mois d'activité.

A titre de rappel, le schéma ci-après expose une représentation simplifiée des modalités de l'agrément technique actuel, ainsi que de la limitation sur le NEBEF au titre de l'écart NEBEF mensuel OE.

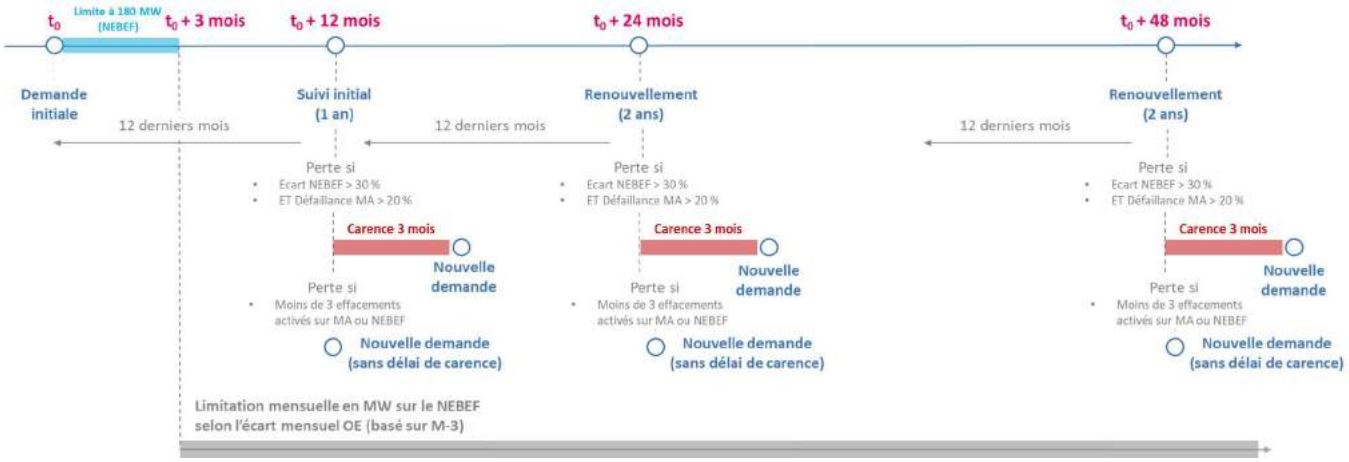


Figure 8 : Procédure actuelle d'agrément technique

Constats sur l'agrément technique actuel

Certaines limites des modalités de l'agrément technique actuel ont été soulevées lors du retour d'expérience (REX) présenté au GT Effacement de juillet 2021 :

- **Possibilité de compensation entre MA et NEBEF :** le renouvellement de l'agrément technique est conditionné par :
  - un nombre d'activations minimal sur les 12 derniers mois
  - une limitation de la défaillance
  - calculée sur le NEBEF **ou** sur le MA.

La compensation permise sur l'un ou l'autre des mécanismes introduit donc une distorsion de traitement entre les acteurs selon leur participation à un seul ou aux deux mécanismes. Par ailleurs, un acteur défaillant sur l'un des deux mécanismes peut continuer à y valoriser des capacités sans limitation, s'il obtient son agrément grâce à l'autre mécanisme.

- **Délai de carence dépendant de la date de demande initiale :** le délai de carence est appliqué dès lors que le renouvellement de l'agrément technique n'est pas acquis. Il est ainsi appliqué à la date anniversaire de l'agrément (les critères étant calculés par périodes glissantes de 12 mois). Or un délai de carence de 3 mois débutant en avril n'aura pas le même impact qu'un délai de carence débutant en janvier (impact sur le NCE nul dans le premier cas notamment) sans que cet impact ne soit lié à la fiabilité effective des effacements.

- **Application du renouvellement :** le contrôle du réalisé se faisant en M+1, il n'est pas possible de faire le contrôle du réalisé sur les 12 derniers mois glissants comme indiqué dans les règles car le dernier mois n'est pas calculé au moment du renouvellement de l'agrément. Cela induit des interprétations différentes des règles pouvant mener à des contestations.

3.2. Propositions d'évolution des modalités d'agrément technique

Les orientations et propositions pour faire évoluer l'agrément technique ont été concertées lors des appels à contributions du 15 octobre puis du 3 décembre (dédié au sujet) et débattus lors des GT Effacement organisés entre le 8 octobre 2021 et le 17 décembre.

3.2.1. Demande d'agrément technique et période initiale

Maintien de la procédure de demande initiale

La procédure de demande initiale pour l'agrément technique restera inchangée, celle-ci étant constituée :

- D'un dossier détaillant l'application par l'acteur des exigences techniques relatives à la mise en œuvre des effacements ;
- De la preuve de la réalisation d'au moins 3 tests d'activation d'effacements par la chaine de commande de l'acteur.

Les modalités techniques de demande initiale sont décrites à l'article 4.3.1.1 des règles NEBEF.

RTE rappelle que depuis les règles NEBEF 3.2, les activations visent à démontrer la capacité d'un acteur à piloter des effacements de consommation. Il n'est à ce titre plus nécessaire pour les GRD de transmettre les courbes de charge des activations test.

Limitation de la puissance valorisable au cours de la période initiale

La période initiale se définit comme étant l'année au cours de laquelle l'agrément est délivré (i.e. jusqu'au 31 janvier de l'année suivant l'entrée en vigueur de l'agrément).

Au cours de cette période initiale, la capacité valorisable par les opérateurs d'effacement sera limitée à 100 MW par pas ½ horaire, limite applicable sur le MA (au niveau du dépôt des offres) et sur NEBEF (capacité d'effacement maximale pour le périmètre d'effacement, par pas demi-horaire). Ces limitations sont cumulables entre les mécanismes : 100 MW sur le MA + 100 MW sur le NEBEF.

Cette limitation est introduite pour plafonner l'impact qu'un acteur, dont la fiabilité n'aura pas été démontrée, pourrait avoir sur le système électrique en cas de défaillance majeure.

3.2.2. Un agrément limitant la capacité maximale valorisable

Dans le même esprit, afin de limiter l'impact sur le système électrique d'un acteur peu fiable, il est proposé en remplacement de la limitation de la capacité maximale de l'OE (modalités décrites à l'article 6.3.3. des règles NEBEF 3.3) que l'agrément technique porte désormais sur une capacité maximale valorisable sur le MA ou sur le NEBEF.

Cette capacité maximale sera déterminée en fonction de l'indicateur de fiabilité, tel que décrit en 3.2.3 du présent rapport d'accompagnement.

Période de calcul de la fiabilité

Au cours du premier appel à contributions, RTE a proposé que la fiabilité prise en compte porte sur l'année N-2 pour déterminer la capacité maximale d'un acteur valorisable sur une année N.

Plusieurs acteurs se sont exprimés en défaveur de cette proposition :

- soit du fait du délai trop long entre la fiabilité constatée de l'acteur et l'application des limitations,
- soit en soulignant qu'une fiabilité peut être dégradée par un évènement contextuel (tel qu'un site défaillant dans le portefeuille de l'acteur) ne reflétant pas la fiabilité réelle d'un acteur.

Afin de prendre en compte les défaillances contextuelles pouvant dégrader la fiabilité, RTE propose de calculer la fiabilité sur deux ans et non plus un an comme initialement envisagé.

RTE considère tout de même essentiel que la fiabilité soit calculée par périodes calendaires, une période glissante étant peu représentative (écarts de périmètre d'une année à l'autre, écart entre les jours de tension ou les tirages PP2 pouvant impacter le nombre d'activations, etc.).

C'est pourquoi RTE propose que l'application de la limitation portant sur une année N se fasse sur la base des fiabilités des années N-3 et N-2.

Pour prendre en compte la tendance de l'évolution de la fiabilité, comme demandé par un certain nombre d'acteurs, RTE propose de pondérer les fiabilités des années N-3 et N-2. Cette pondération pourrait se traduire sous la forme de :

$$Fiabilité_{Agrement} = \frac{0{,}8\ x\ Fiabilité_{N-3} + 1{,}2\ x\ Fiabilité_{N-2}}{2}$$

Les modalités de calcul de $Fiabilité_N$ sont décrites en 3.2.3 du présent rapport d'accompagnement.

Lors de l'appel à contributions spécifique, 5 acteurs sur 6 ayant répondu se sont exprimés en faveur de la prise en compte des fiabilités N-2 et N-3, l'acteur en défaveur ayant souligné l'inertie entre fiabilité mesurée et application des limitations allant jusqu'à plus de 3 ans.

La pondération a été approuvée par 3 acteurs sur 5 s'étant exprimés sur la question.

Nombre d'activations minimales

Afin que cet indicateur de fiabilité soit représentatif, il sera attendu d'un acteur qu'il réalise au minimum 3 journées d'effacement par an sur l'ensemble de son portefeuille, tous mécanismes confondus.

Le nombre de jours d'activations est calculé pour l'ensemble du portefeuille d'un acteur, tous mécanismes confondus. Les journées d'effacement de l'acteur seront comptabilisées comme la somme des jours distincts d'activations par entité. Une entité réalisant plusieurs effacements un même

jour ne compterait que pour un jour alors que deux entités distinctes s'effaçant sur un même jour compteraient comme 2 jours.

Définition d'une activation :

- Pour NEBEF : dès lors qu'une EDE fait l'objet d'un programme d'effacement (ayant au moins un pas demi horaire non nul) retenu par RTE et ce quel que soit le volume d'effacement valorisé à l'issu du contrôle du réalisé
- Pour le MA : dès lors qu'une EDA a fait l'objet d'un ordre d'activation par RTE (à l'exception des ordres refusés par l'acteur avec le motif légitime et explicitement déclaré par l'acteur suivant : « non-respect des CUO ») et ce quel que soit le volume d'effacement valorisé à l'issue du contrôle du réalisé

Le nombre de jours d'activation réalisés pour les années N-3 et N-2 impactera les années prises en compte dans le calcul de l'indicateur de fiabilité pour l'année N. RTE propose que la fiabilité soit calculée comme tel :

Nb effacement N-3	Nb effacement N-2	Calcul de la fiabilité
≥ 3 jours	≥ 3 jours	N-3 et N-2
< 3 jours	≥ 3 jours	N-2
< 3 jours	< 3 jours	Pas de fiabilité – limitation associée
≥ 3 jours	< 3 jours	Pas de fiabilité – limitation associée

Figure 9 : Modalités de calcul de la fiabilité en fonction du nombre d'activation

Cette proposition de considérer en priorité le nombre d'effacements réalisés en N-2 permet également de prendre en compte une tendance à l'amélioration. En effet, dans le cas où moins de 3 effacements se produiraient au cours de N-3, la fiabilité serait tout de même calculée et la limitation serait basée sur la fiabilité calculée la plus récente.

Limitation de la capacité valorisable en fonction de la fiabilité

La limitation de la valorisation des capacités en fonction de la fiabilité des acteurs vise à protéger le système face à l'impact d'effacements peu fiables. Le seuil au-delà duquel un écart aurait des conséquences sur l'ajustement est de 100 MW, ainsi, l'incertitude introduite par l'activation de capacités d'effacement ne devrait pas excéder ce seuil.

C'est pourquoi le plafonnement des capacités valorisables en fonction de la fiabilité des acteurs a été défini en valeur absolue (en MW) et non proportionnellement au portefeuille total d'un acteur.

Les seuils de fiabilité et les limitations associées ont quant à eux été définis :

- En cohérence avec le critère de défaillance du MA : 80 %
- De telle sorte à ce que la fiabilité minimale d'une tranche appliquée au plafond ne s'éloigne pas déraisonnablement du seuil de 100 MW

Exemple : un acteur avec une fiabilité moyenne de 70 % peut valoriser sur le MA jusqu'à 400 MW, faisant porter une incertitude maximale de (1 – 70 %) x 400 MW = 120 MW

En fonction de la fiabilité calculée, la capacité sera ainsi plafonnée en MW selon le barème suivant :

Fiabilité N-3 à N-2 (%)	**Limite sur MA ou NEBEF au pas demi-horaire (cumulable)**
Fiabilité ≥ 80 %	Pas de limitation
70 % ≥ Fiabilité > 80 %	400 MW
60 % ≥ Fiabilité > 70 %	200 MW
50 % ≥ Fiabilité > 60 %	100 MW ou : - si 1ère année - < 3 j d'effacement en N-2
< 50 %	50 MW

Figure 10 : Barème de limitation en fonction de la fiabilité calculée

RTE rappelle que la limitation est la valeur de la capacité maximale valorisable par un opérateur d'effacement sur le Mécanisme d'Ajustement ou sur le NEBEF sur un même pas demi-horaire.

Cette limite est cumulable entre les deux mécanismes.

Illustration : un acteur dont la fiabilité est de 77 % peut valoriser sur un même pas demi-horaire au maximum : 400 MW sur le Mécanisme d'Ajustement + 400 MW sur le NEBEF, soit 800 MW cumulés sur les deux mécanismes.

Deux acteurs ont exprimé le souhait d'indexer la capacité maximale valorisable au gisement total de capacités d'effacement certifiés en France afin que cette limitation ne devienne pas un facteur limitant du développement des effacements. RTE rappelle que cette limitation vise à protéger le système face à l'impact d'effacements peu fiables, dont le seuil est défini indépendamment du gisement de capacités total. RTE n'est donc pas en faveur de cette proposition.

Focus sur les 3 premières années de l'agrément :

Appliquer une limitation sur la base d'une fiabilité calculée sur deux ans nécessite d'avoir une profondeur d'historique de trois ans minimum.

Ainsi, il est proposé d'adapter les modalités applicables lors des 3 premières années à compter de l'année au cours de laquelle l'agrément technique est obtenu :

- Année N : Obtention de l'agrément technique – Limitation à 100 MW jusqu'au 31/01/N+1
- Année N+1 (dès février) : Pas de limitation si au moins 3 jours d'effacement sont réalisés au cours de l'année N, limitation à 100 MW sinon
- Année N+2 : La limitation portera sur la fiabilité de l'année N uniquement (pas de profondeur d'historique suffisante pour calculer une fiabilité sur deux ans)
- La fiabilité sera calculée sur deux ans à partir de la 4ème année à compter de l'année d'obtention de l'agrément technique

N (Demande d'agrément)	**Limitation N**	**Limitation N+1**	**Limitation N+2**
Nb de jours d'effacement : ≥3 jours	100 MW jusqu'au 31/01/N+1	Pas de limitation à partir du 01/02/N+1	Fonction de l'indicateur calculé pour N
Nb de jours d'effacement : <3 jours		100 MW à partir du 01/02/N+1	100 MW

Figure 11 : Illustration des modalités applicables pour un nouvel agrément technique

3.2.3. Focus sur le calcul de la fiabilité

L'indicateur de fiabilité consiste en un calcul de la fiabilité en volume des effacements sur le MA et le NEBEF confondus, écrêtés des sur-effacements, pour l'ensemble de l'année calendaire considérée (ou depuis l'entrée en vigueur de l'agrément dans le cas où celui-ci démarre en cours d'année).

L'indicateur se calcule par le rapport entre :

- La somme des volumes réalisés pour l'ensemble des effacements sur le MA et le NEBEF écrêtés des sur-effacements ;
- La somme des volumes appelés sur le MA (volume demandé par RTE excluant les ordres refusés par l'acteur pour cause de non-respect des CUO) et sur le NEBEF (programme d'effacement retenu par RTE).

RTE propose de permettre le foisonnement des effacements au sein d'un portefeuille d'un même acteur, dans les conditions suivantes :

- Uniquement entre les EDE d'un même acteur (non applicable pour les EDA)
- Pour les effacements ayant lieu sur un même pas demi-horaire

Ainsi, pour un même pas demi-horaire, le sur-effacement d'une EDE pourra compenser le sous-effacement d'une EDE d'un même acteur.

Une fois le foisonnement décrit ci-dessus pris en compte, le critère de fiabilité sera calculé avec écrêtement des sur-effacements sur les activations MA et NEBEF réalisées sur le portefeuille de l'acteur.

L'indicateur s'exprime en pourcentage. Etant écrêté des sur-effacements, il est ainsi plafonné à 100 %.

3.2.4. Suppression de l'écart mensuel Opérateur d'Effacement

La limitation consécutive à l'écart mensuel Opérateur d'Effacement, décrite à l'article 6.3.3 des NEBEF 3.3 sera supprimé courant 2023 en prévision de l'entrée en vigueur des limitations applicables au titre de l'agrément technique. Les acteurs seront notifiés au plus tard un mois avant la suppression.

3.2.5. Calendrier de mise en œuvre de la révision de l'agrément technique

Il est proposé de différer l'entrée en vigueur de l'ensemble de la mesure et de la fixer au 1er janvier 2024.

Aussi, afin de ne pas superposer deux régimes d'agrément, il est proposé de prolonger l'ensemble des agréments techniques arrivant à échéance après l'entrée en vigueur des règles NEBEF 3.4 jusqu'à la fin 2023 et l'entrée en vigueur des nouvelles modalités.

3.2.6. Synthèse des modalités proposées



Figure 12 : Synthèse de la proposition de révision de l'agrément technique

4. Evolutions de l'homologation pour les méthodes par historique et par prévision

La révision et la simplification de l'homologation pour les méthodes par historique et par prévision ont été concertées dans le cadre des règles NEBEF 3.3. Ces concertations ont permis d'aboutir à des évolutions dans les règles 3.3 (suppression de l'homologation technique et évolution du délai de carence pour la méthode par historique et augmentation de 2 à 4 du nombre de re-déclarations des prévisions pour la méthode par prévision, etc.)

La concertation n'ayant cependant pas permis d'aboutir à un consensus sur la simplification de l'homologation pour la méthode par prévision, les modalités dérogatoires restent en vigueur pour les règles NEBEF 3.3.

La simplification a ainsi été de nouveau concertée dans le cadre des règles NEBEF 3.4. Certaines des évolutions sont aussi déclinées dans les règles MA-RE v10.

4.1. Homologation de la méthode par prévision

Les modalités proposées ci-après sont pour application dès l'entrée en vigueur des règles NEBEF 3.4.

Suppression du volet technique de l'homologation initiale

A l'image de la simplification de l'homologation initiale mise en œuvre pour la méthode par historique, il est proposé de supprimer le volet technique de l'homologation initiale à la méthode par prévision.

Afin de simplifier les démarches, l'homologation initiale pour la méthode par prévision ne consistera plus qu'en une demande administrative d'accès à cette méthode pour un site donné.

A réception de la demande, RTE procédera à des contrôles pour vérifier la bonne éligibilité du site à la méthode (tel que le respect du délai de carence si perte d'homologation antérieure).

Calcul du critère de suivi

A la demande des acteurs, il est proposé de ne pas imposer un nombre minimal d'envoi de prévisions par mois. Dès lors, le calcul du critère de suivi sera réalisé, comme actuellement, dès qu'au moins une prévision aura été envoyée sur le mois concerné.

Le volet technique de l'homologation initiale étant supprimé, il sera attendu que le critère de suivi puisse être calculé au minimum 3 fois sur les 11 derniers mois glissants, afin de pouvoir appliquer le retrait d'homologation en cas de 3 critères défaillants sur 11 mois glissants. A défaut de pouvoir calculer le critère de suivi à 3 reprises sur les 11 derniers mois glissants, l'homologation sera retirée pour le site concerné. Cette mesure entrera en vigueur au 1er juillet 2022. Le compteur s'incrémentera dès cette date, la vérification du calcul de 3 critères de suivi minimum sur les 11 derniers mois glissants sera ainsi faite en juin 2023 pour la première fois.

Modalités en cas de perte de l'homologation

En cas de perte d'homologation, un site de soutirage se verra appliquer un délai de carence de 9 mois avant de pouvoir déposer une nouvelle demande d'homologation à la méthode par prévision. Le site de soutirage concerné sera ainsi automatiquement retiré de l'EDE à laquelle il était rattaché.

Synthèse de la proposition

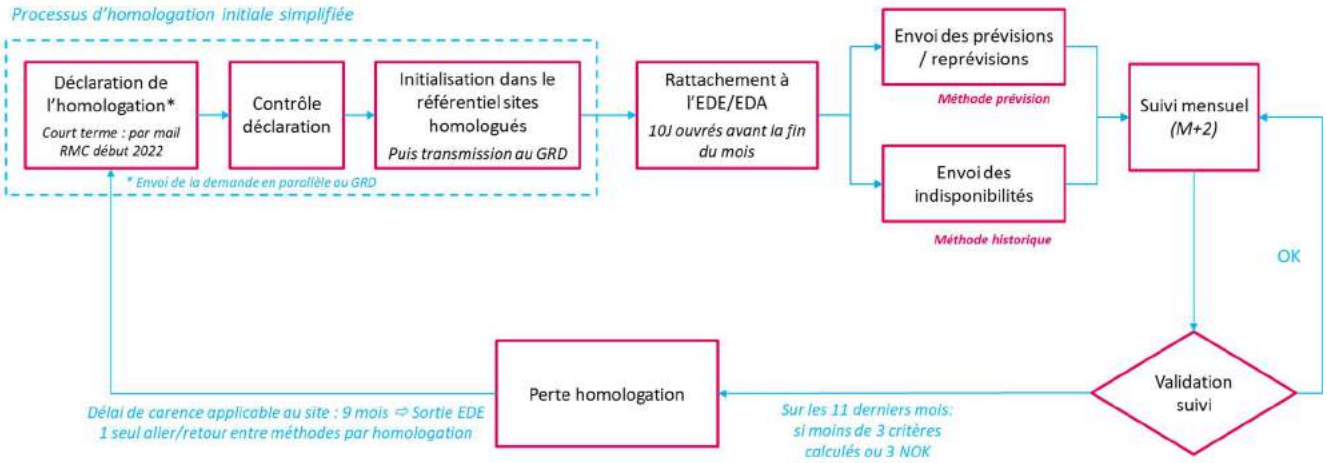


Figure 13 : Synthèse de la proposition de simplification des homologations

Audits de cohérence des prévisions

Il est à noter que Rte pourra conduire des audits pour vérifier la cohérence des prévisions de consommation envoyées.

L'ensemble des acteurs s'étant exprimés sur la question lors de l'appel à contribution est en faveur de l'évolution.

4.2. Evolution des critères de suivi pour les méthodes par prévision et par historique

4.2.1. Modalités de calcul en cas d'absence de courbe de charge

Cette modalité est pour application dès l'entrée en vigueur des règles NEBEF 3.4.

Dans le cas où les courbes de charges d'un site de soutirage seraient manquantes (absence de remontée de la part du gestionnaire de réseau), il est proposé que soit considérée une erreur nulle sur les pas demi-horaires considérés, tant que la courbe de charge n'aura pas été remontée.

Le critère de suivi étant recalculé chaque mois sur les 11 derniers mois glissants, en cas de remontée tardive de la courbe de charge, celle-ci sera prise en compte et le critère de suivi réactualisé.

L'ensemble des acteurs s'étant exprimés sur la question lors de l'appel à contribution est en faveur de l'évolution.

4.2.2. Prise en compte de la capacité maximale dans le calcul du critère de suivi

Cette modalité est prévue pour application au 1er trimestre 2023. La date précise de mise en œuvre sera notifiée aux acteurs au moins un mois avant.

A la demande de plusieurs acteurs, il est proposé de faire évoluer la définition des critères de suivi comme suit :

$$\text{Erreur absolue } \varepsilon = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}\frac{|\text{Référence}_i\text{-Consommation}_i|}{\text{Capacité d'Effacement Maximale du Site de Soutirage}_i}$$

$$\text{Erreur de centrage } \varepsilon' = \frac{1}{N}\left|\sum_{i=1}^{N}\frac{\text{Prévision de consommation}_i\text{-Consommation}_i}{\text{Capacité d'Effacement Maximale du Site de Soutirage}_i}\right|$$

Le passage à la capacité maximale (à la place de la capacité minimale), implique une redéfinition des seuils des critères. Il est ainsi proposé de les redéfinir comme tel :

- **Critère d'erreur absolue :** passage à 35 % pour les deux méthodes (contre 40 % actuellement)
- **Critère de centrage (prévision uniquement) :** maintien à 15 %

Ces nouveaux seuils ont été définis de façon à conserver une proportion identique de sites validant les critères avec la capacité maximale pour la méthode par prévision que celle observée actuellement avec la capacité minimale.

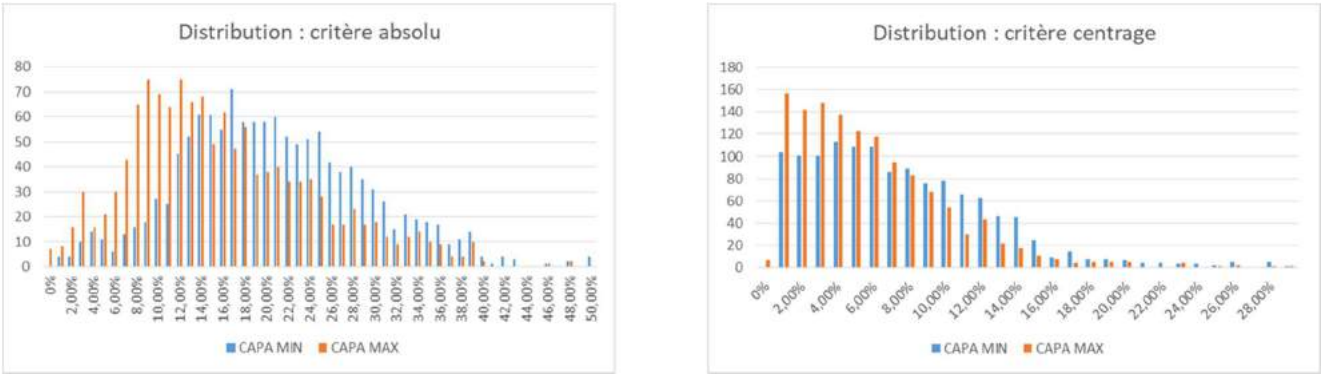


Figure 14 : Impact du passage à la capacité maximale dans les critères de la méthode par prévision

Pour la méthode par historique, le critère devient plus souple. Considérant que cette méthode est moins manipulable que la méthode par prévision, Rte considère que cette souplesse sera une bonne incitation à son utilisation.

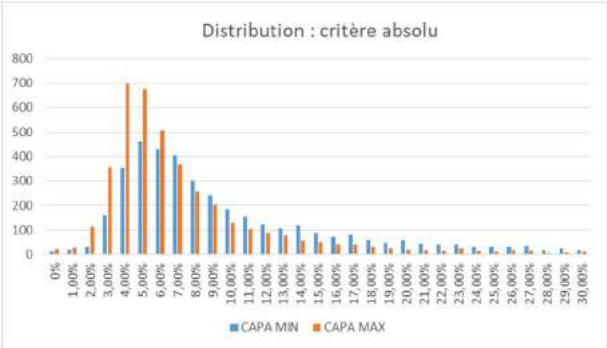


Figure 15 : Impact du passage à la capacité maximale dans les critères de la méthode par prévision

L'ensemble des acteurs s'étant exprimés sur la question lors de l'appel à contribution est en faveur de l'évolution.

Impact sur les déclarations des capacités maximales et minimales

L'évolution des critères de suivi avec le passage à la capacité maximale, fait évoluer les déclarations des capacités maximales et minimales comme suit.

Ces modalités sont applicables dès l'entrée en vigueur de l'évolution des critères de suivi, soit au T1 2023.

Capacités des sites de soutirage

- **Capacité maximale :** Elle doit être inférieure ou égale à la puissance souscrite du poste le plus élevé (ou à la puissance souscrite du site pour les sites profilés). Sa déclaration est obligatoire lors d'une demande de rattachement du site de soutirage à une EDE. Il ne sera donc pas nécessaire de déclarer la capacité maximale lors d'une demande d'homologation.
- **Capacité minimale :** Cette notion sera supprimée des règles à l'entrée en vigueur de l'évolution des critères de suivi. D'ici là, sa déclaration restera nécessaire lors de la demande d'homologation. Elle servira de valeur par défaut pour le suivi des critères en cas de non déclaration de Capacité Minimale lors de la demande de rattachement du site.

Capacités de l'EDE

- **Capacité maximale :** Dès l'entrée en vigueur de l'évolution des critères de suivi, cette donnée ne sera plus à déclarer, elle sera calculée par RTE comme étant : Σ Capacités Maximales $_{Sites}$. D'ici là, les modalités actuelles restent maintenues (la capacité maximale de l'EDE est déclarée chaque mois par l'OE, RTE considère le minimum entre la capacité maximale déclarée de l'EDE et la somme des capacités maximales des sites).
- **Capacité minimale :** Dès l'entrée en vigueur de l'évolution des critères de suivi, cette donnée est supprimée des règles. D'ici là, les modalités actuelles restent maintenues (la capacité minimale de l'EDE est déclarée chaque mois par l'OE, RTE considère le maximum entre la capacité minimale déclarée de l'EDE et le minimum des capacités minimales des sites).

4.3. Evolutions de la méthode par historique

Les modalités présentées ci-après sont prévues pour application au 1er trimestre 2023. La date précise de mise en œuvre sera notifiée aux acteurs au moins un mois avant.

Suppression de la contrainte de 5 périodes de déclaration d'indisponibilités exceptionnelles

Il est actuellement imposé de déclarer les indisponibilités exceptionnelles sous la forme de 5 périodes disjointes au maximum.

RTE propose de supprimer cette contrainte, tout en maintenant les 49 journées d'indisponibilités exceptionnelles par an, en permettant leur déclaration au fil de l'eau.

L'ensemble des acteurs s'étant exprimés sur la question lors de l'appel à contribution est en faveur de l'évolution.

Deux acteurs ont par ailleurs exprimé le souhait d'augmenter le nombre d'indisponibilités exceptionnelles. L'analyse des indisponibilités exceptionnelles déclarées en 2021 montre que sur plus de 700 sites homologués, seuls 7 ont déclaré des indisponibilités exceptionnelles pour au maximum 42 jours (2 sites soit 0,3 % du nombre de sites total).

RTE propose donc de conserver le nombre d'indisponibilités exceptionnelles à 49 journées par an et de suivre cet indicateur pour éventuellement revoir cette limite dans le cas où la suppression de la contrainte des 5 périodes disjointes amènerait à atteindre la limite.

Décalage de la période de calcul de la courbe de référence pour les méthodes 10J

Des acteurs ont exprimé le souhait de décaler la période de calcul de la courbe de référence pour les méthodes 10J, prenant actuellement en compte les courbes réalisées des 10 derniers jours à partir de la veille du jour de l'effacement (hors indisponibilités et ajustements).

La courbe de charge réalisée du jour précédant l'effacement n'étant pas toujours remontée auprès de l'opérateur d'effacement le jour J, celui-ci peut ne pas être en capacité de suivre l'effacement en temps réel.

Afin d'améliorer la fiabilité des effacements, il est proposé de décaler d'une journée la prise de référence pour les méthodes 10J, en prenant en compte les 10 jours précédant l'effacement hors indisponibilités, périodes d'ajustement, plages d'effacement et plages de Report, en partant de J-2 compris, pour l'établissement de la courbe de référence du jour J.

L'ensemble des acteurs s'étant exprimés sur la question lors de l'appel à contribution est en faveur de l'évolution.

5. Impact de l'ISP15 sur les règles NEBEF

5.1. Contexte

Le pas de règlement des écarts (*Imbalance Settlement Period* ou ISP) correspond à la granularité à laquelle sont calculés et valorisés les écarts dans le cadre du dispositif de responsable d'équilibre (RE). Ce pas traduit ainsi la granularité à laquelle les RE sont incités à être équilibrés. En France, il est actuellement de 30 minutes.

Le pas de règlement des écarts peut aujourd'hui être différent entre les différents pays européens. Le règlement *Electricity Balancing* prévoit une harmonisation européenne à 15 minutes de ce pas.

Plusieurs bénéfices sont notamment attendus :

- Une meilleure liquidité sur les marchés et plus de fluidité dans les échanges internationaux avec la mise en place de produits de marché 15 minutes, pour laquelle le passage à l'ISP 15 minutes est un prérequis ;
- Une meilleure qualité de la fréquence, car cette évolution est considérée au sein d'ENTSOE comme la solution, combinée à une harmonisation de la granularité des produits de marché nationaux et transfrontaliers, pour traiter le problème des écarts de fréquence à la racine.

Compte tenu du rôle central du dispositif RE dans l'organisation du système électrique et de l'ampleur des impacts pour l'ensemble des acteurs, une concertation relative à cette évolution est conjointement menée par RTE et Enedis depuis 2019.

5.2. Cadre règlementaire

Cette évolution est une application du règlement européen 2017/2195 « *Guideline on Electricity Balancing* », dit règlement *Electricity Balancing* (EBGL), entré en vigueur le 18 décembre 2017. Il prévoit notamment que les gestionnaires de réseau appliquent un pas de règlement des écarts de 15 minutes au plus tard trois ans après l'entrée en vigueur du texte, soit au 18 décembre 2020.

En application de l'article 62(2)(d) du règlement EBGL, la CRE a accordé dans sa délibération n°2018-229 du 14 novembre 2018[1] une dérogation jusqu'au 1er janvier 2025 pour la mise en œuvre en France, soit le maximum autorisé par la règlementation.

5.3. Impacts concertés en 2021

Le changement de pas de règlement des écarts a des conséquences sur différents domaines, dont le dispositif de responsable d'équilibre, le mécanisme d'ajustement et NEBEF. Conformément à des demandes exprimées par certains acteurs lors d'un appel à contributions réalisé à l'été 2019 dans le cadre du GT MA-RE d'avoir de la visibilité en amont, RTE propose d'inscrire, dans le projet de rapport d'accompagnement du projet de Règles NEBEF v3.4, les impacts de ce changement de pas de règlement des écarts concertés dans le cadre du GT effacement sur l'année 2021.

[1] Délibération n° 2018-229 : https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/Octroi-d-une-derogation-pour-un-pas-de-reglement-des-ecarts-a-15-minutes-en-France

En ligne avec les grands principes de mise en œuvre définis et la concertation en GT « Effacements », la proposition de RTE prévoit à la cible une granularité de 15 minutes sur la chaîne du calcul du volume réalisé des effacements. Un alignement avec les évolutions prévues sur le mécanisme d'ajustement a été privilégié dans la mesure du possible.

Impact			Pas actuel	Pas cible
Programmation	***Programme d'effacement***	• Déclaration d'effacement	30'	15'
		• Programme d'effacement retenu	30'	15'
Volume réalisé	***Principe de calcul du volume réalisé***	• Pas de contrôle du volume réalisé	30'	15'
	Courbe de charge de l'EDE	• Sites raccordés sur le RPT	10'	5'

		• Sites raccordés sur le RPD
		  • Sites HTA et BT > 36 kVA
		  • Sites BT <= 36 kVA
			
			10'
			10'
				
				5'
				15'

		• Sites en sous-mesure RPT/RPD	10'	15'

	Courbe de référence de l'EDE	• Méthode du double Rectangle corrigé
		  • Pas de la puissance de référence
		  • Détermination de la courbe de référence
			
			30'
			30'
				
				15'
				15'

		• Méthode par prévision de consommation
		  • Prévisions transmises par les OE
		  • Détermination de la courbe de référence
			
			30'
			30'
				
				15'
				15'

		• Méthode par historique de consommation
		  • Courbes de charge calculées par RTE
		  • Détermination de la courbe de référence
			
			30'
			30'
				
				15'
				15'

		• Méthode du rectangle algébrique site à site • Pas de la puissance de référence	 10'	 A concerter
Publication	***Volumes d'énergie***	• Pas des volumes d'effacements réalisés	30'	15'
		• Indicateurs de fiabilité	30'	15'
Suivi des homologations	***Principe de calcul des indicateurs***	• Pas du calcul des indicateurs	30'	15'
		• Seuils des indicateurs	40% et 15%	A concerter
Versement fournisseur	***Versement de l'opérateur d'effacement aux fournisseurs***	• Calcul du volume d'énergie pour le versement	30'	15'
		• Facturation du versement fournisseur	Mensuel	Mensuel

Figure 16 : Tableau récapitulatif des évolutions liées au passage du pas de règlement des écarts à 15'

Conformément à des demandes exprimées par certains acteurs lors de la concertation en GT « Effacements », les impacts suivants seront concertés sur l'année 2022 :

- Méthode du rectangle algébrique site à site ;
- Seuils des critères de suivi pour l'homologation aux méthodes par prévision et historique.

Les modalités transitoires pour préparer la mise en œuvre sont en cours d'étude et seront précisées dans la suite de la concertation. En particulier, comme demandé par certains acteurs lors de l'appel à contribution, la possibilité d'anticiper la bascule de certaines évolutions par rapport à la date de passage de l'ISP à 15 minutes, de façon à lisser la mise en œuvre des adaptations, est en cours d'analyse.

Pour information, concernant les autres mécanismes de marché :

- Les évolutions de règles relatives au mécanisme d'ajustement et dispositif de responsable d'équilibre ont été intégrées au projet de règles MA-RE v10, mises en consultation le 8 octobre 2021.
- Celles relatives aux autres mécanismes de marché (dont les règles SSY et MECAPA) sont en cours de concertation et seront déclinées ultérieurement.

6. Evolutions diverses

6.1. Contrôle du réalisé en cas d'absence de courbes de charge

Dans le cas où la courbe de charge d'un site de soutirage n'est pas remontée par le gestionnaire de réseau au moment du contrôle du réalisé effectué par RTE, les règles prévoient actuellement de considérer la courbe de charge pour les pas demi-horaires concernés comme nulle. Cette modalité implique une différence de traitement selon la méthode de contrôle du réalisé concernée :

- Méthodes RDRC ou RAS : l'effacement peut être considéré comme nul si la courbe est à 0 au moment de la prise de référence ;
- Méthodes par prévision et historique : la totalité de la courbe de référence peut être considérée comme effacée, conduisant souvent à une surestimation.

RTE avait initialement proposé d'exclure les sites de soutirage dont la courbe de charge serait manquante de l'EDE pour le contrôle du réalisé, induisant de ne pas tenir compte de l'effacement de ces sites lors du contrôle du réalisé qui serait recalculé lors de la remontée de la courbe de charge.

Lors de l'appel à contributions, les retours ont été très partagés, avec 4 acteurs en défaveur de la proposition (y compris les GRD représentés par l'ADEeF), et 4 acteurs entre favorables et « pas opposés ».

RTE a fait évoluer sa proposition :

Cas des sites télérelevés

Dès qu'au moins une courbe de charge **issue des Gestionnaires de Réseau** est absente dans une EDE télérelevée et dans l'attente de la remontée des courbes absentes, le volume réalisé de l'EDE est placé au volume retenu.

Une clé de répartition est appliquée pour répartir ce volume entre les sites de l'EDE : pour le rebouchage des courbes des sites en modèle corrigé ou des périmètres des RE concernés pour les autres modèles et pour le versement fournisseur des sites au modèle régulé. Le volume d'effacement retenu est ventilé au prorata des Capacités Maximales des Sites.

Ce rebouchage temporaire pourra conduire à des corrections de périmètres imparfaites le temps que les courbes remontent.

Cas des sites profilés

Dans le cas des EDE profilées la courbe de charge peut être issue soit des données de comptage des GRD, soit, dans certains cas, des données remontées par l'OE s'il dispose de la qualification pour le profilé.

Par ailleurs, les EDE profilées pouvant contenir plusieurs dizaines de milliers de sites, l'absence d'une ou plusieurs courbes est plus probable que dans le cas du télérelevé.

Une analyse plus approfondie est nécessaire pour définir les solutions les plus appropriées, en lien avec les GRD et les OE.

Une évolution des modalités pour les sites profilés n'est ainsi pas envisageable pour les règles NEBEF 3.4, RTE propose que ce soit instruit pour la prochaine version de règles.

6.2. Abaissement du seuil des EDE profilées

En cohérence avec l'abaissement du seuil de profilage mis en œuvre dans les règles MA-RE v10, les sites de soutirage composant les EDE profilées devront avoir une puissance souscrite inférieure à 37 kVA et être alimentés en basse tension.

Cette évolution entrera en vigueur dès le 1e janvier 2023, en cohérence avec les évolutions apportées dans les règles MA-RE v10 (évolution du chapitre F des règles RE).

Les règles NEBEF évolueront ainsi comme suit :

- **Avant le 1er janvier 2023 :** une EDE Profilée sera constituée d'au moins un site de soutirage profilé et, éventuellement, de Sites de Soutirages Télérelevés dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 250 kW.
- **A compter du 1er janvier 2023 :** une EDE Profilée est constituée de sites de soutirage dont la puissance souscrite est inférieure au seuil en-dessous duquel la consommation des sites peut être calculée par profilage, tel que défini au chapitre F de la Section 2 des Règles MA/RE (soit sous les 37 kVA et raccordés en basse tension).

6.3. Envoi des courbes de charge par les Opérateurs d'Effacements pour les sites télérelevés raccordés au réseau de distribution et participant à l'expérimentation sous-mesure.

A partir de la Date F, estimée au premier semestre 2023, RTE transmettra aux GRD en S+2 les volumes d'effacement réalisés sur une semaine S des sites au modèle corrigé.

Ainsi, il sera attendu des opérateurs d'effacement participant à l'expérimentation sur la sous-mesure de transmettre à RTE les courbes de charges pour une semaine S au plus tard le vendredi S+1.

Cependant, dans le cas où l'expérimentation sur la sous-mesure venait à être pérennisée, et dans le cas où le rebouchage des courbes des sites de soutirage au modèle corrigé se fasse sur la base de la sous-mesure, il sera attendu des opérateurs d'effacement de transmettre les courbes de charges d'une semaine S le lundi de S+1 à 16h30 (le Bilan Global de Consommation – BGC étant publié le vendredi de S+1).

Ainsi, RTE propose par souci de simplification, et pour éviter deux évolutions successives du délai de transmission des courbes, de fixer la limite de transmission par les opérateurs d'effacement des courbes de charges des sites télérelevés participant à la sous-mesure au lundi de S+1 à 16h30 dès la date F.