26 juin 2020

Groupe de travail Effacements Transverse

ORDRE DU JOUR

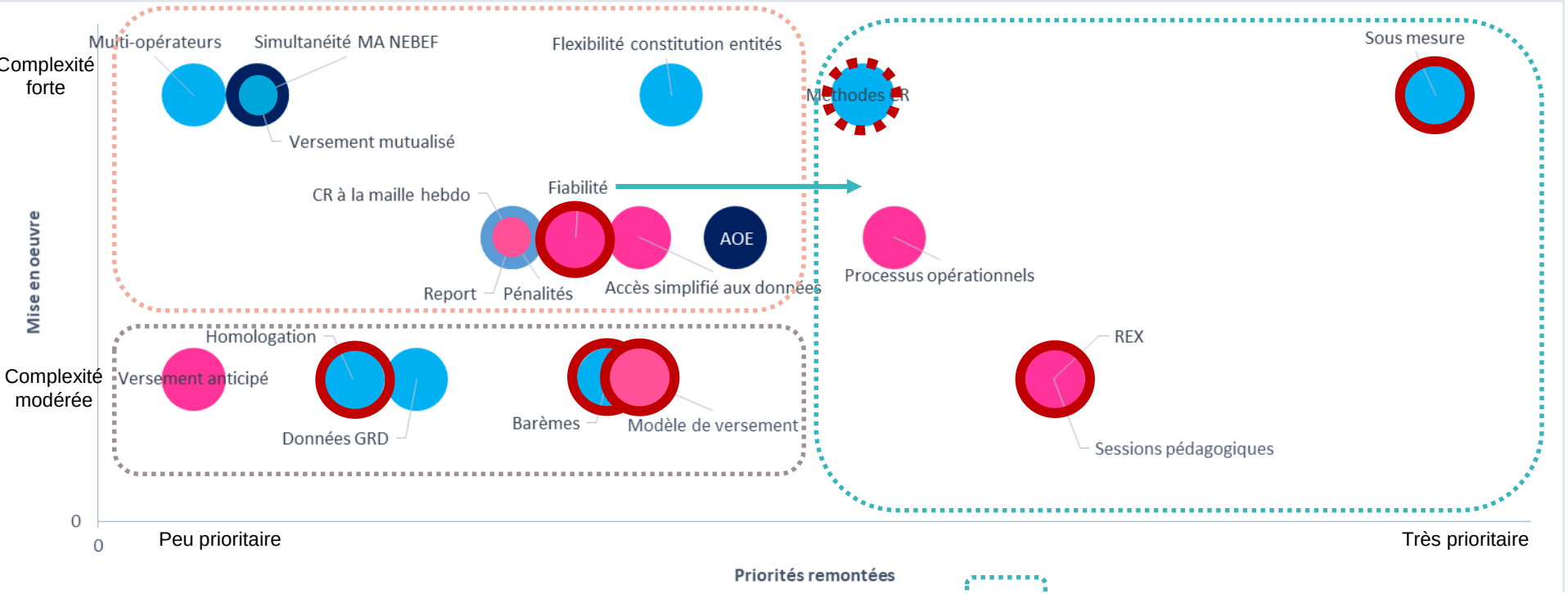
Sujet		Durée
1	Introduction	10’
2	Sous-mesure	35’
3	Pages pédagogiques	10’
4	Fiabilité	30’
5	Barèmes de versement	35’
6	Modèle de versement	10’
7	Simplification de l’homologation	20’
8	Point SI	10’
9	Questions/réponses AOE 2021	20’



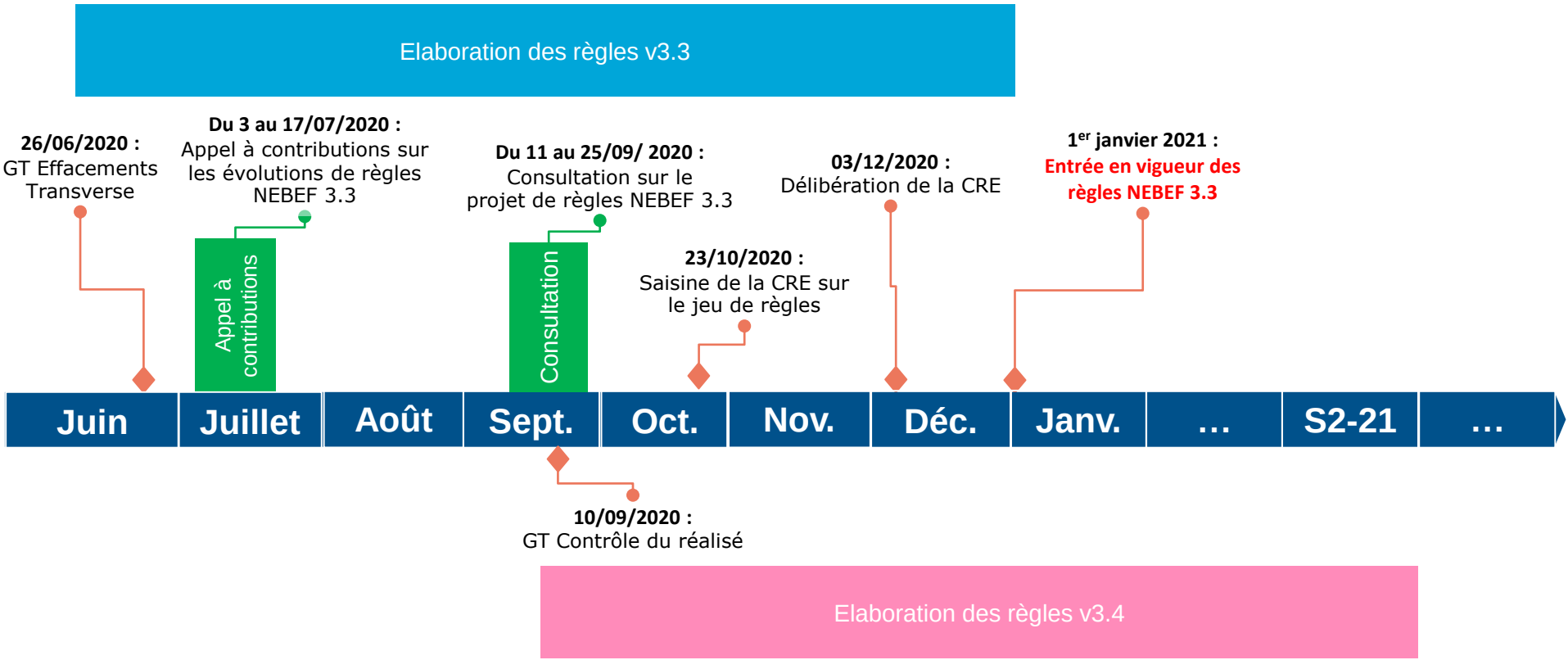
1

Introduction

Rappel : synthèse du retour des acteurs



Planning de concertation



Les sujets non traités dans les règles NEBEF 3.3 seront étudiés pour une possible intégration dans les règles NEBEF 3.4 prévues pour S2 2021.



2

Lancement d’une expérimentation sur la sous-mesure

Cadre actuel

- La certification des effacements dans le cadre du mécanisme d'ajustement ou de NEBEF se fait sur la base des données de comptage des gestionnaires de réseau, comme le prévoit le décret du 3 juillet 2014 relatif aux effacements :

  « *Les données utilisées pour la certification des volumes d'effacement de consommation sont issues des dispositifs de comptage des gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.* »

- Les données utilisées sont des données correspondant à une mesure au périmètre du site
- Le même décret prévoit néanmoins la possibilité d'exceptions, « *quand ces dispositifs ou les données qui en sont issues ne présentent pas les caractéristiques nécessaires à l'évaluation précise des volumes d'effacement de consommation en vue de leur certification […], les données produites ou collectées par un opérateur d'effacement peuvent être utilisées*. ».
- La sous-mesure existe déjà pour les sites profilés quand ils ne sont pas équipés d'un compteur à courbe de charge : les données de l'opérateur sont utilisées et peuvent ne mesurer qu'une partie des consommations du site.

Enjeux associés à la sous-mesure

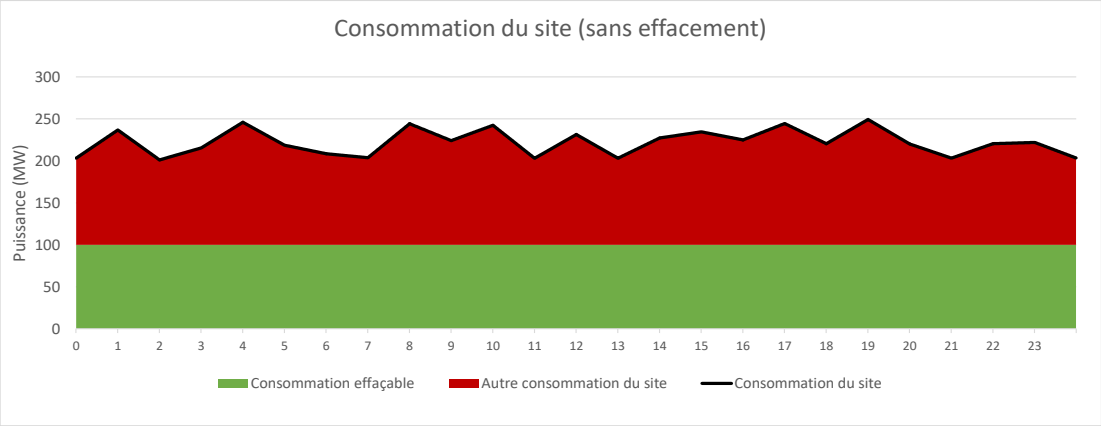
- Quelle que soit la méthode de contrôle du réalisé, l'évaluation des effacements réalisés est moins précise quand :
  - des consommations non effacées et variables se superposent aux usages effacés
  - ces consommations sont significatives et ont des variations dont l'ampleur est du même ordre de grandeur que l'amplitude des effacements

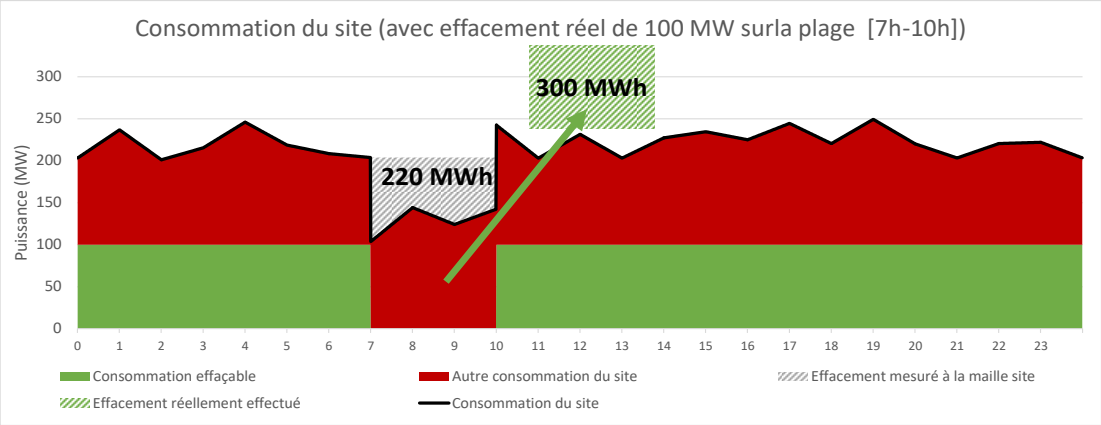
- Le contrôle du réalisé à la maille des usages effacés peut permettre de réduire cette imprécision et limiter les risques associés pour les acteurs et contribuer à faire émerger de nouvelles capacités

  Cas d'usage : sites dont seulement une petite partie de la consommation est effaçable alors que les autres processus ont des cycles/variabilités importants

Enjeux associés à la sous-mesure

Exemple





Objectif de l'expérimentation de la « sous-mesure »

- RTE propose d'ouvrir une expérimentation « sous-mesure ».

- Cette expérimentation permettra d'identifier si la « sous-mesure »:
  - contribue à faire émerger de nouveaux gisements utiles à la sécurité d'approvisionnement
  - améliore la précision de l'évaluation des volumes effacés
  - ne génère pas d'effets indésirables (p.e. effacements de certains usages avec effets de compensation au sein d'un même site)

- L'expérimentation proposée sera suivie d'un retour d'expérience qui pourra conduire à définir un cadre cible pour la sous-mesure ou, si les résultats ne sont pas concluants, à son abandon

Propositions de modalités d'expérimentation

- Une période d'expérimentation de 2 ans, à compter du 1er janvier 2021

  Réalisation d'un retour d'expérience à l'issue de la période d'expérimentation, en assurant une continuité en cas de pérennisation

- Une proposition d'ouverture de l'expérimentation aux sites télérelevés

  A priori, selon les cas d'usage remontés par les acteurs, les principaux cas d'usage portent sur les sites télérelevés. Les sites participant déjà aux mécanismes pourraient participer, sous réserve d'une amélioration constatée de l'estimation des volumes certifiés.

  La faisabilité d'une ouverture aux sites profilés pourra être étudiée si besoin.

- Des plafonds de participation :
  - en volume pour limiter l'impact d'éventuels effets de bords indésirables

  RTE envisage un plafond total de 500 MW de puissance effaçable (sur base déclarative) avec un plafond par acteur (p.e. 100 MW)

  - et en nombre de sites, pour des questions opérationnelles

  RTE envisage un plafond total de 100 sites avec un plafond par acteur (p.e. 20 sites)

Participation aux marchés

- Valorisation sur les mécanismes de marché
  - La valorisation pleine et entière des capacités sur les marchés serait possible dès le début de l'expérimentation :
    - Valorisation des énergies effacées sur NEBEF
    - Et par conséquence, valorisation de capacités disponibles sur le mécanisme de capacité (via collecte de disponibilité « NEBEF »)
    - L'expérimentation ne sera pas ouverte sur le MA, du moins, pas dans un premier temps, les évolutions SI nécessaires s'inscrivant dans un calendrier plus contraint
  - Un intérêt potentiel à « isoler » les sites en régime expérimental « sous-mesure » mais un effet sur le foisonnement au sein des EDE.
- Application des méthodes de contrôle du réalisé
  - Les méthodes de contrôle du réalisé habituelles s'appliquent : seules les données utilisées sont différentes (données au périmètre « sous-mesure » à la place des données des gestionnaires de réseau aux bornes du site)
  - La méthode par historique, ne serait pas accessible, du moins dans un premier temps, pour des enjeux d'implémentation SI.

Exigences de participation des sites à l'expérimentation

- Qualité et sincérité des données remontées par les opérateurs eux-mêmes

⇒ Pour garantir la fiabilité des données

- Absence d'effet de « compensation » ou corrélation opposée à l'intérieure du site lors des activations

⇒ Pour garantir un effet sur le système électrique

- Justification d'intérêt de la sous-mesure

⇒ Régime qui se place dans l'exception prévue du décret du 3 juillet 2014 relatif aux effacements : « quand […] les données […] ne présentent pas les caractéristiques nécessaires … »

Conditions de participation des sites à l'expérimentation

- Qualité et sincérité des données remontées par les opérateurs eux-mêmes

⇒ Pour garantir la fiabilité des données

- Absence d'effet de « compensation » ou corrélation opposée à l'intérieure du site lors des activations

⇒ Pour garantir un effet sur le système électrique

- Justification d'intérêt de la sous-mesure

⇒ Régime qui se place dans l'exception prévue du décret du 3 juillet 2014 relatif aux effacements: « quand […] les données […] ne présentent pas les caractéristiques nécessaires … »

- Définition d'une exigence métrologique

  A définir en fonction du retour de la consultation.

  Par défaut, exigences de l'arrêté « comptage » du 1er août 2013

- Dispositif de qualification, analogue à celui existant pour les sites profilés ne disposant pas de compteurs à courbe de charge :

  Audit de la chaîne de mesure, traitement et transmission des données, y.c audits sur sites

- Possibilité éventuelle de démarrage avant qualification sous réserve de demande de qualification

Conditions de participation des sites à l'expérimentation

- Qualité et sincérité des données remontées par les opérateurs eux-mêmes

⇒ Pour garantir la fiabilité des données

- Absence d'effet de « compensation » ou corrélation opposée à l'intérieure du site lors des activations

⇒ Pour garantir un effet sur le système électrique

- Justification d'intérêt de la sous-mesure

⇒ Régime qui se place dans l'exception prévue du décret du 3 juillet 2014 relatif aux effacements : « quand […] les données […] ne présentent pas les caractéristiques nécessaires … »

- Description de l'installation électrique du site et justification déclarative de l'indépendance des usages du périmètre « sous-mesure » avec les autres usages du site
- Vérification de la conformité de l'installation via audits sur site (dans le cadre de l'audit de qualification)
- A posteriori et uniquement à des fins de retour d'expérience : analyse croisée des données « sous-mesure » et des données à la maille site (issues du GR) pendant et hors périodes d'effacement

Un minimum de 5 activations (de 30') requis.

Analyse des activations « sites » soit via EDE dédiées, soit via engagements d'activation « site ». Engagement d'activation « site » à hauteur de 50% à 100% de la puissance « effaçable »

Conditions de participation des sites à l'expérimentation

- Qualité et sincérité des données remontées par les opérateurs eux-mêmes

⇒ Pour garantir la fiabilité des données

- Absence d'effet de « compensation » ou corrélation opposée à l'intérieure du site lors des activations

⇒ Pour garantir un effet sur le système électrique

- Justification d'intérêt de la sous-mesure

⇒ Régime qui se place dans l'exception prévue du décret du 3 juillet 2014 relatif aux effacements : « quand […] les données […] ne présentent pas les caractéristiques nécessaires … »

- Pour les sites participant déjà aux mécanismes de marché :
  - Éléments d'analyse de l'amélioration de la précision par un contrôle du réalisé à la maille « sous-mesure »
- Pour les « nouveaux » sites :
  - Eléments permettant d'apprécier la perturbation des usages non effacés dans l'évaluation des effacements

Modalités pratiques

- Soumission d'une demande de participation à l'expérimentation
  - Sites concernés
  - Puissance effaçable déclarative de chaque site (sert pour le plafond, les engagements d'activation, vérifié post-expérimentation)
  - Description des installations électriques et des périmètres de sous-mesure par site
  - Justification de l'utilité de la sous-mesure sur les sites concernés
  - Demande de qualification des mesures : dossier décrivant la chaîne de mesure, traitement et transmission des données
  - Autorisation des sites à l'utilisation des données dans le cadre de l'expérimentation (y.c. par le GRD) et à la publication de données agrégées, dans le cadre du REX
- Participation des sites sur les marchés NEBEF, sans attente de la qualification
- Possibilité d'exclusion à l'issue de la qualification ou au bout d'un an si non respect des exigences
- Publication d'un retour d'expérience et propositions sur les suites à donner



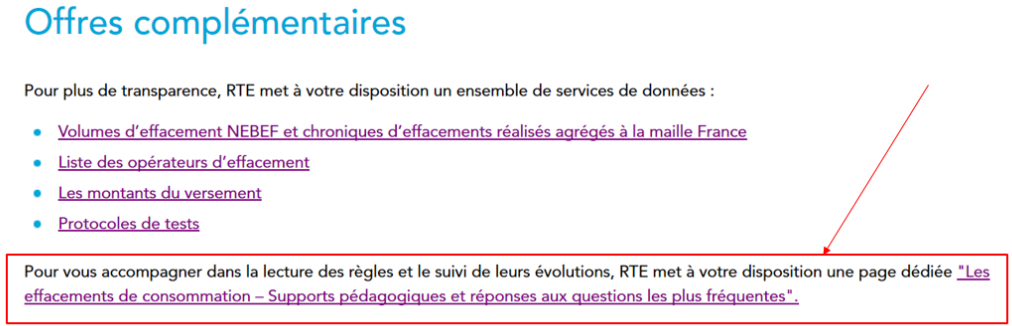
3

Pages pédagogiques

Portail Services

Nouvelle page ouverte le 23 juin dédiée à des éléments pédagogiques sur les effacements de consommation

Nouvelle page « Les effacements de consommation - Supports pédagogiques et réponses aux questions les plus fréquentes » accessible depuis la page Valorisez des effacements sur le marché NEBEF dans la rubrique « Offres complémentaires »



Les éléments pédagogiques mis à disposition au 23 juin :

- Les modalités d'agrément technique
- Mécanisme NEBEF - Synthèse des Canaux et contenus des échanges opérationnels
- Répertoire des réponses aux questions les plus fréquentes



4

Fiabilité

Fiabilité des effacements : de quoi parle-t-on ?

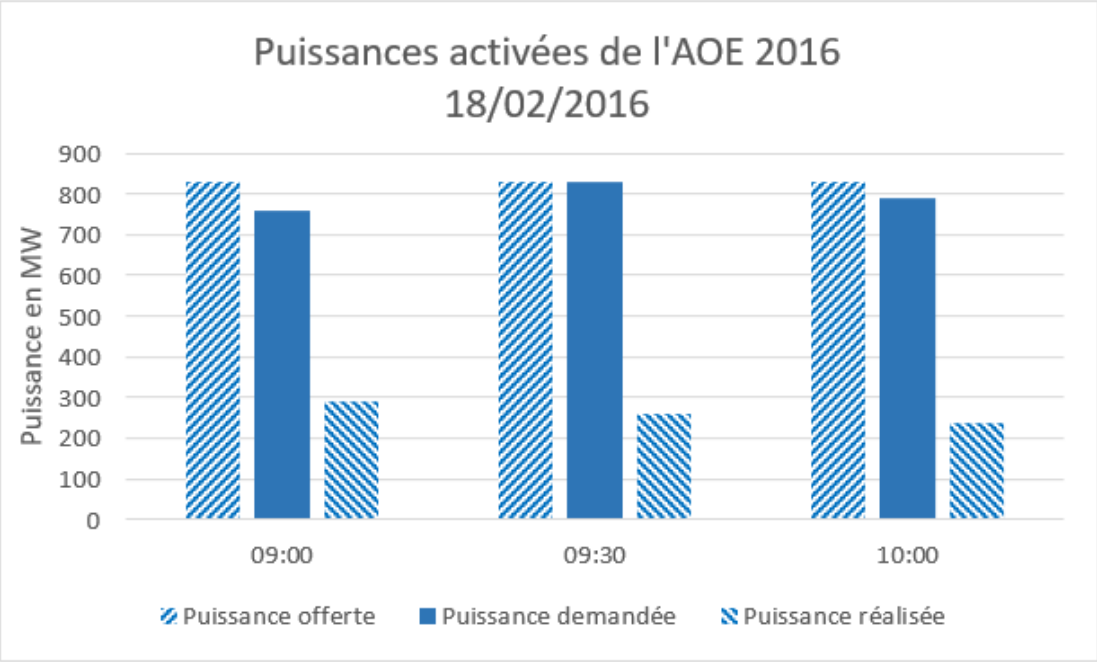
- **Sous le terme « fiabilité », plusieurs notions aux enjeux distincts :**
  - La mise à disposition effective des capacités qui valorisent leur disponibilité

    Les capacités contractualisées (AOE, RR/RC, Mécanisme de capacité) sont elles réellement disponibles à hauteur (en espérance) des engagements pris ?
  - La fiabilité « à l'activation »

    Quel écart entre la puissance offerte/demandée et puissance réellement activée ?

- **Pourquoi un suivi de la fiabilité des effacements ?**
  - Comme pour toutes les filières, la fiabilité des engagements et des réponses aux demandes d'activation représente **un enjeu pour le système électrique :**
    - *Contribution des effacements à la sécurité d'approvisionnement (hyp. Bilan prévisionnel).*
    - *Sûreté de l'exploitation temps réel du système électrique (notamment équilibrage)*
  - **Une forte attente exprimée par l'ensemble des acteurs** pour un diagnostic sur la fiabilité de la filière

Exemple du 18/02/2016



→ Lors du 18 février 2016 alors que la situation de l'équilibre offre-demande du système électrique était tendue (grèves dans certaines unités de production), les puissances engagées au titre d'un contrat d'effacement n'étaient disponibles qu'à hauteur de 30% à 40% post activation sur le MA.

Quelles situations / aléas souhaite-t-on identifier et éviter ?

Plusieurs situations de non-conformité peuvent être détectées par les contrôles et modalités de suivi de la performance :

Surestimation du volume contractualisé

Contrôle annuel du respect des engagements
Tests d'activation

Capacités imprécises à l'activation

Suivi de la défaillance à l'activation

Certaines de ces situations relèvent d'un comportement non souhaitable de la part des acteurs concernés.

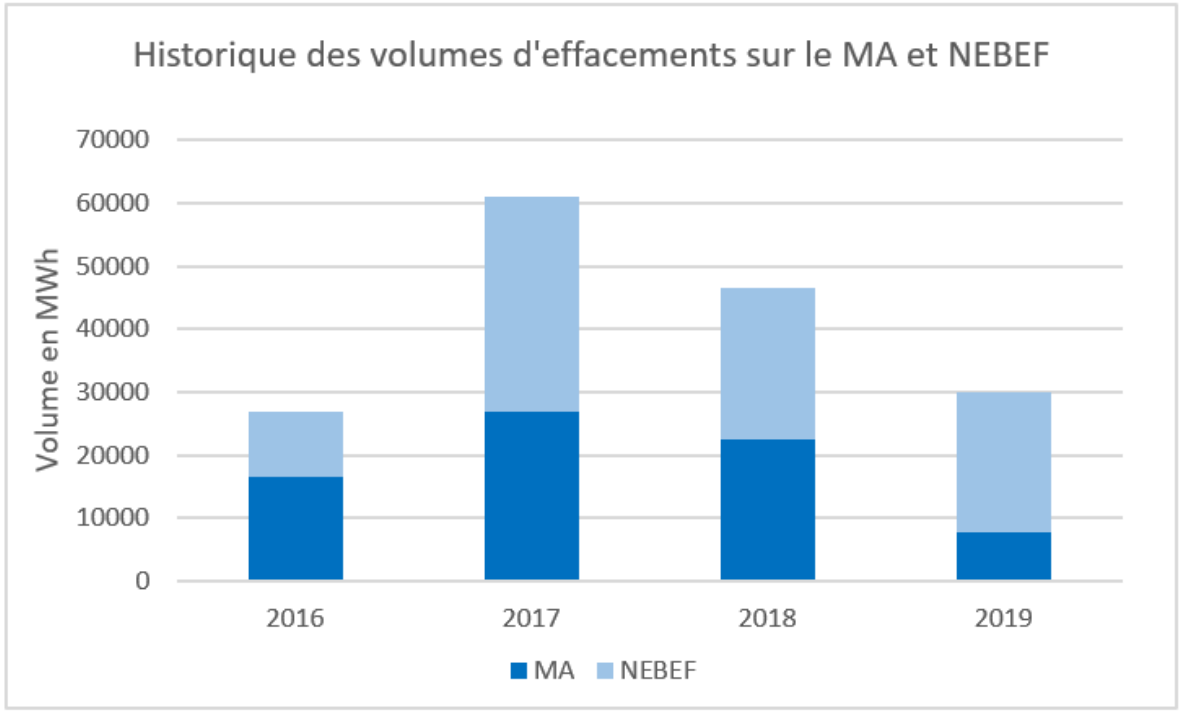
→ **Suite au constat 2016, RTE a progressivement mis en œuvre un « paquet de mesures » fiabilité pour orienter les acteurs vers des comportements plus vertueux.**

- Contrôle de la conformité des capacités mises à disposition avec les puissances contractualisées
- Introduction de tests d'activation hors préséance économique
- Augmentation de l'écart de pénalité entre une défaillance déclarée avant l'activation et une défaillance constatée après l'activation
- Détection des situations où la puissance offerte dépasse la consommation des sites

D'autres situations ne présentent pas de caractère volontaire mais doivent être évitées.

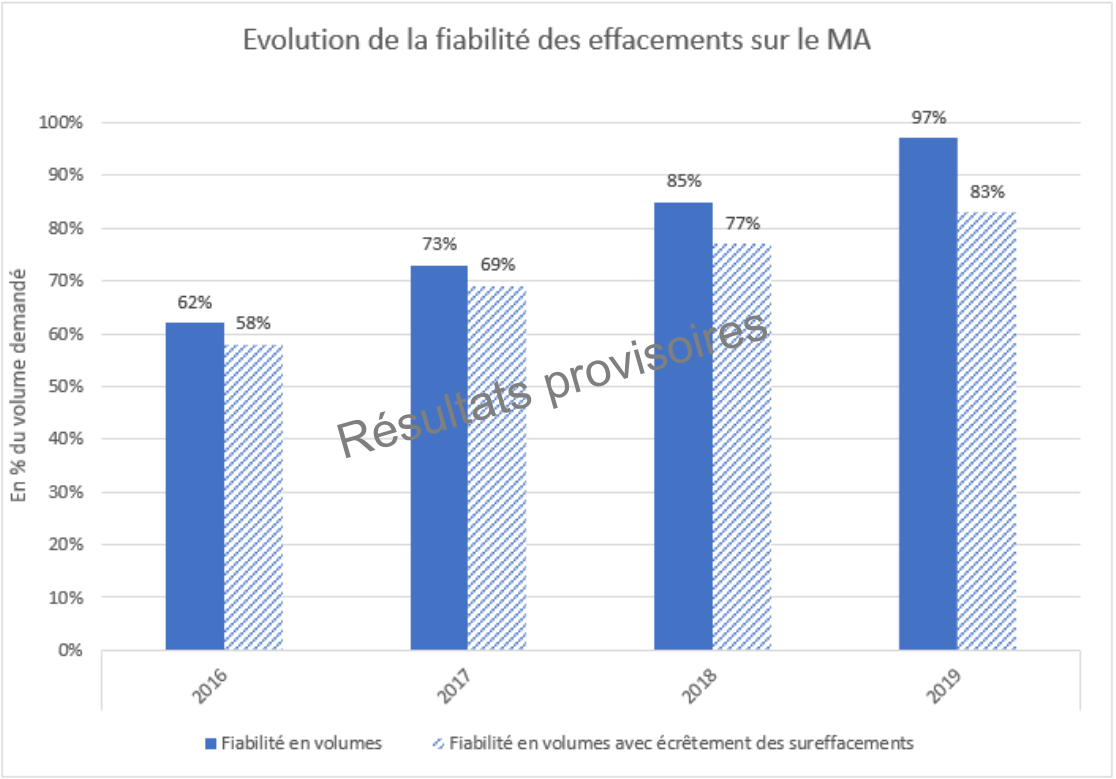
→ **Des améliorations peuvent probablement être obtenues par « effet d'apprentissage » de ces capacités, via leur participation régulière aux mécanismes de marché et un suivi et un retour régulier auprès des acteurs.**

Les effacements : où en est-on?



- Des volumes comparables sur le MA et sur NEBEF représentant un volume moyen de 40 GWh par an.
- Les activations sont rares et réalisées lors des jours de forte tension – environ 15 h d'activation en moyenne par an sur l'ensemble de la filière
- La plupart des effacements ont une valeur capacitaire. Leur fiabilité en est d'autant plus nécessaire.

Evolution de la fiabilité ces dernières années sur le MA



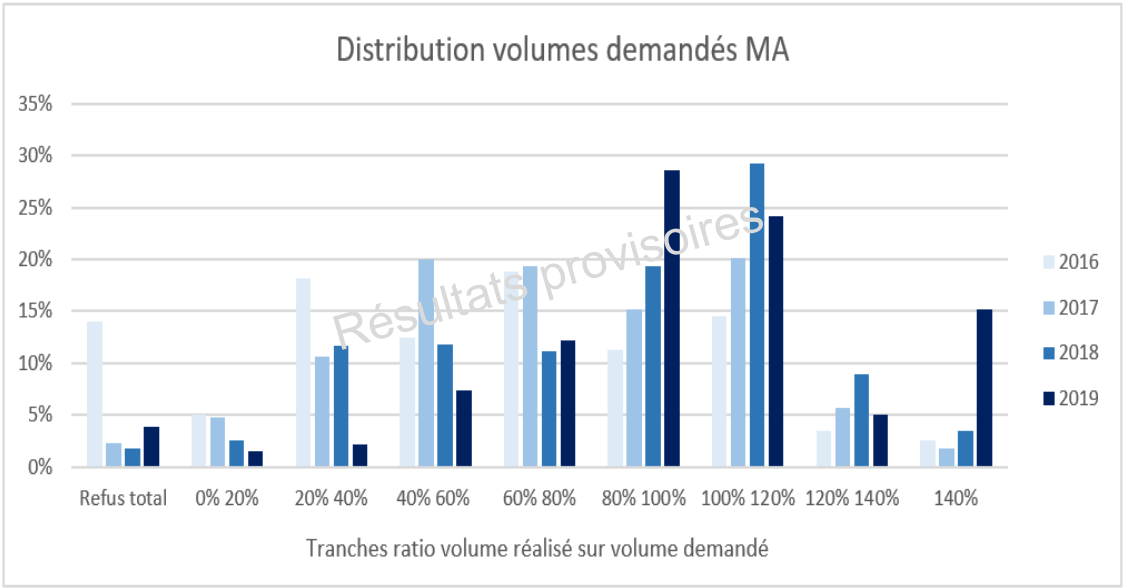
→ Amélioration significative de la fiabilité « moyenne » sur le MA, depuis la mise en œuvre du paquet « fiabilité »

→ Des volumes en défaut persistants compensés par des sur-effacements

→ Une analyse « en volume moyen » qui peut masquer l'existence de capacités peu fiables mais faiblement activées

Fiabilité : Ratio Volume réalisé sur Volume demandé
Refus d'activations cause non respect des CUO exclus du périmètre

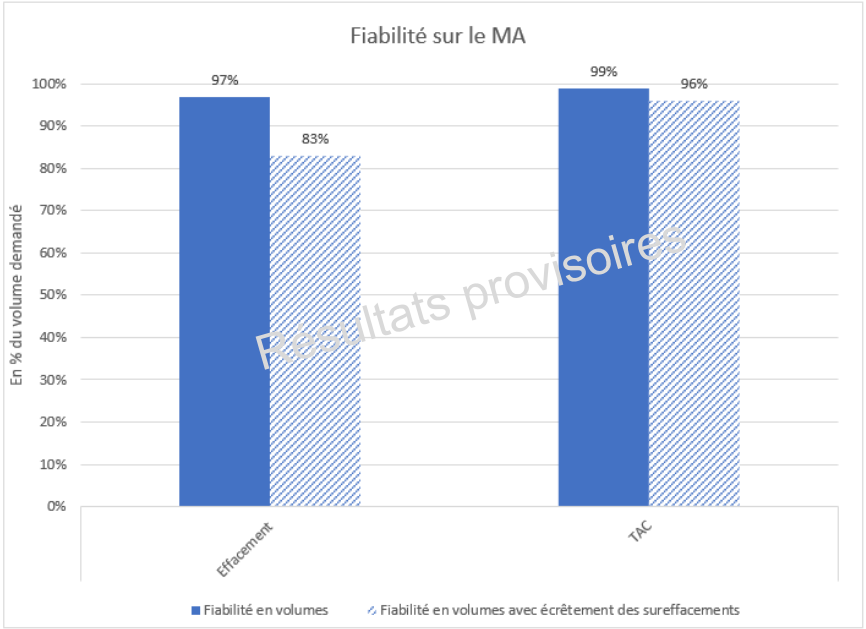
Une forte imprécision des activations

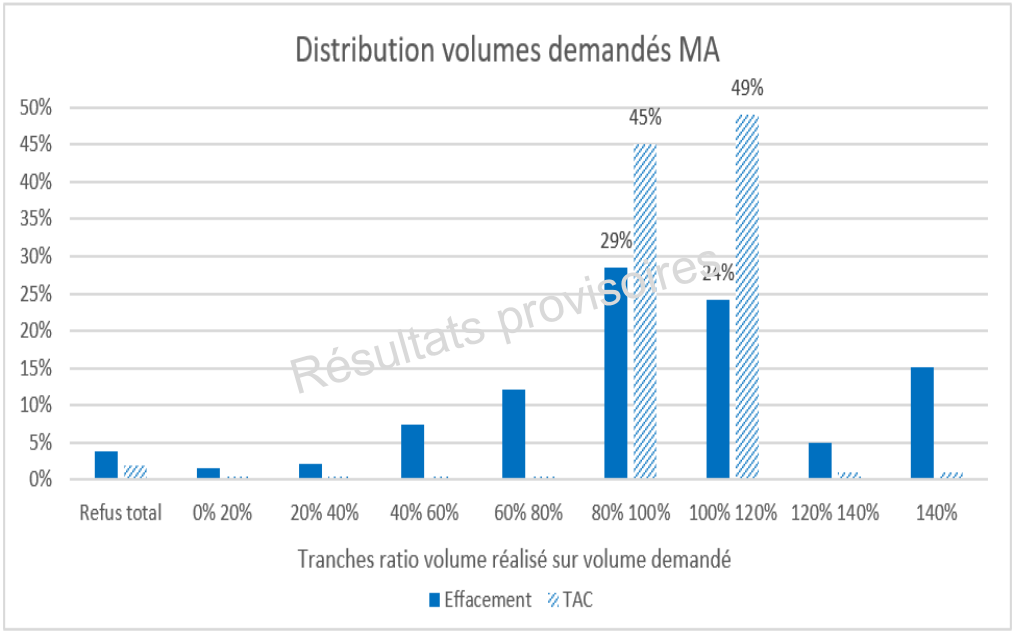


→ En 2019, seulement 50% des volumes demandés sont réalisés dans la fenêtre [80%, 120%].

→ Forte imprécision : impact sur l'équilibrage du système électrique en temps réel

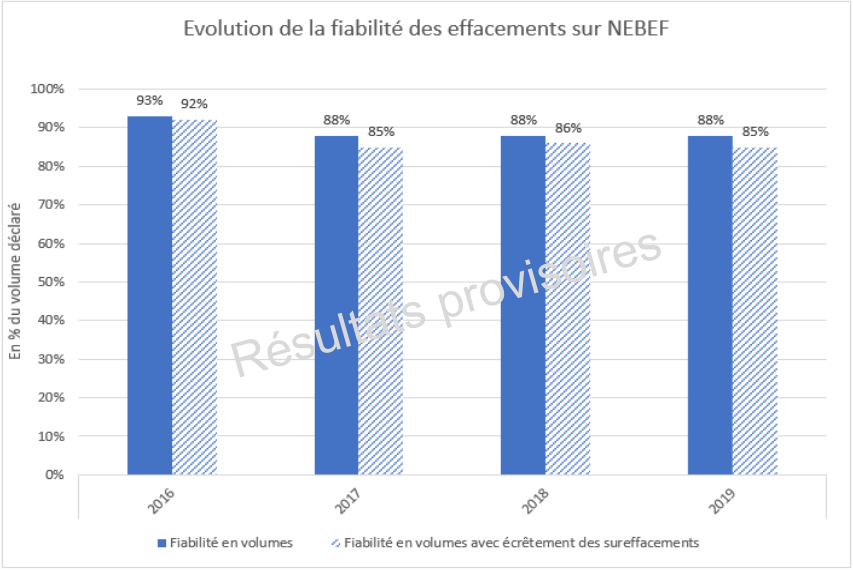
Comparaison avec les TACs

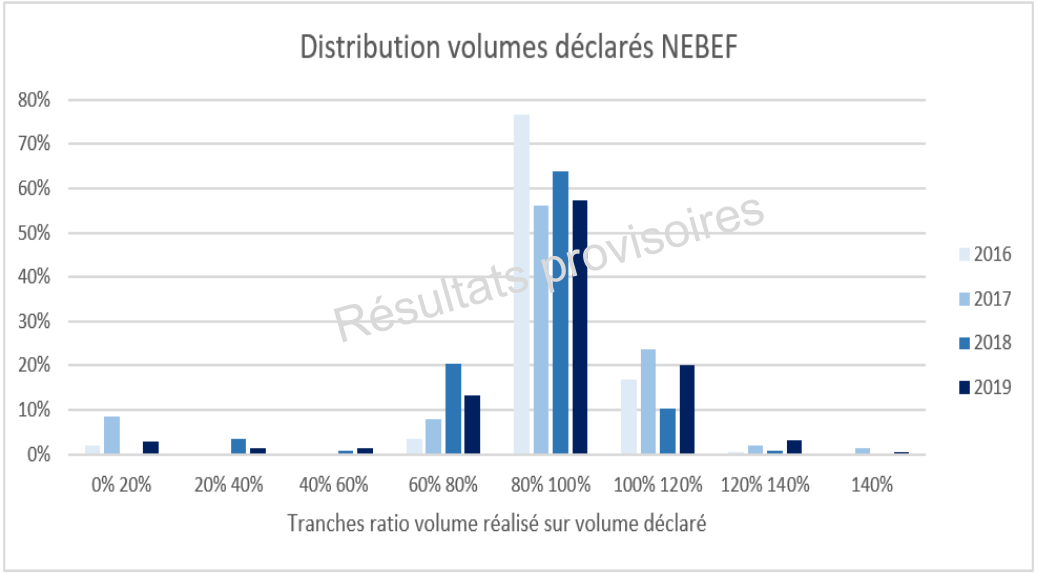




- La fiabilité en volume de la filière effacement converge en moyenne vers celle des TACs.
- Des volumes en défaut persistants bien plus importants sur la filière effacement
- Les effacements présentent une forte imprécision à la réalisation, phénomène qui n'est pas observé sur la filière TAC.

Evolution de la fiabilité ces dernières années sur NEBEF



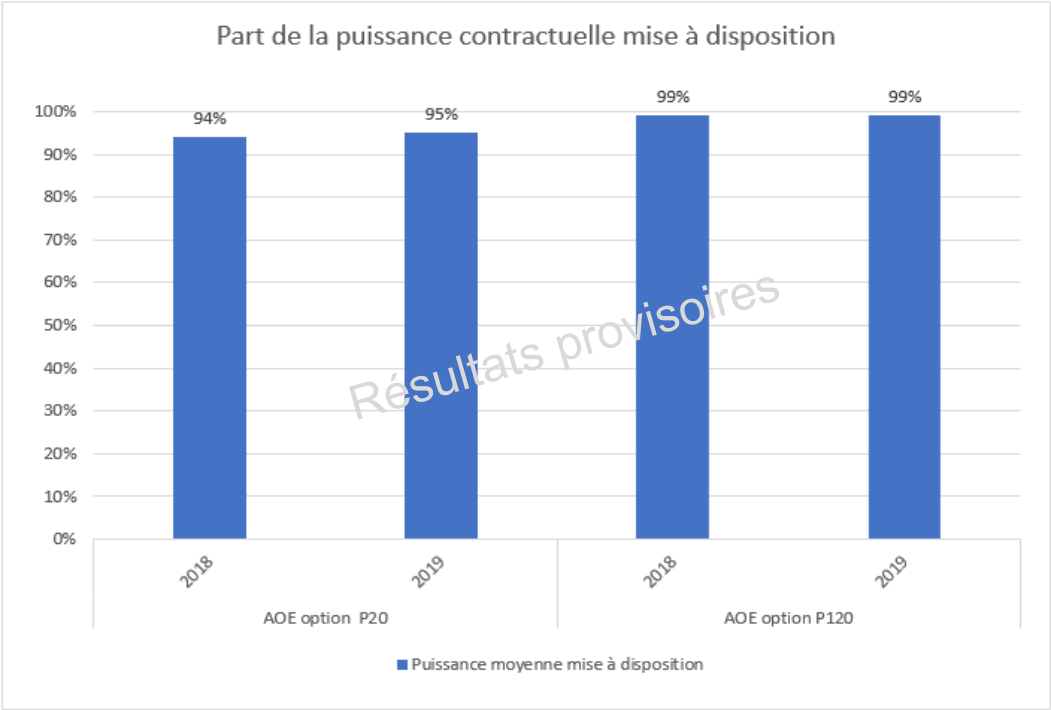


→ Un taux de fiabilité en volume relativement stable depuis 2017 proche de 90%

→ Les effacements NEBEF sont plus précis que sur le MA.

Environ 80% des volumes déclarés sont réalisés dans la fenêtre [80% 120%]

Mise à disposition des capacités engagées sur l'AOE

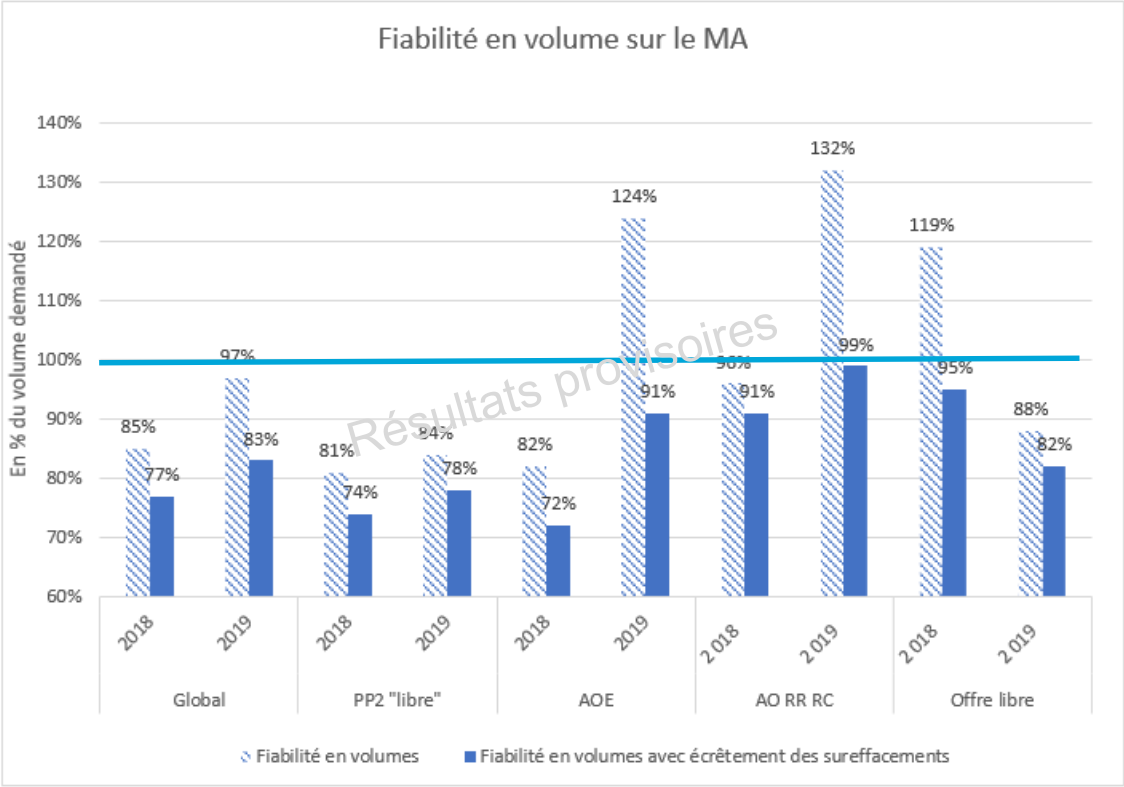


→ Les capacités contractualisées dans l'AOE sont globalement effectivement mise à disposition du système électrique, à hauteur des puissance contractualisées (indépendamment de leur fiabilité lors des activations)

→ Les modalités souples de participation (choix des jours parmi des jours signalés) contribuent à faciliter le respect de l'engagement contractuel

Fiabilité : Ratio des puissances offertes sur MA (ou déclarés NEBEF) sur puissances contractuelles

Des disparités de fiabilité selon les contrats



→ En moyenne, une fiabilité importante des capacités engagées dans un contrat de mise à disposition (AOE, RR/RC)

Effet des modalités de mise à disposition (choix des jours P20 p.e.), plafonnement des prix d'offre et/ou des dispositifs de pénalité

→ Hors capacités engagées dans un contrat de mise à disposition, des offres moins fiables lors des jours PP2

Synthèse et propositions

- **Synthèse:**
  - Sur le MA, la fiabilité est en forte progression depuis la mise en œuvre du paquet fiabilité

    Il n'existe plus de biais systématique à l'activation
  - Sur le MA, il existe une forte imprécision à la réalisation qui impacte l'équilibrage du système en temps réel
  - Les capacités contractualisées (AOE, RR/RC) sont réellement disponibles à hauteur des engagements pris
  - A contrario, les activations réalisées lors des jours PP2 affichent la plus faible fiabilité, alors que ce sont les jours où la fiabilité doit être la plus grande

- **Propositions**
  - Intégrer la réflexion d'une amélioration de la fiabilité des effacements lors des jours PP2 dans le cadre du REX MECAPA.
  - Consolider la fiabilité de la filière en publiant les indicateurs à la maille acteur

Juillet	*Août*	*Sept*	*Oct*	*Nov*	*Déc*
Pré-diffusion d'un rapport fiabilité sans indicateur par acteur	Diffusion à chaque acteur de ses indicateurs 2019	Consolidation des indicateurs avec les acteurs	Publication du rapport fiabilité avec indicateurs par acteur	Réflexions sur un label Fiabilité	



5

Barèmes de versement

Remise à plat de la formule de calcul du barème de versement fournisseur

- Suite aux demandes de différents acteurs, opérateurs d'effacement et fournisseurs, nous avons ouvert la question de la formule de calcul du barème de versement de façon globale
- La formule n'est plus adaptée aux conditions de marché :
  - prévue initialement pour les gros sites RPD mais qui sont aujourd'hui au modèle corrigé
  - pas de prise en compte de l'écrêtement ARENH
  - établie avant la mise en place du mécanisme de capacité
- Au Q1 2017, la formule actuelle avait montré ses limites suite à une hausse des prix sur oct-nov 2016
- Ces limites de la formule ont été étudiées et les impacts des évolutions proposées analysées

Approvisionnement des clients télérelevés en modèle régulé

- Le modèle corrigé est obligatoire pour les sites éligibles, c'est à dire les sites de puissance souscrite supérieure à 36kVA, télérelevés et en contrat CARD

- Les clients télérelevés en modèle régulé correspondent donc aux clients télérelevés remplissant un des critères suivants:
  - Client en contrat unique
  - Ou client de puissance souscrite inférieure à 36 kVA

- D'après la segmentation des points de connexion, cela correspond:
  - A tous les clients C2
  - Aux clients C3 et C5 télérelevés
  - Au clients C4 télérelevés en contrat unique

COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

Approvisionnement des clients télérelevés en modèle régulé

- Dans le cadre de la rédaction du rapport de surveillance des marchés de détail, les services de la CRE ont eu l'opportunité de s'entretenir avec les fournisseurs haut de portefeuille, associations de consommateurs industriels et associations de consommateurs institutionnels.
- De manière générale, les grands consommateurs disposent d'offres personnalisées, il est ainsi difficile d'établir une règle générale s'appliquant à l'approvisionnement de tous les sites télérelevés.
- Toutefois, une segmentation entre les sup et inf 30 GWh semble se révéler :
  - Les inf 30 GWh privilégient les offres à prix fixes. L'approvisionnement est réalisé en back-to-back à la signature du contrat.
  - Les sup 30 GWh sont désormais tournés vers les offres à prix clic (offres de plus en plus variées, avec des formules différentes), permettant une certaine forme de lissage.
- Les contrats sont généralement d'une durée comprise entre 1 an et 3 ans. D'après certains acteurs, la date de signature des contrats est généralement centrée en septembre.

Approvisionnement des clients télérelevés en modèle régulé

- Les acheteurs en énergie gagnent en compétence, ainsi les offres clics apparaissent de plus en plus comme la norme s'agissant des grands consommateurs. Ces offres permettent aux clients de fixer une partie du prix de la fourniture sur la cotation de produits forward à des dates postérieures à la signature du contrat et choisies par l'acheteur.
- Les acteurs notent que ces offres attirent également les collectivités en autorisant une certaine forme de souplesse au regard des contraintes des marchés publics.
- **Dans ce contexte, une évolution du lissage de l'approvisionnement pour le calcul du versement pourraient être pertinente.**
- Les entretiens ont aussi permis de constater que le découpage tarifaire est généralement calqué sur l'horo-saisonnalité du TURPE. D'après les acheteurs, ceci permet aux sites de prévoir et contrôler plus facilement leurs factures.
- **Cette pratique militerait également pour déterminer un versement différencié par tranche horo-saisonnière : HPH, HPE, HCH, HCE, PTE.**

Formule actuelle et évolutions possibles

Formule barème actuel

Prix base calendaire

$$Bareme(Q,P) = \underset{t\epsilon[1^{er}\ oct-30\ nov]}{\text{moyenne}}\ Quarter_t(Q,P) - taux_{ARENH} \cdot max\left(0; \underset{t\epsilon[1^{er}\ oct-30\ nov]}{\text{moyenne}}\ Calendar_t - prix_{ARENH}\right)$$

Prix Trimestriel (peak / offpeak)

Abattement fonction de la « compétitivité » de l'ARENH

Evolutions étudiées

- Evolution du nombre de plages de versement
- Evolution de la période de référence des prix Forward
- Prise en compte de l'écrêtement de l'ARENH dans la reconstitution du prix de fourniture
- Prise en compte du prix de la capacité dans la construction des prix de fourniture
- Prise en compte des prix de la capacité dans l'arbitrage ARENH/marché pour la reconstitution des prix de fourniture

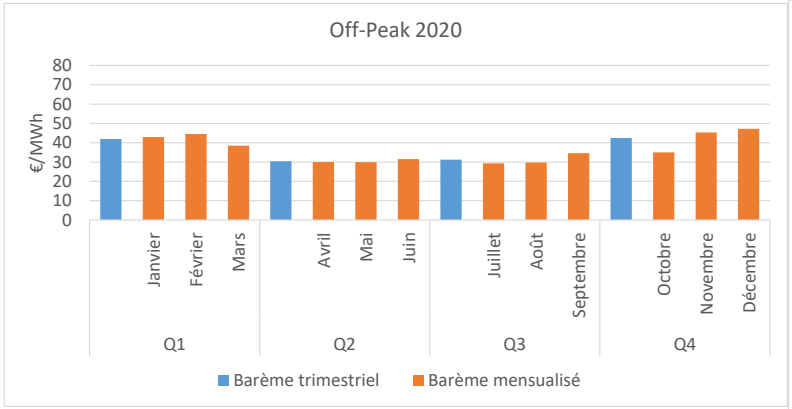
Evolution du nombre de plages de versement (1/2)

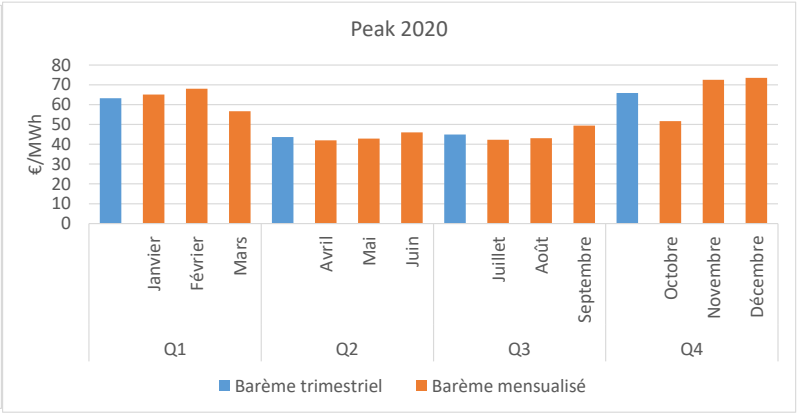
Barème trimestriel

Un acteur s'est notamment prononcé en faveur de la construction des barèmes mensuels avec 24 plages. RTE a étudié l'introduction de cette évolution via une pondération sur la cotation quarter de la formule de barème. Le calcul de la pondération est fondée sur les cotations de l'année 2019.

$$Bareme(Q, M, P) = \underset{t\epsilon[1^{er}\ oct-30\ nov]}{\text{moyenne}}\ Quarter_t(Q, P) \times Poid(M, Q) - taux_{ARENH} \cdot max\left(0; \underset{t\epsilon[1^{er}\ oct-30\ nov]}{\text{moyenne}}\ Calendar_t - prix_{ARENH}\right)$$

Comparaison le barème trimestriel et le barème mensuel pour l'année 2020





➔ La décomposition des barèmes en 24 plages fait apparaitre des différentiels de prix de versement relativement faibles

➔ **La complexité apportée par les barèmes mensuels parait peu justifiée : cette décomposition ne semble pas restituée dans les offres de fourniture pour les sites concernés par ce modèle de versement.**

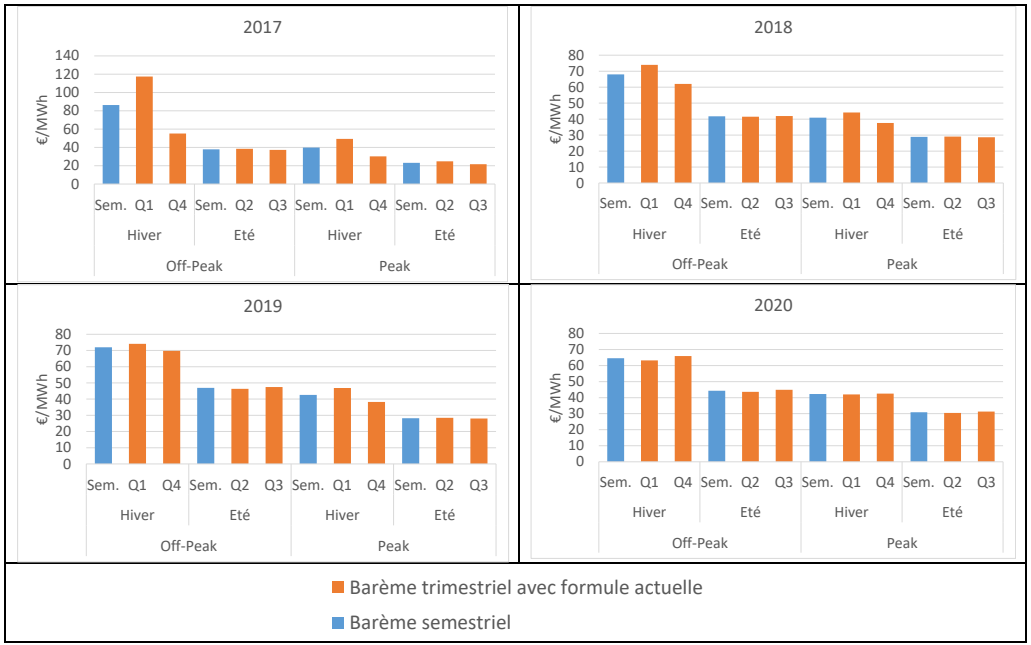
Evolution du nombre de plages de versement (2/2)

Barème semestriel

RTE propose de construire les barèmes sur deux semestres uniquement : ils sont alors constitués de quatre plages. Le versement pour chaque plage est construit par l'agrégation des trimestres 1 et 4 pour l'hiver et des trimestres 2 et 3 pour l'été.

$$Bareme(Hiver, P) = \frac{Bareme(Q1, P) + Bareme(Q4, P)}{2}$$

$$Bareme(Ete, P) = \frac{Bareme(Q2, P) + Bareme(Q3, P)}{2}$$



Comparaison le barème trimestriel et le barème semestriel pour les années 2017 à 2020

➔ **Ainsi cette structure lisse les barèmes de versement dans certaines configurations mais en général sur les années considérées, les impacts sont très réduits, de sorte que les barèmes semestriels réduiraient faiblement la précision des versements.**

➔ **RTE propose donc de retenir cette nouvelle structure de barème semestriel.**

Evolution de la période des prix forward

Deux propositions étudiées

Evolution 1

Maintenir la formule actuelle en retenant la période de cotation la plus longue possible compte tenu de la disponibilité des indices de trimestriels Base et Peak:

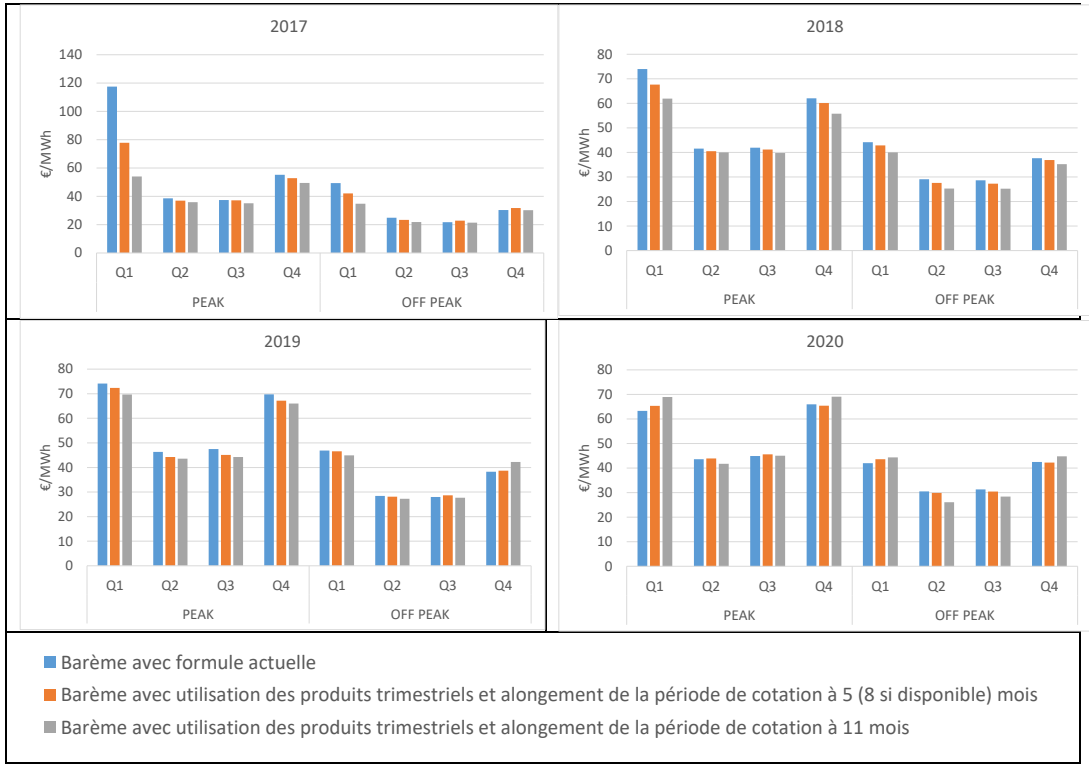
- Année 2017-2018: Juillet-Nov
- Année 2019-2020 : Mars-Nov

Evolution 2

Utiliser uniquement les cotations forward Calendar N+1 Base et Peak pour établir le niveau annuel en calculant la moyenne des cotations publiées entre le 1er janvier N et le 30 novembre N.
La pondération des cotations forwards Quarter Base et Peak est calculée sur la base d'une analyse historique (moyenne des 3 dernières années).

➔ **Les deux options ont un effet de lissage des barèmes**

➔ **RTE sollicite l'avis des acteurs sur l'évolution qui représente le mieux les contrats de fourniture**



Comparaison des barèmes actuels avec ceux issus des deux évolutions méthodologiques pour les années 2017 à 2020

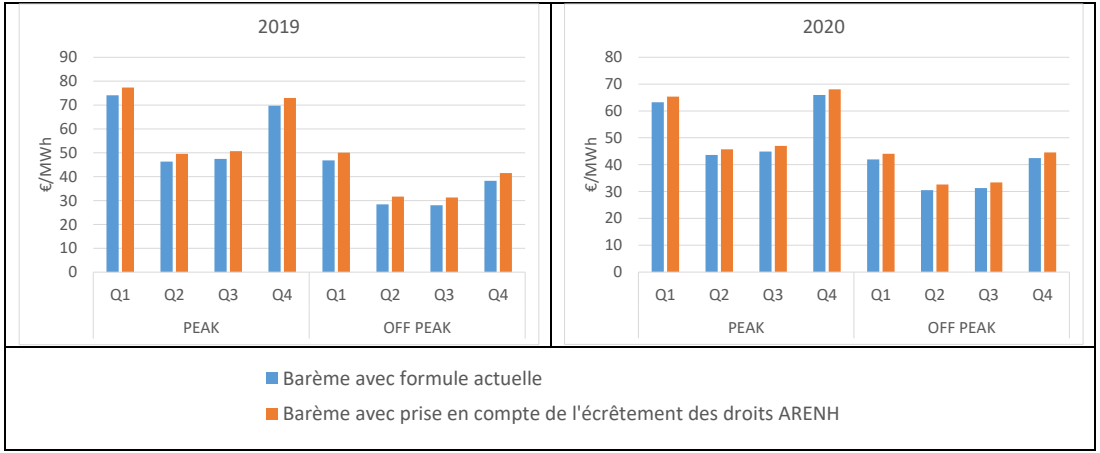
Prise en compte de l'écrêtement de l'ARENH

Proposition d'adaptation RTE

La formule actuelle du barème ne prend pas en compte l'écrêtement du droit à l'ARENH : le « taux ARENH » dans la formule correspond donc au volume maximal que les fournisseurs sont susceptibles de demander et ne tient donc pas compte des droits réellement obtenus par les fournisseurs.

$$\boldsymbol{Bareme(N,Q,P)} = \underset{t\epsilon[1^{er}\ jan-30\ nov]}{\mathbf{moyenne}}\ \boldsymbol{Cal_t}\,(N,P)\cdot \mathbf{pond(Q,P)}$$

$$-\boldsymbol{taux_{ARENH}}\cdot \boldsymbol{taux_{écrêtement}}\cdot \boldsymbol{max}\left(0;\ \underset{t\epsilon[1^{er}\ jan-30\ nov]}{\mathbf{moy.}}\ \boldsymbol{Cal_t}(\mathbf{N,BaseLoad})\right)-\boldsymbol{prix_{ARENH}}$$



Comparaison des barèmes en fonction des modalités de prise en compte de l'ARENH pour les années 2019 à 2020

➔ **Pour les années 2019 et 2020, l'approvisionnement en énergie coûte plus cher car les fournisseurs ont accès à des volumes d'ARENH plus limités.**

Prise en compte du coût de l'obligation de capacité dans le calcul du barème de versement « fournisseur »

- Le coût induit par l'obligation de capacité portée par le fournisseur se traduit dans les contrats de fourniture, sous forme d'une composante en €/MWh (dans la part fourniture), qui est selon les contrats :
  - appliquée à l'ensemble des énergies soutirées sur l'année (p.e. cas du tarif bleu base)
  - appliquée aux énergies soutirées sur certaines plages qui englobent les périodes PP1 (p.e; tarif bleu option HP/HC et probablement la plupart des consommateurs télérelevés ?)
  - appliquée sur les énergies soutirées uniquement sur le plages PP1 (a priori potentiellement certains gros consommateurs)
- Le versement fournisseur est conçu pour compenser le fournisseur à hauteur du montant qui n'est pas payé par le consommateur s'il n'y avait ni versement ni correction de périmètre. C'est le « prix d'achat » par le couple consommateur+OE de l'énergie auprès du fournisseur. Il évite la double valorisation par le couple consommateur +OE et neutralise les impacts sur le fournisseur

Prise en compte du coût de l'obligation de capacité dans le calcul du barème de versement « fournisseur »

- Le cadre actuel ne prend pas en compte de façon homogène l'effet de l'obligation de capacité sur le coût de fourniture dans le versement fournisseur :
  - En modèle corrigé : pris en compte
  - En modèle régulé : non pris en compte (ni pour les sites profilés ni télérelevés)
- Les textes peuvent être interprétés de plusieurs façons (ils ont été écrits avant le mécanisme de capacité):

L'article R271-8 du code de l'énergie prévoit que les barèmes « *reflètent la part " énergie " du prix de fourniture des sites de consommation […] dont la consommation est tout ou partie effacée*».

- Economiquement, la prise en compte apparaît légitime : l'énergie qui est pourtant dans le périmètre de soutirage du fournisseur fait porter une obligation de capacité (même si l'effacement est hors PP1 si le site est profilé) ou sert de support à son financement

⇨ RTE sollicite l'avis des acteurs sur cette analyse économique de la légitimité d'une telle inclusion

- Cela dit, en l'état des textes réglementaires, RTE s'interroge sur l'opportunité et la possibilité en droit de prendre en compte dès à présent ce coût dans le calcul du barème de versement.

Impact potentiel de l'intégration du coût de la capacité

- Si le **coût de l'obligation de capacité devait être intégré dans le barème,** l'idée serait de l'appliquer **sur les plages intégrant les tirages possibles de jours PP1** (afin de retranscrire les contrats de fourniture effectif) :
  - Pour les barèmes télérelevés, il s'agit des plages Peak Hiver (ou trimestre 1 et 4).
  - Pour les barèmes profilés, il s'agit de la plage Heures Pleines.
- Conformément à l'hypothèse retenue pour l'approvisionnement en énergie (moyenne sur les prix forward), RTE proposerait **d'utiliser le PRM pour estimer le prix de la capacité.**
- Enfin, RTE proposerait de décompter les certificats obtenus via le produit ARENH. En effet, dans le cadre de l'ARENH, les fournisseurs obtiennent des garanties de capacité associées au profil d'énergie livré, en complément des blocs d'énergie.

$$Bareme(N,Q,P) = \underset{t\epsilon[1^{er}\ jan-30\ nov]}{\text{moyenne}}\ Cal_t\,(N,P)\cdot \text{pond}(\text{Q},\text{P})$$

→ Composante liée à l'approvisionnement en capacité

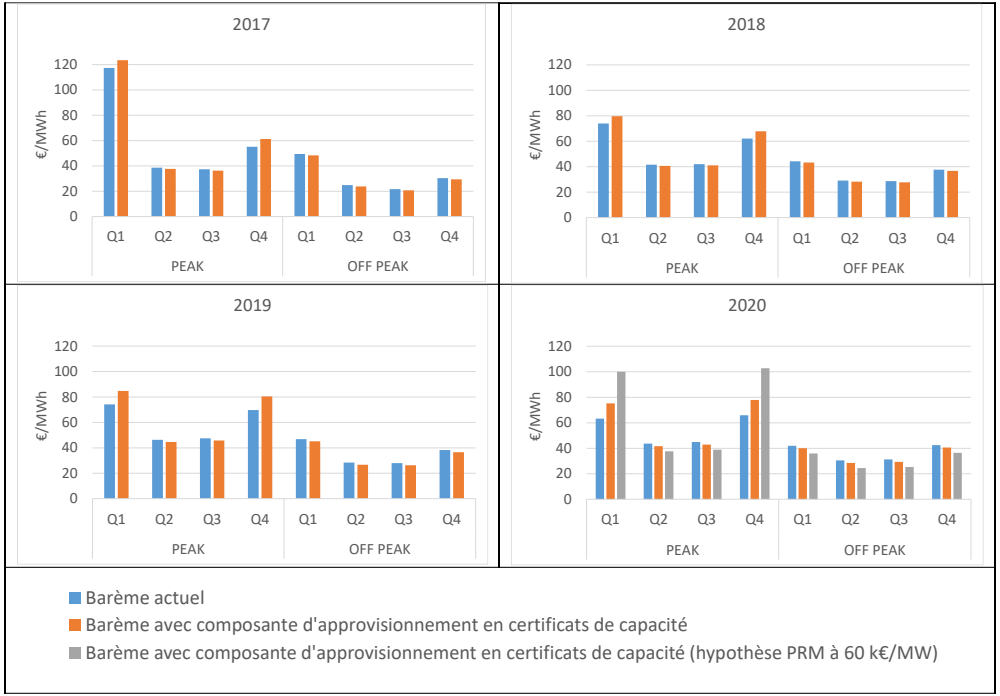
$$+\left(si\ [Q\in\{Q_1,Q_4\}\ et\ P=Peak]\ alors\ \frac{Obligation_{capacité}\cdot PRM}{EnergiePlage_{NTR}}\right)$$

→ Composante liée à l'approvisionnement en énergie

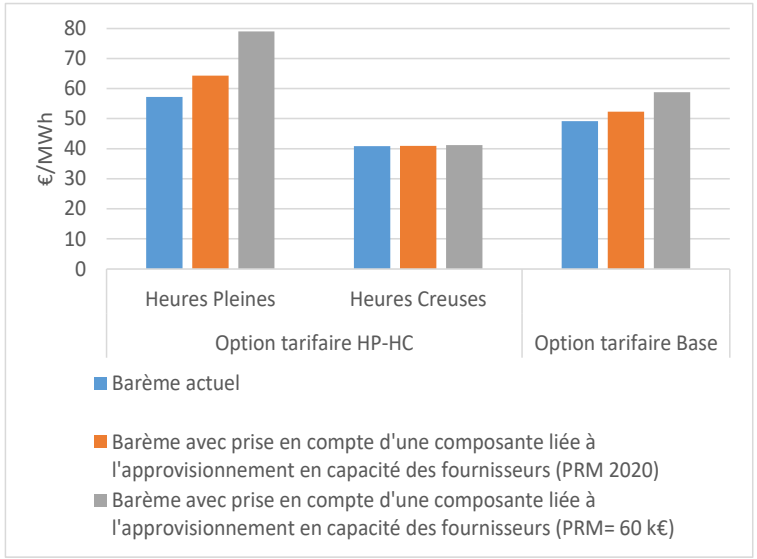
$$-\,taux_{droits\ ARENH}\cdot taux_{écrêtement}\cdot max\left(0;\left(\underset{t\epsilon[1^{er}\ \text{oct}-30\ nov]}{\text{moy.}}\ Cal_t(\text{N},\text{BaseLoad})+\frac{\text{PRM}}{8760}\right)-prix_{ARENH}\right)$$

→ Composante liée à l'arbitrage économique lié au droit à l'ARENH

Analyse d'impact de la prise en compte de l'obligation sur le niveau des barèmes



Sites télérelevés *: Analyse d'impact de l'évolution des barèmes avec prise en compte de la composante correspondant à l'obligation de capacité pour les années 2017 à 2020*



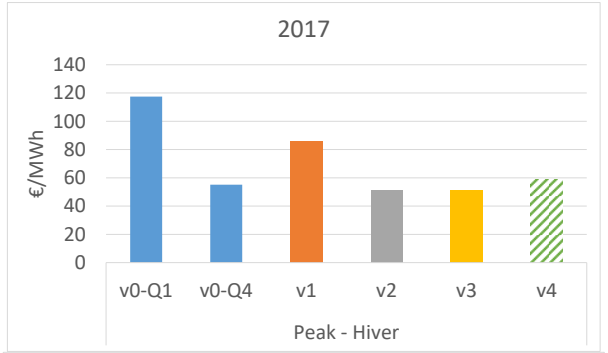
Sites profilés *: Analyse d'impact de l'évolution des barèmes avec prise en compte de la composante correspondant à l'obligation de capacité pour l'année 2020*

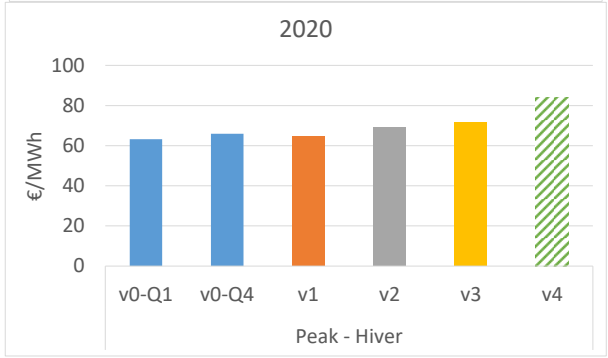
Bilan des évolutions étudiées pour les quatre années

RTE propose de faire évoluer les barèmes de versement en prenant en compte :

- Un **réduction du nombre de plages** du barème pour passer à un barème semestriel
- Un **allongement de la période de cotation**. Sur ce point, RTE s'interroge sur l'option d'évolution :
  - ❑ allongement maximum de la période de cotation des quarters
  - ❑ allongement à une année de la période de cotation et pondération fondée sur un historique
- La prise en compte de **l'écrêtement du droit à l'ARENH**

Concernant la prise en compte de l'obligation de capacité dans les barèmes de versement, **RTE sollicite l'avis des acteurs sur ce point.**





v0 : Barème trimestriel avec formule actuelle

v1 : Barème semestriel avec formule actuelle

v2 : Barème semestriel avec extension de la période de cotation

v3 : Barème semestriel avec extension de la période de cotation + écrêtement de l'ARENH

v4 : Barème semestriel avec extension de la période de cotation + écrêtement de l'ARENH + composante d'approvisionnement en capacité



6

Modèle de versement

Choix du modèle contractuel pour les sites éligibles au modèle corrigé

- La délibération de la CRE du 24 juillet 2019 indique que les règles NEBEF en vigueur conduisent à limiter les cas d'utilisation du modèle contractuel et demande à ce que cette évolution soit consultée lors de la prochaine évolution des règles.
- L'analyse d'impact opérationnel indique que cette modification pourrait être intégrée dans le SI RTE en début d'année 2021.

RTE propose donc de modifier l'article 9.1.1 du prochain jeu de règles NEBEF, avec une date d'entrée en vigueur de cette évolution au 1er janvier 2021, ou quelques mois plus tard, selon le planning SI.



7

Simplification de l’homologation

Homologation aux méthodes de contrôle du réalisé

Depuis le 1er janvier 2017 sur NEBEF et depuis le 1er janvier 2018 sur le MA, les sites de soutirage télérelevés peuvent être homologués sur demande à deux méthodes de contrôle du réalisé *(autres que le rectangle double référence corrigé et le rectangle algébrique site à site sur NEBEF et le rectangle simple sur le MA)* :

- **Méthode par prévision** : Transmission de prévisions de consommation servant de référence pour le contrôle du réalisé
- **Méthode par historique :** Transmission des indisponibilités intégrées au calcul de la référence pour le contrôle du réalisé.

Processus d'homologation constitué par:

- **L'homologation initiale** atteste que le site de soutirage possède les caractéristiques nécessaires pour mettre en œuvre la méthode du contrôle du réalisé par prévision ou par historique de consommation

  Des modalités dérogatoires ont été introduites dans les règles NEBEF

  - *Elles permettent au site de bénéficier d'une dérogation transitoire en attendant les résultats d'homologation*
  - *Elle n'est valable que pour la première demande d'homologation du site*
  - *Période de carence de 12 mois si homologation KO, versus 6 mois sans les modalités dérogatoires*

- **Le suivi de l'homologation** est la vérification mensuelle de la qualité des prévisions ou de l'historique. Elle consiste à vérifier que les critères sont respectés sur la période de contrôle [M-12; M-2]. Au bout de 3 NOK, le site perd son homologation

Evolution du processus d'homologation

Constat

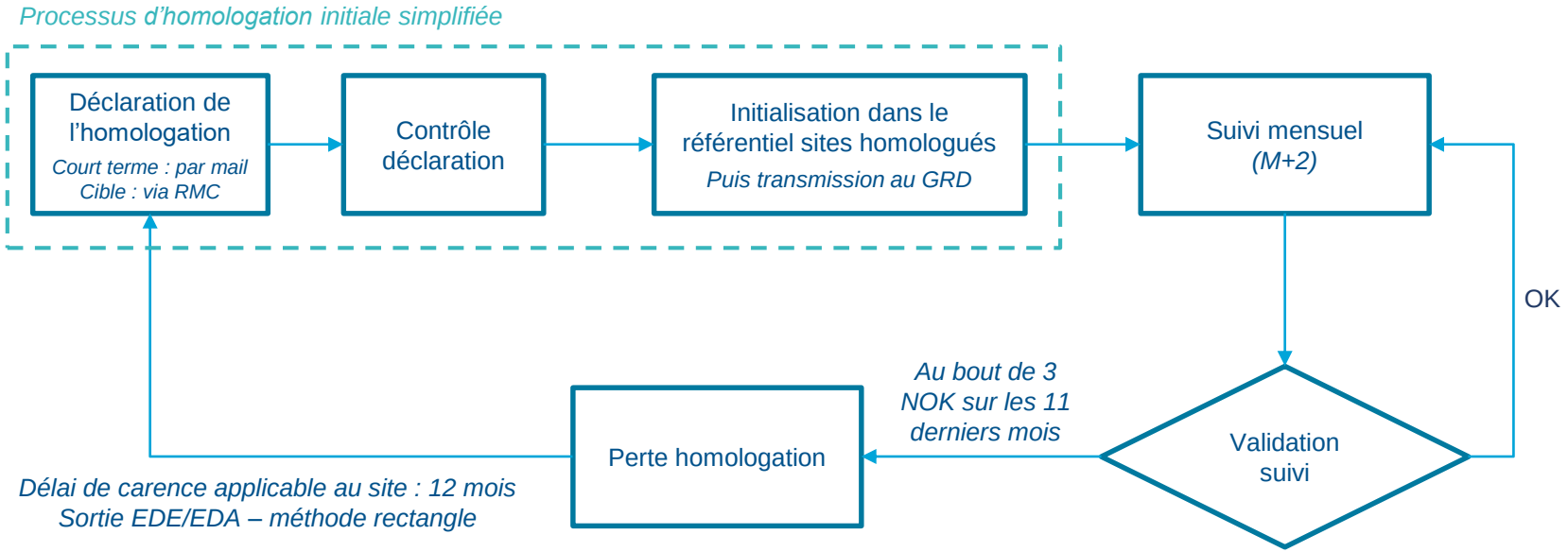
- Le processus d'homologation initiale nécessite un envoi de données conséquent et retarde l'accès à la méthode
- Dispositions dérogatoires mises en place en 2019 pour NEBEF : premier pas vers le fait de ne faire qu'un suivi
- Demande des acteurs et de la CRE de pérenniser les dispositions dérogatoires
- Avoir uniquement un suivi est plus simple que de gérer les dispositions dérogatoires dans le temps

Proposition : Simplifier le processus d'homologation, notamment l'homologation initiale, et renforcer le suivi actuel

Échéance de la proposition

- Entrée en vigueur avec les prochaines règles NEBEF au 1er janvier 2021
- Entrée en vigueur ultérieure sur le MA *(la concertation pour les règles v10 vient de débuter pour une entrée en vigueur prévue aujourd'hui à août 2021)*

Evolution du processus d'homologation



Evolution du processus d'homologation

Homologation initiale

La déclaration d'homologation initiale évolue et consiste en une déclaration :

- du site faisant la demande d'homologation, identifié conformément aux modalités définies à l'article 5.2.2.3.2 des règles NEBEF 3.2
- de la méthode choisie (par prévision de consommation ou par historique)
- dans le cas de la méthode par historique la variante sélectionnée
- la capacité d'effacement minimale du site

Suivi de l'homologation

La vérification mensuelle de la qualité des prévisions évolue :

- S'il manque une journée de courbe de charge pour un mois, le critère serait tout de même calculé.
- Avoir a minima 5 jours non consécutifs de courbes de charge pour faire le calcul pour la méthode par historique. Il n'y a pas de minimum pour la méthode par prévision.
- Le suivi serait effectué même si le site n'est rattaché à aucune EDE/EDA.

Retrait d'homologation

Le processus de perte d'homologation évolue :

- Au bout de 3 suivis défaillants sur 11 mois glissants, le site perdrait son homologation pour une durée de 12 mois.
- Le retrait de l'homologation pour le site de soutirage serait notifié à l'OE et serait effectif dès réception de la notification par l'OE
- Le site de soutirage concerné serait retiré automatiquement de l'EDE à laquelle il était rattaché. Cette évolution de périmètre prendrait effet dans les délais décrits à l'article 5.5.3 des règles NEBEF, à savoir :

  Le 1er jour du Mois Civil M+1 si la Notification d'évolution du Périmètre d'Effacement est reçue par le Gestionnaire de Réseau au moins dix (10) Jours Ouvrés avant la fin du Mois Civil M ;

  Le 1er Jour du Mois Civil M+2 si la Notification d'évolution du Périmètre d'Effacement est reçue par le Gestionnaire de Réseau moins de dix (10) Jours Ouvrés avant la fin du Mois Civil M.
- L'homologation serait rattachée au site. Il ne serait pas possible de demander à nouveau une homologation avant la fin du délai de carence, quelle que soit la méthode demandée, ni en changeant les paramètres de la demande, notamment la capacité d'effacement minimale du site.



8

Point SI

Echanges de données plateforme RMC

LISTES D'ENGAGEMENT AOE 2020 OPTION P20:

- ✓ Fichiers Listes d'Engagement dans le sens lauréats « option P20 » ➔ RTE
- ✓ Actuellement envoi par mail
- ✓ Cible : dépôt sur RMC avec fin du canal mail début T4 2020

DONNÉES DE PRÉVISIONS DE CONSOMMATION:

- ✓ Fichiers PREV_OE et REPREV_OE dans le sens Acteurs ➔ RTE
- ✓ Actuellement dépôt sur ePAT
- ✓ Cible: dépôt sur RMC avec arrêt d'ePAT fin T4 2020

9

Questions / réponses AOE 2021

Adaptation de l'appel d'offres effacements 2021

- Différentes propositions pour développer les capacités d'effacement et augmenter leur contribution à la sécurité d'approvisionnement pour le prochain hiver :

▪ Rehaussement des plafonds de prix capacitaires : de 30 ou 35k€/MW/an à 60k€/MW/an	⇒ Augmente le gisement économiquement fiable
▪ Neutralisation de l'année 2020 pour le décompte des années d'éligibilité	⇒ Evite tout risque de disparition des capacités pourtant utiles à la sécurité d'approvisionnement
▪ Attribution d'un bonus pour les capacités disponibles dès le 1er novembre 2020	⇒ Facilite l'émergence de capacités dès la partie « 2020 » de l'hiver, quelque soit le prix sur le mécanisme de capacité
▪ Adaptation (et rehaussement) des plafonds de prix d'engagement à l'activation	⇒ Facilite la participation des capacités en limitant les coûts d'activation, tout en maintenant les conditions ayant permis l'amélioration de la fiabilité

Le cahier des charges et le modèle de contrat modifiés sont en consultation jusqu'à lundi 29 juin 18h.