Propositions d'évolutions règlementaires pour la participation des effacements de consommation aux marchés de l'électricité

Appel à contribution

Juillet 2020

Table des matières

1. Introduction 4

2. Versement « fournisseur » 5

2.1. Rappel du cadre actuel et limites identifiées 5

2.1.1. Modèles de versement 5

2.1.2. Formule de calcul des barèmes pour les sites télérelevés 6

2.1.3. Limites identifiées et demandes formulées par les parties prenantes 7

2.2. Nombre et définition des plages de barèmes de versement 8

2.3. Période de référence des cotations forward utilisées pour le calcul du barème télérelevé 10

2.4. L'écrêtement du droit à l'ARENH 13

2.5. Prise en compte de l'effet sur l'obligation de capacité dans le calcul des barèmes 14

2.5.1. Légitimité technique et économique de la prise en compte du coût de l'obligation de capacité dans le calcul des barèmes 14

2.5.2. Modalités possibles de prise en compte du coût de l'obligation de capacité dans le calcul des barèmes 15

2.5.3. Analyse d'impact et enjeu économique 17

2.5.4. Analyse juridique 18

2.6. Prise en compte d'autres composantes des offres de fourniture dans la formule du barème de versement 19

2.7. Effets cumulés des évolutions proposées par RTE sur le niveau du barème de versement. 20

3. Possibilité pour les sites éligibles au modèle corrigé d'opter pour le modèle contractuel 21

4. La simplification du processus d'homologation des sites 22

4.1. Rappel sur les méthodes prévision et historique 22

4.2. Proposition de simplification du processus d'homologation 22

4.3. Echéances et calendrier 24

5. Expérimentation de l'utilisation de la sous-mesure pour l'évaluation des effacements réalisés. 25

5.1. Rappel du cadre actuel 25

5.2. Enjeux liés à la mise en place de la « sous-mesure » 25

5.3. Propositions et objectifs pour une expérimentation « sous-mesure » 27

5.4. Modalités de l'expérimentation 27

5.4.1. Période d'expérimentation 28

5.4.2. Sites éligibles et exigence sur le périmètre de la sous-mesure 28
5.4.3. Valorisation sur les marchés et contrôle du réalisé 29
5.4.4. Limitations associées au caractère expérimental 30
5.4.5. Qualification de la chaine de mesure/transmission/traitement 30
5.4.6. Exigence sur le nombre d'activations 32
5.4.7. Partage des données et élaboration du retour d'expérience 33

1. Introduction

RTE a sondé les acteurs en fin 2019 pour identifier leurs priorités de travail pour la concertation en 2020. En janvier 2020, RTE a restitué aux acteurs un périmètre de travaux identifiés comme prioritaires et qui seront concertés en 2020. Ces priorités portent sur :

- L'expérimentation de la « sous-mesure »
- La relance des travaux sur les méthodes de contrôle du réalisé
- L'évolution des barèmes de versement fournisseur
- La restitution d'un diagnostic de fiabilité des effacements, au périmètre de la filière et pour chaque acteur
- L'accompagnement des acteurs
- L'amélioration de certains processus opérationnels (comme par exemple le processus d'homologation aux méthodes de contrôle du réalisé)

Certaines de ces priorités (notamment sous-mesure et barème de versement) ont été confirmées par les propositions de la DGEC lors du Webinaire du 26/05.

RTE propose aux acteurs de préparer une évolution de règles (i.e. règles v3.3) intégrant certains sujets (les plus importants pour la filière et les plus avancés) pour entrée en vigueur début 2021 et de poursuivre en parallèle au second semestre la concertation sur les autres sujets, pour une évolution ultérieure des règles, pour le second semestre 2021. Ainsi, RTE propose un GT dédié au contrôle du réalisé le 10 septembre, de 15h à 17h.

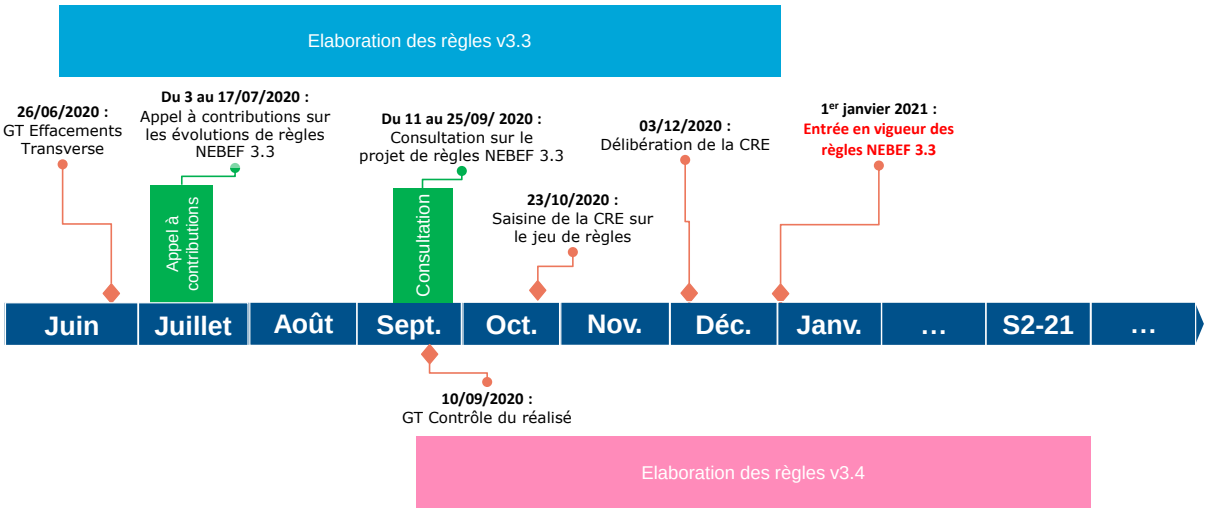


Figure 1 : Calendrier proposé pour les évolutions de règles NEBEF

L'appel à contribution ci-dessous porte sur les sujets prévus pour la prochaine évolution des règles « v3.3 » qui a vocation à entrer en vigueur au 1er janvier 2021. RTE invite l'ensemble des acteurs à poster leur contribution sur concerte.fr (https://www.concerte.fr/concertation/appel-à-contributions-futures-règles-nebef-33) avant le 17/07/2020.

2. Versement « fournisseur »

De nombreux acteurs (opérateurs d'effacement et fournisseurs) ont souligné que les modes de construction des barèmes (télérelevés ou profilés) sont désormais inadaptés aux conditions de marché actuelles. Bien que l'enjeu limité lié au versement est numériquement faible (faibles volumes d'effacement activés et parmi ces volumes, une part significative repose sur le modèle « corrigé »), RTE a remis à plat les formules de construction des barèmes afin de traiter l'ensemble des questions soulevées de façon équitable, considérant qu'il n'est pas légitime de re-questionner seulement une composante des formules.

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 des fournisseurs. Ces opérateurs d'effacement peuvent valoriser (i.e. vendre) l'énergie effacée : un échange de bloc d'énergie est ainsi opéré du fournisseur du site effacé vers l'opérateur d'effacement. Concrètement, le fournisseur voit dans son périmètre de soutirage, un bloc d'énergie qu'il doit compenser alors que cette énergie n'est pas consommée par son client. Un dispositif de versement de l'opérateur vers le fournisseur est instauré : il constitue la compensation pour le transfert d'énergie. Il permet d'éviter que le couple opérateur d'effacement + consommateur ne valorise deux fois l'énergie effacée (une fois car elle n'est pas consommée et donc pas payée par le consommateur et une fois car elle est vendue par l'opérateur d'effacement).

2.1.1. Modèles de versement

Il existe 3 modèles de versement aux fournisseurs, appliqués selon le profil du site concerné.

Modèles de versement possible en fonction du type de site	**Sites télérelevés**			**Sites profilés**
	Sites RPT	**Sites RPD**		
		Sites RPD en CARD > 36kVA	**Sites RPD en Contrat Unique**	**Sites profilés**
Modèle corrigé	✓	✓	✗	✗
Modèle régulé	✗	✗	✓ *(barème télérelevé)*	✓ *(barème profilé)*
Modèle contractuel	✗	✗	✓	✓

Table 1 : Modèles de versement « fournisseur » accessibles aux différents types de site

- Le ***modèle corrigé***, appliqué pour tous les sites raccordés au RPT et étendu de manière exclusive aux sites de soutirage appartenant à une EDA Soutirage Télérelevée et ayant souscrit un CARD avec une puissance strictement supérieure à 36 kVA. Ce modèle repose sur la correction, par le gestionnaire de réseau, de la courbe de charge du site de soutirage pour y ajouter l'énergie effacée. C'est cette courbe de charge corrigée qui est transmise au fournisseur et sur laquelle est basée la facturation du consommateur par le fournisseur. Le modèle corrigé n'est accessible qu'aux consommateurs ayant souscrit un CART ou un CARD afin que la facturation du consommateur par le fournisseur ne porte que sur la composante fourniture du volume effacé (et non pas la part

acheminement, le TURPE ne devant facturer que les énergies physiquement soutirées). Ce modèle n'est pas non plus accessible aux sites de puissance souscrite inférieure à 36 kVA (sites pour lesquels la facturation ne peut s'effectuer que proportionnellement à l'énergie réellement consommée par application de l'article 2 de l'arrêté du 18 avril 2012). Pour les sites éligibles au modèle corrigé, le modèle corrigé constitue l'unique modèle de versement possible. En effet, le modèle corrigé est privilégié là où il est possible car il permet d'assurer de façon précise la bonne valorisation des effacements (l'énergie effacée étant valorisée une fois et une seule fois au prix de marché par le couple opérateur d'effacement + consommateur).

- Le ***modèle régulé***, appliqué par défaut pour les sites non éligibles au modèle corrigé (sites RPD en contrat unique ou avec une puissance inférieure à 36 kVA ou appartenant à une EDA Soutirage Profilée). Ce modèle repose sur un barème normatif de versement visant à refléter au mieux ce qu'aurait payé le consommateur au fournisseur si le modèle corrigé avait pu être appliqué. Le barème de versement doit donc refléter au mieux le prix qui aurait été facturé par fournisseur pour cette énergie. Compte tenu de la diversité des offres de fourniture, ce barème ne peut, par construction, refléter précisément chaque prix de fourniture. Néanmoins, deux barèmes sont établis pour tenir compte des différences potentiellement importantes sur le prix de fourniture des sites profilés et télérelevés. Ainsi, un barème différent est appliqué selon que le site est profilé ou télérelevé.

- Le ***modèle contractuel***, applicable à tous les sites éligibles au modèle régulé, est possible si l'opérateur d'effacement et le fournisseur se mettent d'accord pour appliquer des modalités différentes de celles du modèle régulé.

2.1.2. Formule de calcul des barèmes pour les sites télérelevés

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* ». La formule actuelle du barème de versement télérelevé a été conçue de façon à refléter le fait que, pour ces consommateurs (ou du moins pour les plus « gros » d'entre eux), le prix dans les contrats de fourniture s'établit sur la base des prix de marché forward à la date de contractualisation, en tenant compte de l'arbitrage possible entre ces prix forward et l'ARENH.

Le barème télérelevé est différencié sur huit plages (une plage Haute et une plage Basse pour chaque trimestre), considérant que la plupart des consommateurs de cette catégorie ont des prix différenciés avec ce niveau de finesse.

La formule applicable est définie à l'article 9.2.2 des règles NEBEF (et s'applique pour les effacements réalisés sur le MA et NEBEF). Pour chaque année « de livraison », les barèmes télérelevés sont établis avant le 15/12/N-1 sur la base de la formule suivante. :

$$\boldsymbol{Bareme(Q,P)} = \underset{t\epsilon[1^{er}\ oct-30\ nov]}{\textbf{moyenne}}\ \boldsymbol{Quarter_t\,(Q,P)}$$

$$-\boldsymbol{taux_{droit\ ARENH}} \cdot \boldsymbol{max}\left(\mathbf{0};\ \underset{t\epsilon[1^{er}\ oct-30\ nov]}{\textbf{moyenne}}\ \boldsymbol{Calendar_t} - \boldsymbol{prix_{ARENH}}\right)$$

Avec :

- Q : le trimestre considéré
- P : la plage considérée au sein du trimestre (Peak ou Off-Peak[1])
- $Quarter_t$ (Q,P) : le prix forward du produit trimestriel Q pour la plage P (Peak ou Off-Peak), à la date de cotation t

[1] La plage Haute correspond à la plage peak. La plage Basse correspond à la plage off-peak.

- Calendar $_t$: le prix forward du produit annuel en baseload, à la date de cotation t
- $taux_{droit\ ARENH}$: la proportion standardisée d'électricité hors marché que peut demander le fournisseur. Elle est calculée comme le rapport entre d'une part, le produit entre le coefficient de bouclage du 1er Janvier de l'année de validité du barème et des puissances moyennes de consommation des sites télérelevés[2] sur les périodes de références de calcul du droit à l'ARENH et d'autre part, la puissance moyenne de consommation des sites télérelevés sur l'année.
- $prix_{ARENH}$: le prix de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique en vigueur à la date de publication des barèmes

Ainsi, cette formule vise à tenir compte du fait qu'une partie de l'approvisionnement des sites se fait au prix de l'ARENH quand l'ARENH est « compétitif » par rapport au prix de marché de l'énergie.

Le barème est calculé sur une moyenne des cotations forward, qui est actuellement réalisée sur deux mois de cotations (octobre et novembre), supposant que les prix de l'ensemble des contrats de fourniture pour livraison en année N reflètent un sourcing effectué sur la période allant du 1er octobre au 30 novembre de l'année N-1.

2.1.3. Limites identifiées et demandes formulées par les parties prenantes

Dans le questionnaire sur les priorités des acteurs en matière d'évolution des règles relatives aux effacements, plusieurs parties prenantes ont fait apparaître le sujet des barèmes comme un des sujets prioritaires. Bien que l'enjeu financier ne soit pas de premier ordre (~30 GWh effacés sur MA et NEBEF en 2019, dont seulement une partie est au modèle « régulé », soit un enjeu global sur le versement de moins de 1 M€), compte tenu des attentes partagées des acteurs, RTE propose de re-questionner la construction du barème afin d'assurer sa cohérence économique et notamment de s'assurer qu'il incite les capacités d'effacement à s'activer aux meilleurs moments pour le système électrique.

Au regard de l'objectif fixé dans le code de l'énergie de refléter la réalité des prix dans les contrats de fourniture plusieurs limites sur la formule actuelle sont identifiées par RTE et/ou ont fait l'objet de demandes formulées par les acteurs.

Ces limites portent sur :

- **Les plages de prix de versement (nombre et périodes concernées)**
  Le barème télérelevé actuel est constitué de 8 plages : quatre trimestres décomposés en heures Hautes et heures Basses (correspondant aux périodes Peak et Off-Peak sur les marchés de gros).
- **Les périodes de cotations forward considérées**
  Certaines parties-prenantes considèrent que la période de cotation prise en compte dans la formule du barème (les mois d'octobre et novembre 2020) n'est pas représentative des contrats que les fournisseurs peuvent établir avec leurs clients.
  Par ailleurs, la période de cotation retenue étant réduite, la formule du barème peut conduire à des niveaux de versement élevés en fonction des fluctuations des prix de cotation. Ainsi, le barème du premier trimestre 2017 a atteint un niveau supérieur à 100 €/MWh du fait de l'augmentation des prix de cotation forward suite aux annonces relatives à l'indisponibilité de certaines centrales nucléaires à l'automne 2016. Si ce prix ne reflète effectivement pas le prix

[2] au sens de la section 2 des règles MA/RE

de fourniture, cet effet est contreproductif puisqu'il n'incite pas les opérateurs d'effacements à s'activer lors des périodes de tension du système.

- **La prise en compte de l'écrêtement des droits à l'ARENH**
  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.
- **La prise en compte du coût de l'obligation de capacité**
  L'obligation de capacité portée par les fournisseurs se répercute dans la composante fourniture de la facture des consommateurs, a priori en €/MWh sur les plages couvrant les périodes de placement possible des jours/heures PP1. Certains fournisseurs considèrent que l'obligation de capacité devrait également être intégrée aux barèmes et que cette absence de prise en compte dans la formule actuelle s'explique par le fait que le mécanisme de capacité n'existait pas à la conception de ces formules.
- **La représentation de l'arbitrage entre le prix de l'ARENH et le prix du marché**
  L'arbitrage possible par les fournisseurs entre le prix de l'ARENH et les prix de marché est intégré dans le calcul du barème. Néanmoins, la formule n'a pas été conçue pour prendre en compte le fait que le prix de la capacité intervienne dans l'arbitrage entre les prix de marché et l'ARENH (qui est un produit énergie + capacité).

2.2. Nombre et définition des plages de barèmes de versement

Le barème de versement télérelevé est aujourd'hui différencié sur huit plages différentes. Ces plages ont été conçues pour refléter le fait que les contrats de fourniture des consommateurs concernés ont des prix horosaisonalisés différenciés selon la période de l'année et la plage horaire de la journée.

Néanmoins, l'utilisation du modèle corrigé à l'ensemble des sites disposant d'un CART ou d'un CARD (hors sites de puissance souscrite inférieure à 36kVA ou sites profilés), conduit à réserver l'utilisation du barème de versement à des « petits » sites télérelevés. Après consultation de la CRE, qui analyse le fonctionnement du marché de détail, il apparaît réaliste de considérer que ces sites ont des contrats de fourniture disposant de moins de huit plages tarifaires. A l'époque où ces sites avaient accès au TRV (jusqu'au 1er janvier 2016), les tarifs réglementés proposaient une différenciation en 5 plages tarifaires. C'est aussi le cas du TURPE HTA : Heures pleines hiver, heures creuses hiver, heures pleines été, heures creuses été, heures de pointe (2 heures matin et 2 heures le soir de décembre à février, hors dimanche). Bien que les TRV jaune et vert aient disparu en France métropolitaine, il est raisonnable de considérer qu'une part significative des offres actuelles de marché ont une structure équivalente, (i) par effet d'inertie mais aussi et (ii) surtout parce que le TURPE HTA structure certaines offres de fourniture (par soucis de lisibilité, les fournisseurs adoptent la même structure que la tarification du réseau). Cette structure semble constituer un compromis entre la lisibilité de l'offre et le portage par les consommateurs du risque sur le profil de consommation et des incitations à consommer aux meilleurs moments.

RTE propose de considérer une structure de barème constituée de quatre plages : une plage Peak et Off-peak pour l'hiver et pour l'été. La période hiver serait celle couverte par les trimestres 1 et 4 et la période été celle couverte par les trimestres 2 et 3. Cette structure apparaît légèrement différente de celle du TRV historique jaune et vert et du TURPE HTA (4 plage au lieu de 5, des périodes d'été et hiver légèrement différentes) mais est plus proche de la structure des produits de marché.

Cette structure permet de simplifier le barème et aussi de réduire la variation des prix de versement entre les trimestres, variation qui n'apparaît pas refléter la plupart des contrats de fourniture. Ainsi cette structure lisse les barèmes de versement dans certaines configurations mais en général sur les années considérées, les impacts sont très faibles (les niveaux de barème sont très proches sur les trimestres 1 et 4 et respectivement 2 et 3), RTE propose donc de retenir cette nouvelle structure de barème semestriel.

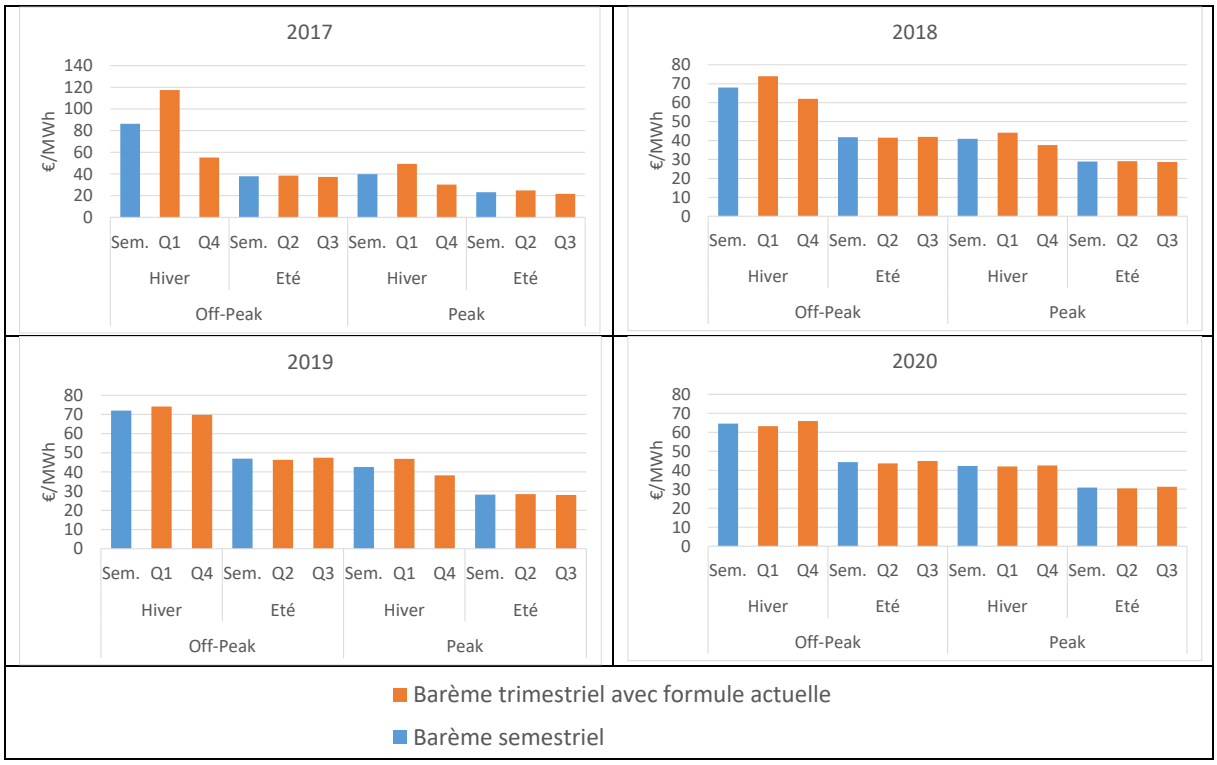


Figure 2 : Comparaison le barème actuel et le barème semestriel pour l'année 2020

A la demande de certains acteurs, qui ont proposé de passer à des plages mensuelles, RTE a aussi évalué l'impact d'une telle évolution, même si elle ne semble pas refléter la réalité de la majorité des contrats de fourniture. Le barème serait alors composé de 24 plages. Le calcul des barèmes mensuels proposés par RTE se fonde sur des coefficients de pondération mensuels au sein de chaque trimestre.

La décomposition des barèmes en 24 plages fait apparaitre des différentiels de prix de versement relativement faibles. Le mois pour lequel le différentiel est le plus important est celui d'octobre avec un écart de 20%. Sur la base des échanges avec la CRE, il semble que la complexité apportée par les barèmes mensuels n'est pas justifiée au regard de la structure des offres de fourniture pour les sites concernés par ce modèle de versement.

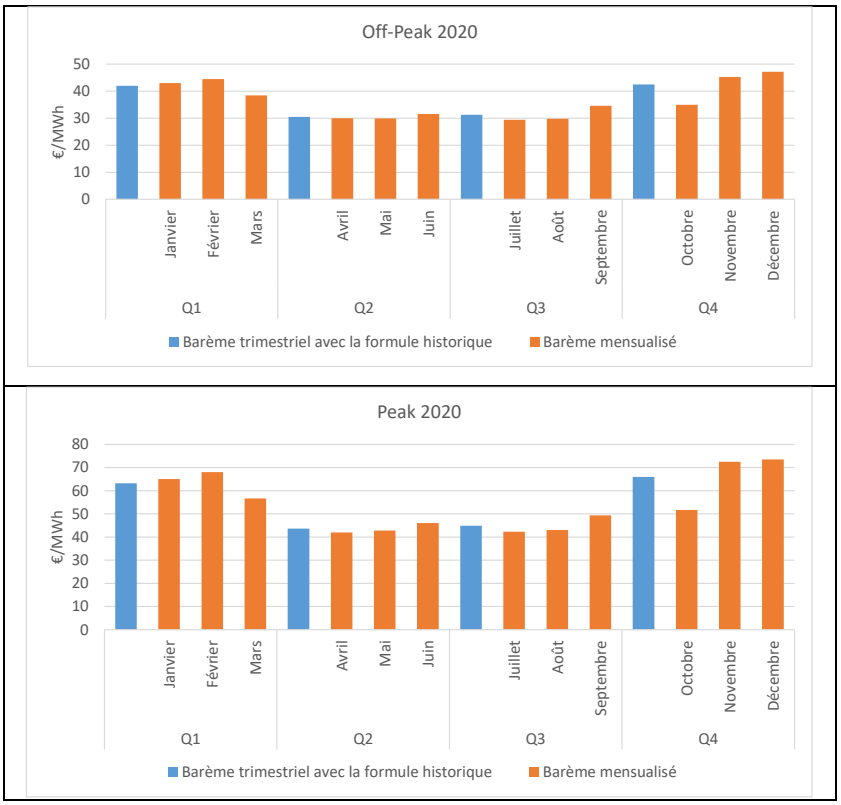


Figure 3 : Comparaison le barème trimestriel et le barème mensuel pour l'année 2020

Résumé de la proposition :

Le barème de versement régulé pour les sites télérelevés s'applique à des petits sites télérelevés, pour lesquels il semble que la structure des offres de fourniture se rapproche de celle du TURPE HTA. Partagez-vous cette analyse de la structure des offres de fourniture des sites relevant du barème de versement régulé télérelevé ?

De ce fait, RTE propose de simplifier le barème de versement télérelevé pour le passer à une structure 4 postes marché : On-Peak / Off-Peak – Eté / Hiver.
Cette proposition de nouvelle structure de barème vous semble-t-elle pertinente ?

2.3. Période de référence des cotations forward utilisées pour le calcul du barème télérelevé

Plusieurs opérateurs d'effacement souhaitent faire évoluer la période de référence utilisée pour les cotations de produits forward utilisées pour le calcul du barème télérelevé. La période de cotation actuellement utilisée a notamment conduit à un prix de versement à 117 €/MWh pour les heures hautes du 1er trimestre 2017 car en octobre-novembre 2016, le marché anticipait une forte tension sur l'équilibre offre-demande au 1er trimestre 2017 (problèmes de disponibilité sur le parc nucléaire). Ce niveau de barème a été jugé comme désincitatif à la réalisation d'effacement et surtout (et c'est ça le plus problématique) ne reflétant pas nécessairement la réalité des contrats de fourniture (alors que c'est l'objectif de ces barèmes).

Sur la base des entretiens qu'ils mènent auprès des fournisseurs, les services de la CRE ont pu noter que les contrats de fourniture sur le segment des clients télérelevés éligibles au barème régulé sont très souvent personnalisés. Notamment, certains contrats sont établis hors de la période de fin d'année (octobre-novembre) et s'appuient donc sur d'autres périodes de cotation des produits de

marché. Par ailleurs, d'autres offres tarifaires pour les petits consommateurs télérelevés reflètent une vision plus moyennée correspondant à une stratégie de couverture plus progressive du fournisseur.

Il est donc délicat d'identifier une période de cotation unique adaptée à tous les contrats et reflétant leurs conditions d'approvisionnement. Une interrogation des acteurs de marché quant aux conditions d'approvisionnements des clients télérelevés visés par le barème régulé pour les clients permettra d'assurer la construction d'un compromis le plus proche de la réalité des offres de fourniture. Au vu de la diversité des offres sur ce segment, l'utilisation d'un barème unique pourrait même être interrogée. La première piste d'un élargissement de la période de cotation semble néanmoins pertinente, car cela pourrait permettre d'améliorer la représentativité des offres de fourniture correspondant au barème.

Sur cette base, RTE considère légitime d'augmenter la période utilisée pour le calcul de la moyenne des cotations de prix forward. Sur la base des éléments de surveillance des marchés de détail, partagés par la CRE, une période d'une année semble plus adaptée.

L'allongement de la période de cotation soulève une question concernant la disponibilité des cotations des produits forward utilisés (produits trimestriels). En effet, les 4 trimestres ne sont pas tous cotés sur la période d'un an précédent l'année. Deux options sont proposées pour définir la période de cotation utilisée pour la détermination des barèmes de versement:

1. Maintenir l'utilisation des prix forward trimestriels en retenant la période de cotation la plus longue possible compte tenu de la disponibilité des cotations de produits trimestriels Base et Peak. Ces cotations trimestrielles étaient disponibles à partir de mars ou juillet N-1 pour la construction des barèmes de l'année N (ex-ante, pour les barèmes 2017 et 2018, ces cotations étaient disponibles à partir du mois de juillet 2016 et 2017 et pour les barèmes 2019 et 2020, ces cotations étaient disponibles à partir du mois de mars 2018 et 2019).
2. Utiliser uniquement les cotations forward annuelles (Calendar Base et Peak), qui sont cotées longtemps à l'avance et ainsi pouvoir calculer une moyenne des cotations sur la période entre le 1er janvier N-1 et le 30 novembre N-1. La différenciation entre les plages trimestrielles serait issue d'une pondération entre les prix des différents trimestres au sein d'une année, calculée à partir des cotations forwards Quarter Base et Peak sur un historique de plusieurs années (p.e. moyenne des 3 dernières années). La formule de calcul des barèmes de versement s'écrit alors :

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

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

Avec :

- pond(Q,P) : La pondération des cotations trimestrielles à partir d'une cotation annuelle. Ce coefficient est calculé sur les cotations des 3 dernières années :

$$\textbf{pond}(\textbf{Q},\textbf{P}) = \underset{annee\ \epsilon[\textbf{N}-3;\textbf{N}-1]}{\textbf{moyenne}}\left(\frac{\underset{t\epsilon[1^{er}\,juillet-30\ \textbf{nov}]}{\textbf{moyenne}}\ \boldsymbol{Quarter_t}\,(\boldsymbol{annee},\boldsymbol{Q},\boldsymbol{P})}{4\ \cdot\ \underset{t\epsilon[1^{er}\textbf{juillet}-30\ \textbf{nov}]}{\textbf{moyenne}}\ \boldsymbol{Cal_t}\,(\boldsymbol{annee},\boldsymbol{P})}\right)$$

- Q : le trimestre considéré
- P : la plage considérée au sein du trimestre (Peak ou Off-Peak)
- N : l'année pour laquelle est calculé le barème

- Cal $_t$: le prix forward du produit annuel à la date de cotation t pour un produit donné (BaseLoad, Peak, Off-Peak)
- Quarter$_t$ (Q,P) : le prix forward du produit trimestriel Q pour la plage P (Peak ou Off-Peak), à la date de cotation t

La figure suivante présente le résultat de ces deux options pour les barèmes des années 2017 à 2020. Les deux options proposées par RTE conduisent à un lissage des niveaux de barème qui apparait en particulier pour l'année 2017 (la formule actuelle traduit l'augmentation temporaire des cotations Forward à l'automne 2016). Le lissage est plus important pour la deuxième option du fait d'un calcul de coefficients de pondération trimestriels réalisé sur un historique de trois années.

RTE privilégie de retenir la seconde option, fondée sur une pondération des cotations trimestrielles historiques, et qui permet d'utiliser des cotations sur une année précédente, ce qui semble représenter plus fidèlement la réalité des contrats de fourniture (considérant que l'absence de cotations forward trimestrielles ne constitue pas un réel problème pour les fournisseurs pour construire leurs offres de fourniture et couvrir leurs risques sur les marchés).

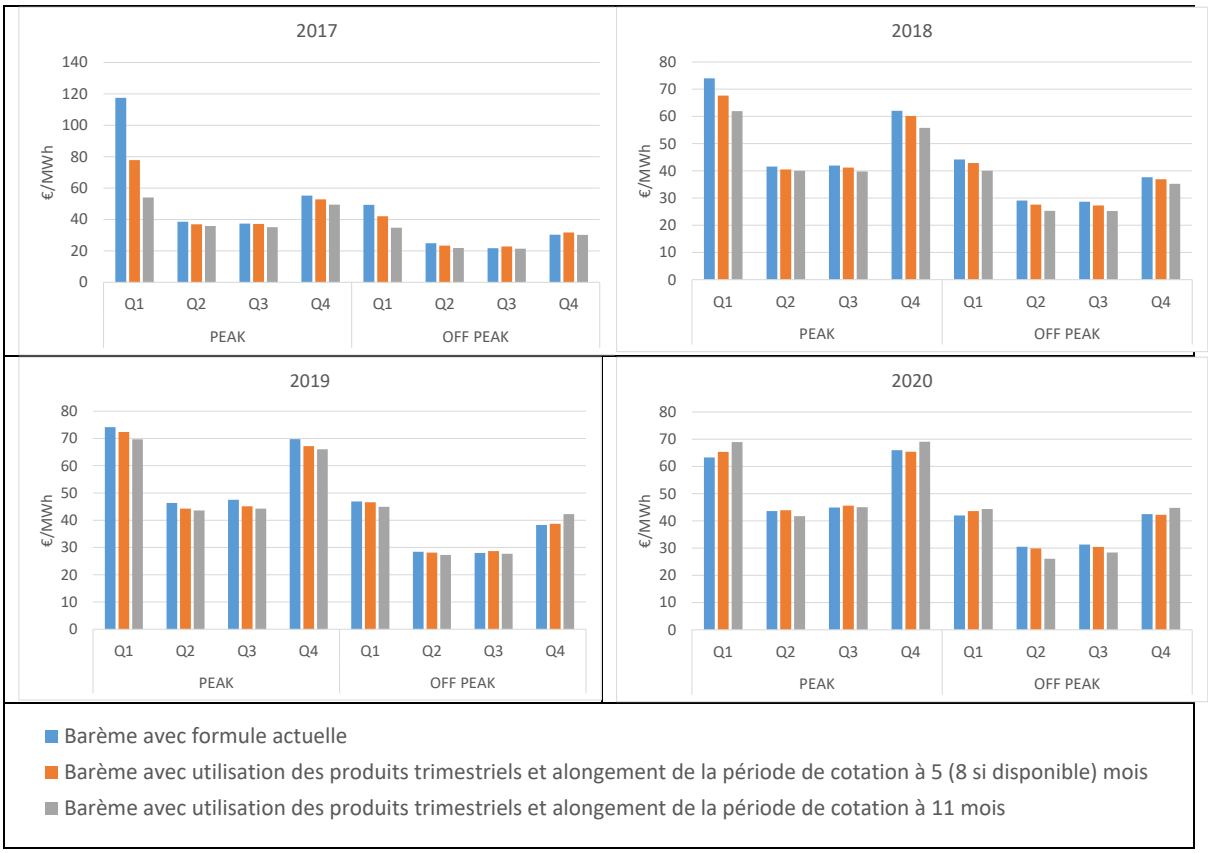


Figure 4 : Comparaison des barèmes actuels avec ceux issus des deux options d'évolutions méthodologiques relatives à la période de cotation considérée pour les années 2017 à 2020

Résumé de la proposition :

L'objectif du barème régulé de versement fournisseur étant de refléter au mieux les conditions d'approvisionnement des contrats pour les petits clients télérelevés visés par ce barème, deux options sont proposées pour définir la période de cotation à utiliser pour sa détermination :

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. Ces cotations trimestrielles étaient disponibles à partir de mars ou juillet N-1 selon les années pour la construction des barèmes de l'année N, la période de moyenne serait alors de 5 à 9 mois au lieu de 2 mois actuellement.
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 forward Quarter Base et Peak serait calculée sur la base d'une analyse historique (moyenne des 3 dernières années).
   Variante de l'option 2 : faire la moyenne des cotations Forward annuelles sur plusieurs années (nombre d'années à définir), afin de se rapprocher des modalités de sourcing des fournisseurs.

RTE sollicite l'avis des acteurs sur

- les conditions d'approvisionnements des clients télérelevés visés par le barème régulé permettant d'assurer la construction d'un compromis le plus proche de la réalité des offres de fourniture,
- l'option de calcul du barème régulé télérelevé.

2.4. L'écrêtement du droit à l'ARENH

Ce paragraphe détaille l'impact de la prise en compte de l'écrêtement du doit à l'ARENH dans le barème de versement.

La formule de calcul des barèmes intégrant cette évolution devient :

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

$$-\boldsymbol{taux}_{\boldsymbol{droit\ ARENH}}\cdot\boldsymbol{taux}_{\text{écrêtement}}\cdot\boldsymbol{max}\left(\textbf{0};\ \underset{t\epsilon[1^{er}\ \textbf{oct}-30\ nov]}{\textbf{moy.}}\ \boldsymbol{Cal}_{\boldsymbol{t}}(\textbf{N},\textbf{BaseLoad})-\boldsymbol{prix}_{\boldsymbol{ARENH}}\right)$$

Avec :

- $\boldsymbol{taux}_{\text{écrêtement}}$: le taux d'écrêtement des droits ARENH, publié en Novembre de l'année N-1 par la CRE. Un taux de 100% correspond à une absence d'écrêtement.

Ces évolutions n'ont pas d'impact sur les barèmes des années 2017 et 2018 car le taux d'écrêtement était de 100%. En revanche, les barèmes des années 2019 et 2020, pour lesquelles ce taux atteignait respectivement 75% et 68%, évoluent à la hausse : l'approvisionnement en énergie coûte plus cher car les fournisseurs ont accès à des volumes d'ARENH plus limités.

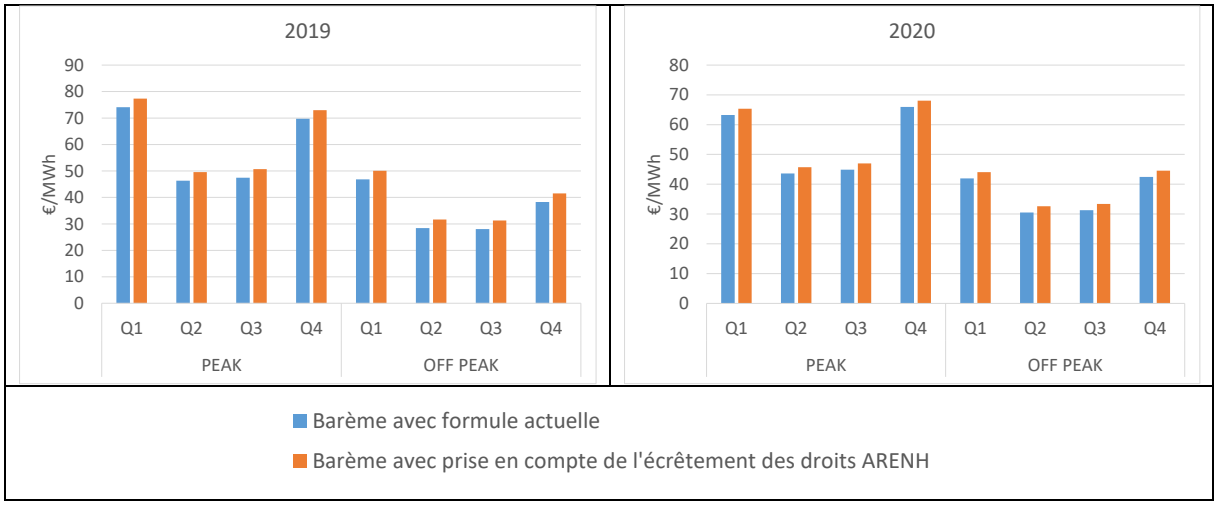


Figure 5 : Comparaison des barèmes actuels avec ceux intégrant l'écrêtement de l'ARENH pour les années 2019 à 2020

Résumé de la proposition :

Il s'agit d'intégrer l'impact de la prise en compte de l'écrêtement du doit à l'ARENH dans le barème de versement régulé.
Cette évolution vous parait-elle justifiée ?

2.5. Prise en compte de l'effet sur l'obligation de capacité dans le calcul des barèmes

Comme évoqué au 2.1, le dispositif de versement de l'opérateur vers le fournisseur constitue la compensation pour le transfert d'un bloc d'énergie et permet d'éviter que le couple opérateur d'effacement + consommateur ne valorise deux fois l'énergie effacée (une fois car elle n'est pas consommée et donc pas payée par le consommateur et une fois car elle est vendue par l'opérateur d'effacement).

Les barèmes de versement (pour les sites télérelevés et profilés) sont conçus pour refléter les prix de l'énergie dans les contrats de fourniture. Cependant, ces barèmes sont construits en ne tenant compte que des coûts de sourcing en énergie mais n'intègrent pas de composante correspondant au prix de la couverture en certificats de capacité, alors que les coûts des certificats de capacité pour les fournisseurs sont en général intégrés par les fournisseurs dans les prix de fourniture pour les clients relevant des barèmes régulés.

Certains fournisseurs contestent l'absence de prise en compte du coût de l'obligation de capacité porté par les fournisseurs dans la construction du barème de versement fournisseur régulé.

2.5.1. Légitimité technique et économique de la prise en compte du coût de l'obligation de capacité dans le calcul des barèmes

D'un point de vue technique et économique, la prise en compte du coût de l'obligation de capacité dans le calcul des barèmes de versement (télérelevé ou profilé) apparaît légitime à plusieurs titres :

- La mise en cohérence avec le modèle « corrigé »

De façon implicite, le coût de l'obligation de capacité est intégré dans le « versement » effectué dans le cadre du modèle « corrigé ». En effet, dans le cas du modèle corrigé, le site de soutirage rémunère son fournisseur pour le volume effacé, selon les termes de son contrat de fourniture, qui intègre a priori dans sa construction le coût de l'obligation de capacité. Tous les effets de l'effacement sur le fournisseur sont neutralisés. Pour le fournisseur, c'est comme s'il n'y avait pas eu d'effacement : le fournisseur est donc rémunéré par le consommateur pour ce bloc, en tenant compte de l'ensemble des coûts intégrés dans le contrat de fourniture et donc le coût de l'obligation de capacité, sous réserve que ce coût soit bien reflété en €/MWh dans les contrats de fourniture (ce qui est le cas, selon l'analyse réalisée par la CRE).

Dans le cas du modèle « régulé », le barème de versement (télérelevé ou profilé) ne tient pas compte des coûts d'approvisionnement en capacité qui sont pourtant intégrés par les fournisseurs dans le prix de fourniture, exprimé en €/MWh. L'absence de prise en compte du coût de l'obligation de capacité dans le modèle régulé n'est donc pas en cohérence avec ce qui est effectué pour le modèle « corrigé ». Cela peut créer des discriminations entre catégories de sites, selon le modèle de reversement appliqué au site.

- La valorisation du bloc d'énergie transféré à la valeur réelle pour le fournisseur

  Les barèmes de versement devant être conçus pour refléter les prix payés par le consommateur pour l'énergie transférée, l'absence de prise en compte de l'ensemble des coûts servant à construire la part énergie du prix de fourniture (i.e. la part exprimée en €/MWh), conduit à pénaliser les fournisseurs lorsque des effacements sont réalisés sur leur périmètre : l'énergie qu'ils doivent injecter au titre du contrat de fourniture n'est pas rémunérée au prix que leur coûte la fourniture de cette énergie.

  C'est particulièrement flagrant si un effacement a lieu pendant une période « PP1 » : le fournisseur portera le bloc d'énergie dans son périmètre de soutirage et l'obligation de capacité associée, alors qu'il n'est – dans le modèle « régulé » actuel - pas rémunéré pour cette obligation de capacité. Il y a donc une double valorisation de la capacité par le couple « site de soutirage + opérateur d'effacement » : d'une part en réduction du portage du coût de l'obligation pour le site et d'autre part, en valorisation par un bloc d'énergie « injectée » pour l'OE pendant une période PP2.

  Ce point reste vrai même lorsque les effacements n'ont pas lieu sur des périodes PP1 mais que le fournisseur et le consommateur ont choisi (dans le contrat de fourniture) de faire porter le coût de l'obligation sur des plages plus larges que les seules plages PP1 (p.e. lorsque les compteurs ne mesurent pas à une maille permettant des périodes PP1).

2.5.2. Modalités possibles de prise en compte du coût de l'obligation de capacité dans le calcul des barèmes

Si elle était mise en œuvre, la prise en compte du coût de l'obligation de capacité dans la construction des barèmes de versement pourrait en théorie prendre différentes formes :

- En ajoutant une plage correspondant aux heures PP1 sur le barème, en affectant (en €/MWh) sur cette plage, l'ensemble du coût de l'obligation pour le fournisseur de capacité.
  Cette approche n'aurait de sens que pour le barème télérelevé.

- A définition inchangée des plages de barème, en intégrant le coût de l'obligation de capacité sur les plages intégrant les tirages possibles de jours PP1

Comme le barème est conçu pour refléter au mieux le prix de fourniture, il s'agit de considérer ce qui est le plus représentatif de la façon dont le coût d'approvisionnement en capacité est retranscrit dans les contrats de fourniture pour les sites relevant du modèle de versement corrigé.

Pour le barème télérelevé, compte tenu des sites concernés par le modèle régulé (sites télérelevés du milieu/bas de portefeuille), il apparaît réaliste de considérer que le coût de la capacité est réparti sur l'ensemble de l'énergie soutirée sur les postes Peak d'Hiver (Q1 et Q4). Les échanges avec les services de la CRE confirment que cette hypothèse apparaît la plus réaliste.

Pour le barème profilé, deux barèmes de reversement existent correspondant aux tarifs Bleus « Base » et « Heures Pleines – Heures Creuses ». Il apparaît logique d'intégrer le coût de l'obligation de capacité conformément à la méthodologie utilisée pour la construction des TRV, c'est-à-dire de le répartir sur toute l'année pour le tarif « Base » et sur le poste « Heures Pleines » pour le tarif « Heures Pleines – Heures Creuses ».

Concernant l'hypothèse du coût de la capacité à considérer, il apparaît opportun de considérer une moyenne sur les prix de la capacité sur plusieurs enchères portant sur l'année de livraison considérée, plutôt que le seul prix de la dernière enchère. Cette approche est cohérente avec la proposition de considérer une moyenne des cotations pour le coût de sourcing en énergie. L'utilisation du PRM[3] semble à ce titre adaptée, même si la période de cotation considérée peut être significativement plus longue qu'une seule année, comme cela est proposé pour le coût de sourcing en énergie.

S'il apparait pertinent de prendre en compte la composante liée au sourcing en certificats de capacité, il convient aussi 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. Ainsi, la réduction des coûts de fourniture associés aux droits ARENH doit être calculée en comparant d'une part le prix de l'ARENH, d'autre part, à la fois les coûts d'approvisionnement en énergie $\left(\underset{t\epsilon[1^{er}\ \mathbf{oct}-30\ nov]}{\mathbf{moy.}} \boldsymbol{Cal_t}(\mathbf{N}, \mathbf{BaseLoad})\right)$ et les coûts d'approvisionnement en capacité pour une consommation en bande $\left(\frac{\mathbf{PRM}}{\mathbf{8760}}\right)$.

En résumé, la formule suivante récapitule le calcul des barèmes de versement pour les sites télérelevés. Les deux premiers termes correspondent aux coûts d'approvisionnement du fournisseur respectivement en énergie et en capacité. Le troisième terme correspond à l'arbitrage économique entre l'approvisionnement du fournisseur en droits ARENH et l'approvisionnement via les marchés forward pour l'énergie et les enchères du mécanisme de capacité pour la capacité.

$$\boldsymbol{Bareme}(\boldsymbol{N}, \boldsymbol{Q}, \boldsymbol{P}) = \underset{t\epsilon[1^{er}\ jan-30\ nov]}{\mathbf{moyenne}} \boldsymbol{Cal_t}\,(\boldsymbol{N}, \boldsymbol{P}) \cdot \mathbf{pond}(\mathbf{Q}, \mathbf{P}) + \left(\boldsymbol{si}\ [\boldsymbol{Q} \in \{\boldsymbol{Q_1}, \boldsymbol{Q_4}\}\ \boldsymbol{et}\ \boldsymbol{P} = \boldsymbol{Peak}]\ \boldsymbol{alors}\ \frac{\boldsymbol{Obligation_{capacité}} \cdot \boldsymbol{PRM}}{\boldsymbol{EnergiePlage_{NTR}}}\right) - \boldsymbol{taux_{droits\ ARENH}} \cdot \boldsymbol{taux_{écrêtement}} \cdot \boldsymbol{max}\left(\mathbf{0}; \left(\underset{t\epsilon[1^{er}\ \mathbf{oct}-30\ nov]}{\mathbf{moy.}} \boldsymbol{Cal_t}(\mathbf{N}, \mathbf{BaseLoad}) + \frac{\mathbf{PRM}}{\mathbf{8760}}\right) - \boldsymbol{prix_{ARENH}}\right)$$

Avec :

- $\boldsymbol{Obligation_{capacité}}$: l'obligation de capacité calculée à partir des puissances moyennes de consommation des sites télérelevés sur les périodes de références de calcul du droit à l'ARENH.

[3] A noter que l'intégration du PRM dans le formule du barème de versement nécessite de décaler de quelques jours la publication des barèmes afin que la dernière enchère du mécanisme (dont la date est comprise entre le 10 et le 15 décembre) puisse avoir eu lieu.

- $\boldsymbol{EnergiePlage_{NTR}}$: l'énergie consommée sur les plages de répartition de la composante capacitaire, calculée à partir des mêmes puissances moyennes de consommation des sites télérelevés
- **PRM** : le prix de référence marché issus des enchères du mécanisme de capacité avant le début de l'année de livraison. Ce prix de la capacité est pondéré par la quantité de certificat échangée.

Par mesure de simplification, RTE propose de fixer dans les règles les coefficients $\boldsymbol{taux_{ARENH}}$ et $\frac{\boldsymbol{Obligation_{capacité}}}{\boldsymbol{EnergiePlage_{NTR}}}$ dont la valeur varie peu d'une année sur l'autre puisqu'elle dépend principalement de la chronique de consommation des sites télérelevés retenue. Ces coefficients ont été calculés pour la chronique de consommation du 1er Novembre 2018 au 31 octobre 2019 et valent respectivement 0,87 et $0{,}71 \times 10^{-3}$ h-1.

2.5.3. Analyse d'impact et enjeu économique

En appliquant la formule proposée au paragraphe précédent, le graphique suivant présente l'impact qu'aurait l'intégration du coût de l'obligation de capacité sur les postes Peak des trimestres Q1 et Q4 du barème de versement télérelevé pour les années 2017 à 2020.

Pour l'année 2020, une analyse de sensibilité sur le niveau du PRM est réalisée :

- Pour un PRM à 19,5 k€/MW, correspondant au PRM effectif, la hausse du barème serait d'environ 15 €/MWh
- Pour un PRM à 60 k€/MW, niveau maximum possible, la hausse du barème d'environ 45 €/MWh.

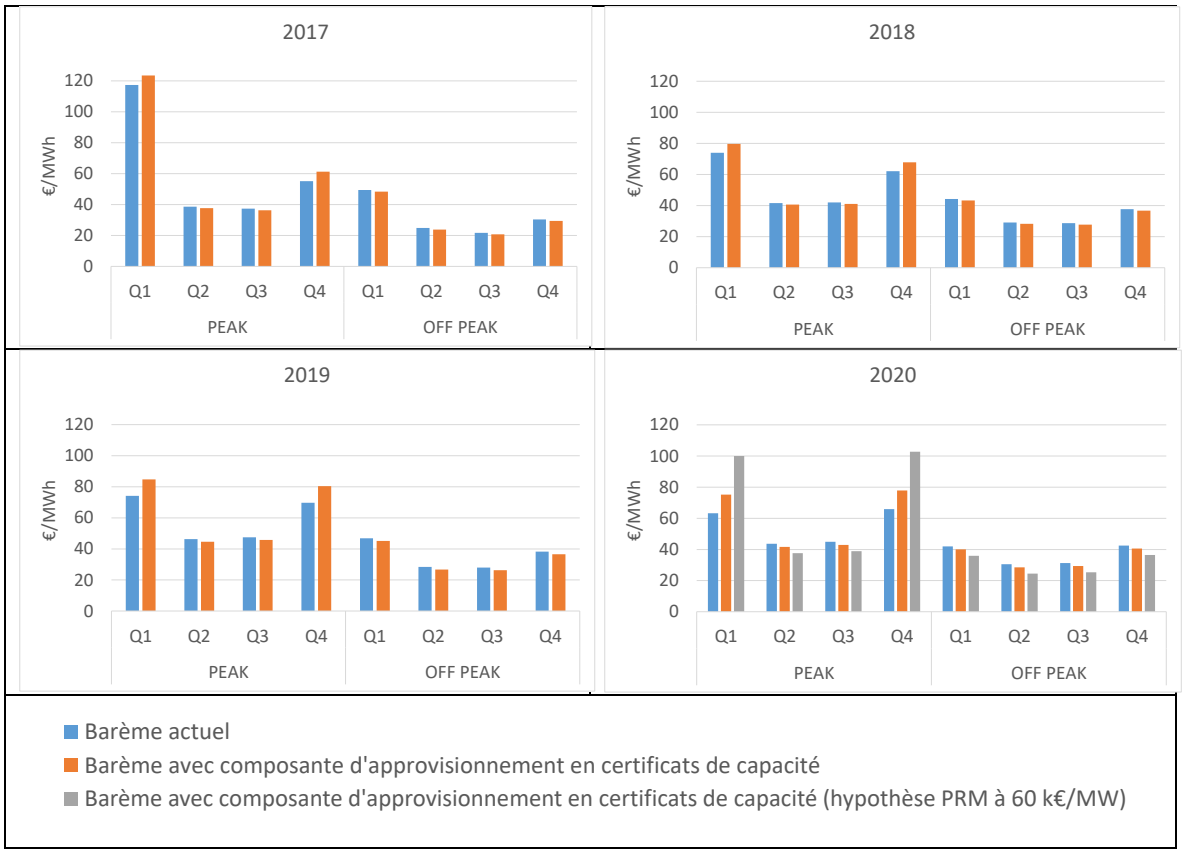


Figure 6 : Comparaison des barèmes télérelevés actuels avec des barèmes intégrant une composante liée à l'approvisionnement en capacité des fournisseurs pour les consommateurs pour les années 2017 à 2020

Le graphique suivant présente l'impact de l'ajout de la composante liée à l'approvisionnement en certificat de capacité pour les barèmes profilés.

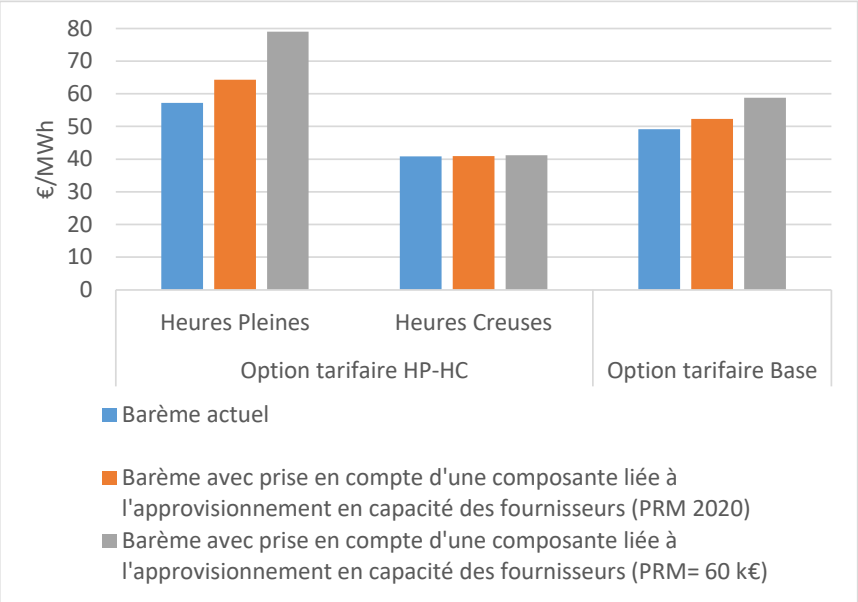


Figure 7 : Comparaison des barèmes profilés actuels avec des barèmes intégrant une composante liée à l'approvisionnement en capacité des fournisseurs pour les consommateurs pour le premier semestre 2020

Sur les 3 dernières années, en moyenne 40 GWh d'effacements ont été activés sur le MA ou sur NEBEF : une moitié relevait du modèle corrigé et l'autre du modèle régulé (peu de contrats au modèle contractuel). Les volumes d'effacements ont toutefois une tendance baissière : seuls 30 GWh ont été activés sur le MA ou sur NEBEF en 2019.

2.5.4. Analyse juridique

L'article L.271-3 du code de l'énergie pose le principe d'un versement vers les fournisseurs d'électricité des sites effacés lorsque les effacements sont valorisés sur les marchés de l'énergie ou sur le mécanisme d'ajustement. Ce versement est basé sur un prix de référence reflétant « la part énergie » du prix de fourniture des sites. En ce sens, l'article R271-8 du code de l'énergie prévoit que les barèmes, dans le cadre du modèle « régulé », « *reflètent la part " énergie " du prix de fourniture des sites de consommation […] dont la consommation est tout ou partie effacée*».

Ce versement de l'opérateur d'effacement au fournisseur est la contrepartie du transfert de propriété du bloc d'énergie rendu disponible sur le réseau. Il doit se substituer au prix que le consommateur final aurait payé à son fournisseur si l'effacement n'avait pas eu lieu (voir décision Conseil d'Etat Cathode et décision Conseil d'Etat Voltalis du 13 mai 2016).

La notion de « part énergie » n'est pas définie par ces textes et peut s'interpréter de différentes façons : (i) comme la composante du prix de fourniture qui est facturée en €/MWh, et donc en intégrant l'ensemble des coûts – dont le coût en €/MWh correspondant à au sourcing en capacité pour couvrir l'obligation de capacité ou (ii) comme la seule composante correspondant aux coûts de sourcing en énergie.

Concernant plus particulièrement l'interprétation (i), le mécanisme de capacité a été mis en place le 1er janvier 2017, soit postérieurement à la prise d'effet des deux articles précités du code de l'énergie

qui sont issus respectivement de la loi 2013-31 du 15 avril 2013 et de l'article 8 du décret n° 2014-764 du 3 juillet 2014 relatif aux effacements de consommation d'électricité.

L'interprétation (i) semble la plus cohérente et logique. Cependant, la rédaction actuelle du Code de l'énergie, ne précisant pas avec exactitude de ce que recouvre la notion de « part énergie », une telle interprétation n'est pas indiscutable.

Résumé de la proposition :

RTE a étudié la prise en compte de l'obligation de capacité dans les barèmes régulés de versement fournisseur.

Même si l'intégration de cette part capacitaire dans les barèmes parait légitime économiquement, 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 des barèmes de versement régulés.

RTE sollicite l'avis des acteurs :

- sur l'analyse économique et juridique d'une telle inclusion
- sur l'intérêt de la prise en compte de cet élément dans le calcul des barèmes régulés de versement télérelevé et profilé
- sur la déclinaison évoquée en cas de prise en compte de cet élément dans les barèmes régulés de versement télérelevé et profilé

2.6. Prise en compte d'autres composantes des prix de fourniture dans la formule du barème de versement

Les prix de fourniture en énergie intègrent une part correspondant aux coûts de commercialisation et une part correspondant à la marge du fournisseur en plus de la composante relative à la couverture en certificats de capacité. Les barèmes de versement (pour les sites télérelevés et profilés) étant conçus pour refléter les prix de l'énergie dans les contrats de fourniture, ces deux composantes devraient théoriquement être également intégrées à la formule du barème.
RTE ne dispose que des coûts de commercialisation et des marges d'EDF via les délibérations de la CRE sur les Tarifs Régulés de Vente des consommateurs Bleus. Contrairement à l'approvisionnement en énergie et en capacité, ces coûts de commercialisation et marges ne sont pas nécessairement représentatifs de ceux des autres fournisseurs. Ainsi, en l'absence de données quantitatives sur ces postes spécifiques, RTE propose de ne pas les intégrer dès à présent dans la formule de construction des barèmes de versement.

Résumé de la proposition :

RTE sollicite l'avis des acteurs sur l'intérêt de la prise en compte des coûts de commercialisation et de marge fournisseurs dans les barèmes régulés de versement et sur les modalités de prise en compte des éléments.

2.7. Effets cumulés des évolutions proposées par RTE sur le niveau du barème de versement

En résumé, RTE a étudié les impacts des différentes évolutions de la formule de versement des barèmes d'effacement pour prendre en compte :

- Des plages de versement semestriels, avec pour chacune, un poste Peak et un poste Off-peak
- Une extension de la période de cotation pour le calcul de la part relative à l'approvisionnement en énergie allant jusqu'au 1er Janvier de l'année N-1
- La prise en compte de l'arbitrage du coût capacitaire dans l'arbitrage entre ARENH et approvisionnement via les produits à terme et la prise en compte de l'écrêtement de l'ARENH
- L'intégration d'une composante correspondant à l'approvisionnement des fournisseurs en garanties de capacités.

Le graphique suivant présente l'effet cumulé de ces évolutions en comparaison de la formule actuelle du barème de versement.

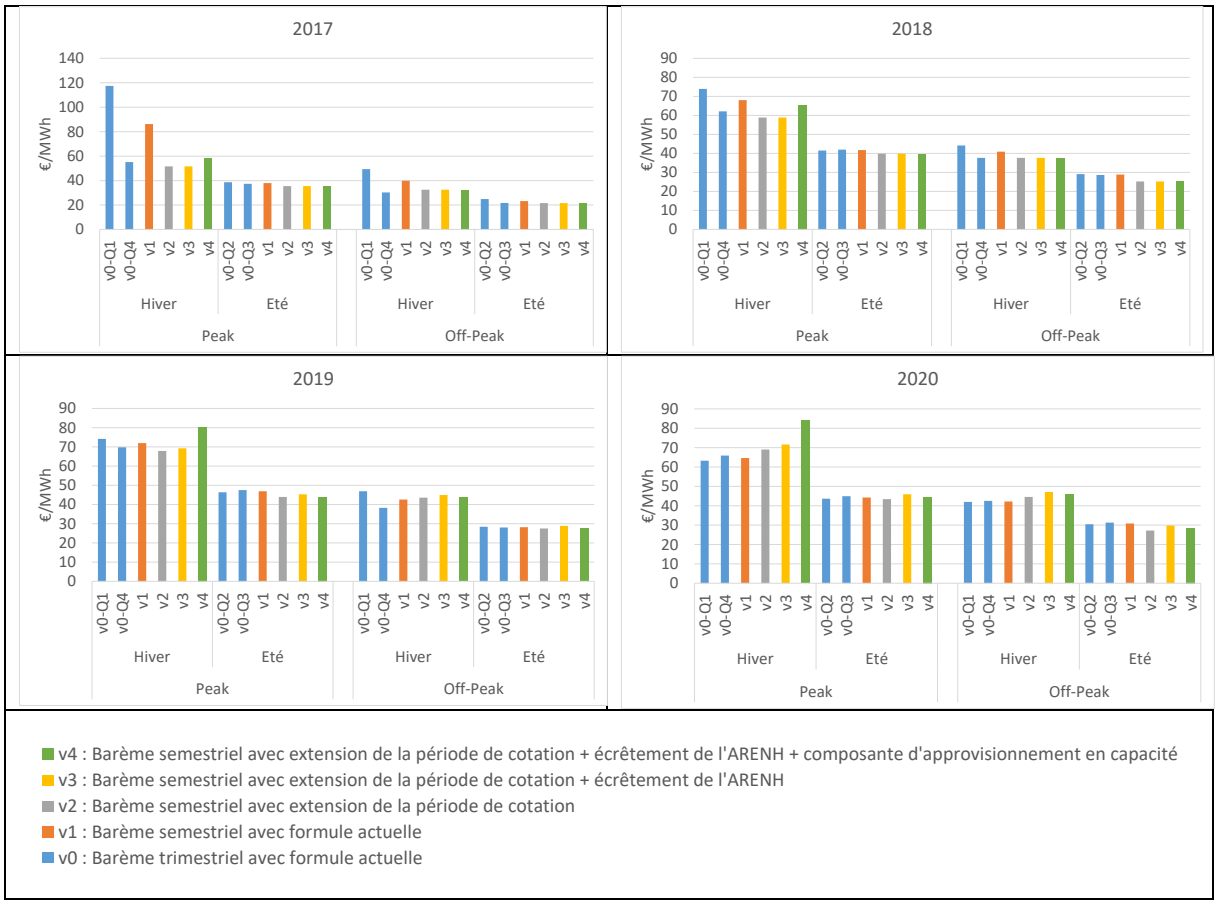


Figure 8 : Comparaison des barèmes actuels avec ceux issus des deux options d'évolutions méthodologiques relatives à la période de cotation considérée pour les années 2017 à 2020

3. Possibilité pour les sites éligibles au modèle corrigé d'opter pour le modèle contractuel

La CRE, dans sa délibération du 24 juillet 2019 portant approbation des règles de valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie, a également indiqué à l'article 2.2.3 que la proposition de RTE conduisant à limiter les cas d'utilisation du modèle contractuel aux seuls sites éligibles au modèle régulé conduisait à limiter les cas d'utilisation du modèle contractuel.
La CRE considère que cette proposition peut avoir un impact significatif pour les acteurs de marché, et, qu'en conséquence, elle doit faire l'objet d'une consultation plus approfondie lors de la concertation de la prochaine version des règles de marché.

Cette question a été étudiée par les juristes de RTE qui concluent que :

- En application de l'article R271-8 du code de l'énergie, le modèle de versement dit « Corrigé » est le modèle de versement par défaut pour les clients qui y sont éligibles.
- Cependant, le même article précise que (i) « par dérogation », d'autres modèles de versement peuvent s'appliquer selon les modalités définies dans les règles NEBEF (à ce jour le modèle régulé) et que (ii) lesdites règles prévoient également que les modalités de versement peuvent être fixées par contrat entre l'opérateur d'effacement, le fournisseur et le cas échéant le consommateur (modèle contractuel).
- Dans ce cadre, il est possible de prévoir le modèle contractuel sur option pour les sites qui sont aujourd'hui en modèle corrigé.

Nous proposons donc d'intégrer cette possibilité dans les futures règles NEBEF en modifiant l'article 9.1.1. L'entrée en vigueur de cet article pour être décalée de quelques mois en fonction du planning d'intégration SI. Cette évolution sera intégrée à des dates ultérieures dans les règles RE/MA et Services Système.

Les Sites de Soutirage Télérelevés raccordés au RPT, ainsi que les Sites de Soutirage titulaires d'un CARD, ayant une puissance souscrite strictement supérieure à 36 kVA et appartenant à une EDE Télérelevée seraient, par défaut, soumis au Modèle Corrigé.

Comme dans l'article 9.1.2 des règles NEBEF pour le Modèle Régulé, pour opter pour le Modèle Contractuel, l'Opérateur d'Effacement devrait transmettre à RTE l'Annexe 11, complétée et signée.

Ainsi, au sein d'une EDE Télérelevée, pour chaque Site de Soutirage, l'Opérateur d'Effacement peut opter :

- soit pour le Modèle Contractuel en accord avec le Fournisseur du Site concerné ;
- soit pour le Modèle Corrigé.

Les modalités de renseignement de l'annexe 11 seraient les mêmes qu'à l'article 9.1.2 des règles NEBEF.

Dès lors que le contrat entre l'Opérateur d'Effacement et le Fournisseur serait dénoncé, selon les modalités de l'Annexe 11, le Modèle Corrigé serait à nouveau appliqué au(x) Site(s) de Soutirage concerné(s).

Le changement de modèle fixant les modalités du versement dû par l'Opérateur d'Effacement prendrait effet dans les mêmes délais qu'à l'article 9.1.2 des règles NEBEF.

Résumé de la proposition :

RTE propose d'ouvrir la possibilité aux sites relevant du modèle de versement « Corrigé » d'opter pour le modèle de versement « Contractuel » dans les conditions décrites ci-dessus.

Cette proposition vous semble-t-elle pertinente ?

4. Simplification du processus d'homologation des sites aux méthodes par prévision et historique

4.1. Rappel sur les méthodes prévision et historique

Depuis le 1er janvier 2017 sur NEBEF et depuis le 1er janvier 2018 sur le MA, les sites de soutirage télérelevés peuvent choisir les méthodes de contrôle du réalisé par prévision et par historique en demandant à être homologués à ces méthodes :

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

L'homologation atteste que la qualité des prévisions envoyées par l'acteur ou de l'utilisation de l'historique permettent bien de constituer une courbe de référence suffisamment fiable pour le contrôle du réalisé des effacements de consommation. Elle est réalisée avant que le site ne puisse commencer à utiliser la méthode choisie.

Des modalités dérogatoires ont été introduites dans les règles NEBEF et MA. Elles permettent au site de bénéficier d'une dérogation transitoire en attendant les résultats d'homologation. Elles ne sont valables que pour la première demande d'homologation du site. Une période de carence de 12 mois est imposée si l'homologation s'avère ratée, versus 6 mois sans les modalités dérogatoires.

Une fois le site homologué, un suivi mensuel est réalisé pour vérifier la qualité des prévisions ou de l'historique. Le suivi permet de vérifier que les critères sont respectés sur la période de contrôle [M-12; M-2]. Au bout de 3 mois pour lequel le site fait l'objet d'un non-respect de la qualité des prévisions, le site perd son homologation.

Les critères à respecter pour l'homologation et le suivi pour chacune de ces méthodes sont les suivants :

Critères	Prévision		Historique	
	MA	NEBEF	MA	NEBEF
Absolue	<= 10%	<= 40%	<= 10%	<= 40%
Dépassements extrêmes	<= 20%	⊘	<= 20%	⊘
Centrage	<= 3%	<= 15%	⊘	⊘

4.2. Proposition de simplification du processus d'homologation

Le processus d'homologation nécessite un envoi de données conséquent de la part des acteurs, qui font également remonter des demandes pour réduire les temps d'homologation, afin de raccourcir le temps d'accès à ces méthodes de contrôle de réalisé. Les dispositions dérogatoires mises en place depuis septembre 2019 sont un premier pas vers le fait de ne faire qu'un suivi et les acteurs et la CRE sont favorables à leur pérennisation.

Ainsi, RTE propose de simplifier le processus d'homologation pour avoir uniquement un suivi. Ces nouvelles dispositions seront plus simples à gérer dans le temps que les dispositions dérogatoires.

Ce processus simplifié serait déployé en 2 phases :

- Une première phase à court-terme (pour les prochaines règles NEBEF v3.3) avec une vérification manuelle des demandes d'homologation
- Une deuxième phase à moyen-terme avec l'automatisation des vérifications et un retour immédiat au demandeur.

Le processus d'homologation consisterait en une déclaration d'homologation (par mail dans un premier temps), qui serait vérifiée avant intégration dans le référentiel des sites homologués et transmission de ces informations aux GRD.

La déclaration d'homologation consisterait 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
- de la méthode choisie (par prévision de consommation ou par historique)
- dans le cas de la méthode par historique, de la variante sélectionnée
- de la capacité d'effacement minimale du site

L'homologation technique serait supprimée et remplacée par les contrôles de suivi actuels. Au bout de 3 suivis défaillants sur 11 mois glissants sur la période [M-12 ; M-2], 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'opérateur d'effacement et serait effectif dès réception de la notification par l'opérateur d'effacement. 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 via son identifiant tel que défini ci-dessus. 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.

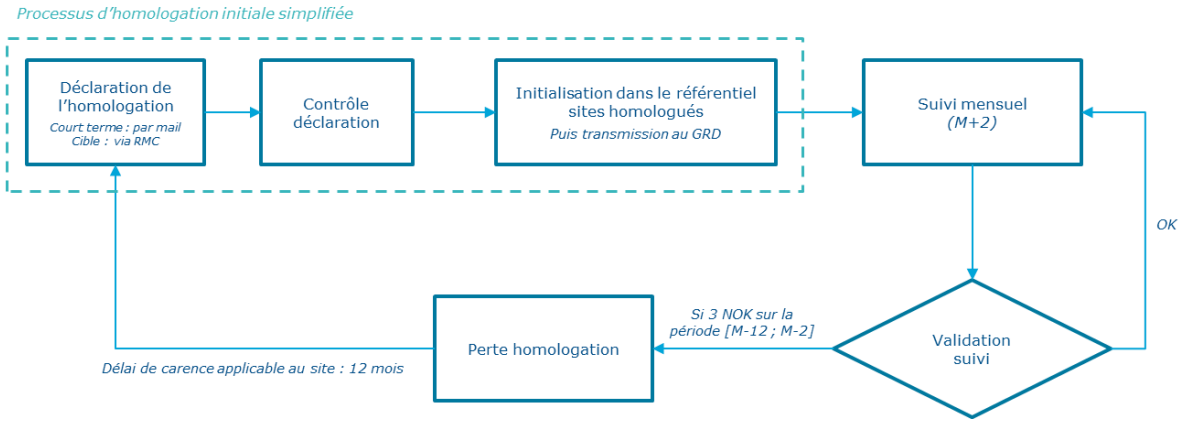


Figure 9 : Synthèse du processus d'homologation et de suivi de l'homologation

RTE propose également de faire évoluer certains points de la vérification mensuelle de la qualité des prévisions. Notamment, RTE propose que s'il manque des journées de courbe de charge pour un mois donné, les critères de suivi d'homologation soient tout de même calculés.

De plus, RTE estime que les critères de suivi d'homologation ne sont pas pertinents s'il n'y a pas un minimum de journées sur lesquelles sont calculés les critères. RTE souhaite interroger les acteurs sur ce nombre minimum de jours nécessaires pour calculer les critères pour un mois donné.

4.3. Echéances et calendrier

L'application de cette proposition de simplification de l'homologation entrerait en vigueur avec les prochaines règles NEBEF. Pour le MA, la date d'entrée en vigueur serait ultérieure. La concertation pour les règles MA-RE v10 vient de débuter pour une entrée en vigueur prévue aujourd'hui à Q3 2021.

Résumé de la proposition :

RTE propose de simplifier le processus d'homologation aux méthodes par historique et par prévision en le limitant à une demande d'homologation déclarative et en ne gardant que le suivi mensuel pour la vérification du respect des critères. Les modalités dérogatoires seraient arrêtées à la mise en place de ce nouveau système.

- Cette proposition vous semble-t-elle pertinente ?
- Selon vous, de combien de jours faut-il disposer au minimum pour calculer des critères de suivi pertinents pour chacune de ces méthodes de contrôle du réalisé ?

5. Expérimentation de l'utilisation de la sous-mesure pour l'évaluation des effacements réalisés

5.1. Rappel du 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. »*

Ceci signifie que les données utilisées sont des données correspondant à une mesure au périmètre du site et que cette mesure est cadrée au niveau de la précision métrologique.

Le même décret prévoit néanmoins la possibilité d'exceptions, lorsque les données des gestionnaires de réseau ne présentent pas les caractéristiques nécessaires à l'évaluation des effacements : « *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. ».* Les règles de marchés prévoient ainsi effectivement la possibilité d'utiliser les données produites ou collectées par l'opérateur d'effacement, dans les cas des sites profilés ne disposant pas de compteur à courbe de charge (i.e. Linky) et sous réserve que l'opérateur d'effacement ait été qualifié (c'est-à-dire que sa capacité de mesure, d'acquisition et de traitement de la donnée ait été vérifiée). Un dispositif de qualification est mis en place par RTE à cet effet.

Dans ce cas et seulement dans ce cas, la mesure fournie pour les opérateurs d'effacement peut être à la maille du site ou à la maille des usages effacés (à condition que le dispositif de mesure de l'opérateur d'effacement permette de mesurer la consommation de l'ensemble des usages effacés[4]).

La priorité dans le cadre réglementaire des données à la maille site vise notamment à neutraliser les éventuels effets d'une compensation d'un effacement réalisé sur un sous-ensemble d'un site par un autre sous-ensemble du même site pendant la même période d'effacement (exemple : production arrêtée sur une chaîne de production d'une usine, mais reprise par une autre chaîne de production identique du même site).

5.2. Enjeux liés à la mise en place de la « sous-mesure »

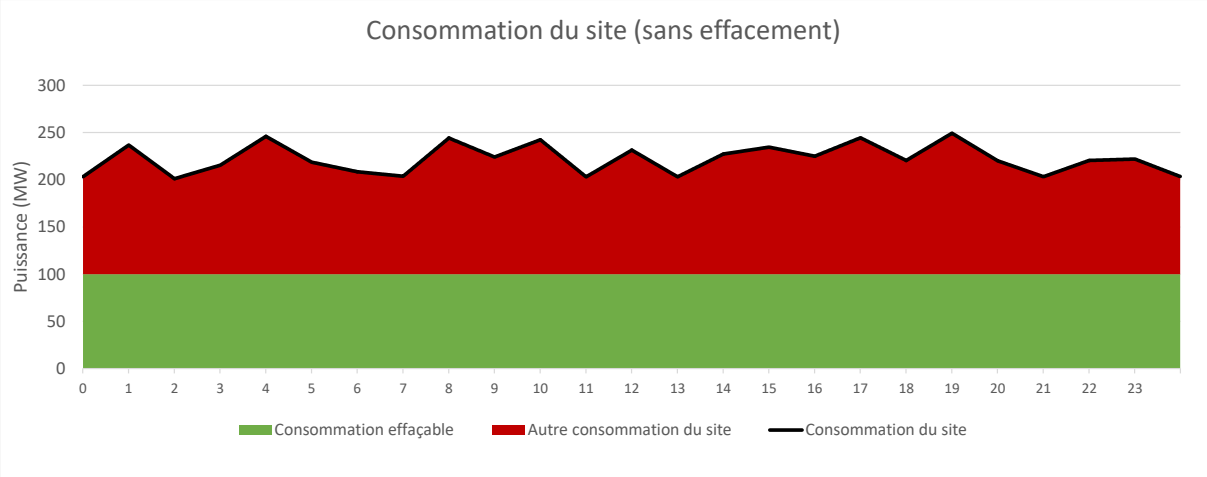
De nombreux opérateurs d'effacement ont exprimé leur souhait de mise en place de la sous-mesure et ont placé cette évolution au premier rang de leurs priorités.

[4] Cela signifie que sur un même usage, dont seulement une partie des voies serait effaçables, la mesure doit porter sur l'ensemble des voies de cet usage, pour éviter les phénomènes de compensation.

Certains opérateurs d'effacement soulignent que la mesure au périmètre des sites est une disposition de nature à restreindre les gisements accessibles, notamment dans le cas où les effacements sont réalisés sur des sous-ensembles « petits » par rapport à l'énergie consommée sur le périmètre total du site, et pour lesquels l'identification du volume effacé est du même ordre de grandeur que la variabilité intrinsèque d'autres processus du site non concernés par l'effacement, rendant les méthodes de contrôle du réalisé incertaines pour l'évaluation du volume effacé lors d'un effacement, du fait de la perturbation de la mesure par un processus significatif et indépendant.

Dans ce cas, une évolution permettant l'utilisation de données à un périmètre restreint à l'usage effacé pourrait élargir le gisement des effacements ayant accès aux mécanismes de marché. L'enjeu de la sous-mesure est d'améliorer l'évaluation du volume effacé : les méthodes de contrôle du réalisé étant par construction imparfaites – aucune ne peut prétendre à reconstituer une courbe de référence qui par construction n'existe pas -, la mesure sur le seul périmètre des voies effaçables permettrait de mesurer les volumes effacés indépendamment des autres consommations du site et de les rendre plus identifiables et ainsi améliorer la précision du contrôle du réalisé. Les propositions de RTE sur l'expérimentation de la sous-mesure sont complémentaires des travaux à mener sur les méthodes de contrôle du réalisé.

L'exemple en Figure illustre un cas d'usage où l'utilisation de la sous-mesure permet d'améliorer la précision du contrôle du réalisé, en évitant la prise en compte des variations de consommation d'un process non effacé (en rouge) dans le contrôle de l'effacement d'un autre process (en vert) dont l'effacement est maîtrisé et la courbe de référence aisément estimable (le profil de consommation est « plat »).



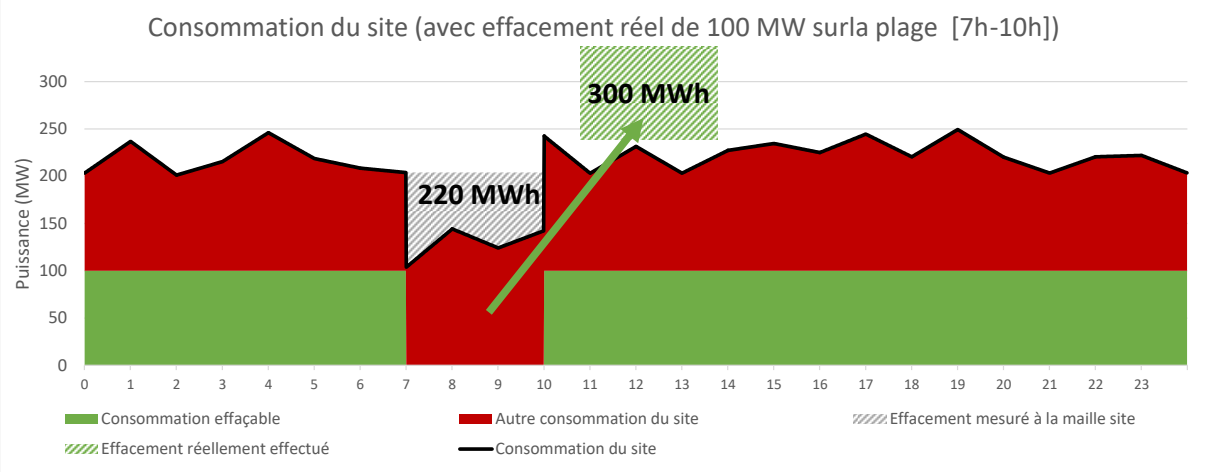


Figure 10 : Exemple de sous-estimation du volume effacé par l'application de la méthode de contrôle du réalisé à la maille du site (méthode du rectangle à double référence). Dans cet exemple, un effacement réel de 300 MWh (qui aurait été mesuré comme tel à la maille de la sous-mesure sur la voie effaçable) est sous-estimé à seulement 220 MWh par la mesure à la maille site.

Cependant, la mise en place d'un contrôle du réalisé à la maille d'une sous-partie d'un site fait peser le risque théorique d'effets de compensation au sein d'un même site, ce qui conduirait à valoriser des effacements qui n'ont pas d'effet sur le système électrique.

D'un point de vue juridique, la mise en place de la sous-mesure peut entrer dans le cadre de la dérogation prévue dans le décret du 3 juillet 2014 relatif aux effacements, qui autorise l'utilisation d'autres données que celles des GR, à la maille site « *quand […] 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 […] ».*

Partagez-vous l'intérêt potentiel ainsi que les risques potentiels liés à la mise en place de la « sous-mesure » ?

5.3. Propositions et objectifs pour une expérimentation « sous-mesure »

RTE propose d'ouvrir une expérimentation sur la possibilité de réaliser le contrôle du réalisé sur des mesures réalisés à une maille inférieure à la maille site, dans un cadre expérimental et pour une période limitée à l'issue de laquelle, cette possibilité pourrait être prolongée (ou non), sur la base d'un retour d'expérience.

L'expérimentation vise à identifier si la mise en place de la sous-mesure permet (i) de faire émerger de nouveaux gisements, (ii) d'améliorer la précision de la mesure des effacements et (iii) ne génère pas de risque sur la réalité des effacements (si effets de « compensation au sein d'un même site »).

Certaines modalités de l'expérimentation ont pour but de pouvoir répondre à ces questions (exigence sur le nombre d'activation) et de limiter les risques potentiels (caractère limité dans le temps et en volume).

A l'issue de l'expérimentation, un retour d'expérience sera réalisé par RTE avec l'appui d'ENEDIS pour déterminer l'intérêt de la mesure (contribution à l'émergence de nouvelles capacités, augmentation de la précision du contrôle du réalisé) et identifier s'il existe des effets de bord indésirables (notamment effet de compensation entre consommation mesurée et le reste de la consommation du site)

Les opérateurs d'effacement et les sites participant autoriseront RTE et ENEDIS à publier des informations agrégées dans le cadre du retour d'expérience (voir paragraphe 5.4.7).

Partagez-vous les objectifs proposés pour cette expérimentation ?

5.4. Modalités de l'expérimentation

RTE propose d'ouvrir l'expérimentation selon les modalités suivantes :

5.4.1. Période d'expérimentation

L'expérimentation serait ouverte pour une période de 2 ans, à compter du 1er janvier 2021 (entrée en vigueur des nouvelles règles NEBEF). Les dossiers de participation pourraient être transmis en amont de l'approbation des nouvelles règles, pour garantir un démarrage effectif de la participation des sites dès le 1er janvier.

5.4.2. Sites éligibles et exigence sur le périmètre de la sous-mesure

Les outils SI de RTE pour le contrôle du réalisé des effacements ont des flux d'alimentation différents selon que les sites sont profilés, télérelevés sur le RPD et télérelevés sur le RPT. RTE souhaiterais pouvoir prioriser les évolutions pour pouvoir lancer l'expérimentation dès le premier janvier 2021, potentiellement sur un périmètre n'intégrant pas l'ensemble des sites possibles

RTE propose que l'expérimentation soit ouverte, du moins dans un premier temps, aux sites télérelevés où des cas d'usage ont été répertoriés/présentés par les acteurs. Et parmi ces sites, l'ouverture de l'expérimentation pourrait commencer par les sites sur le RPD si c'est sur ce type de site que les principaux gisements sont a priori localisés.

RTE souhaite recueillir l'avis des parties prenantes sur le fait de prioriser le lancement de l'expérimentation sur le périmètre de sites télérelevés et parmi ceux-ci sur les sites sur le RPD.

Compte-tenu des impacts en termes d'outils, afin de pouvoir procéder aux arbitrages les plus pertinents en termes de priorisation, RTE est preneur de l'avis des acteurs sur les cas d'usages qui leur semblent pertinent de développer (ou envisagent de développer).

L'expérimentation serait ouverte à tout site de soutirage télérelevés (participant ou non déjà aux mécanismes de marché), en priorisant éventuellement sur les sites RPD si c'est pertinent, sous réserve de la fourniture d'un dossier technique :

- précisant la puissance effaçable du site
- décrivant les installations électriques du site (notamment les usages de l'électricité et les périmètres surlesquels portent la sous-mesure, mais aussi l'ensemble du site équipé du compteur du gestionnaire du réseau concerné) et justifiant l'indépendance entre la consommation des usages mesurés et les autres consommations.

  La description des installations et du périmètre de la sous-mesure permet d'apprécier la justification d'indépendance entre la consommation mesurée et le reste de la consommation du site. La justification d'indépendance doit s'attacher à montrer qu'il n'y a pas de lien de causalité : une baisse de la consommation au périmètre de la sous-mesure ne doit pas pouvoir déclencher une hausse du reste de la consommation sur des périodes d'effacement envisagées.

  Le cadre actuel (s'appliquant de facto uniquement aux sites profilés ne disposant pas de compteurs à courbe de charge) prévoit que la mesure de la consommation doit porter sur l'ensemble des usages effacés, c'est-à-dire que sur un même usage, dont seulement une partie des voies serait effaçables, la mesure doit porter sur l'ensemble des voies de cet usage, pour éviter les phénomènes de compensation. RTE propose que cette exigence s'applique aussi à l'ensemble des sites télérelevés participant à l'expérimentation.

- justifiant l'utilité de la sous-mesure pour disposer d'une bonne estimation des volumes effacés

  Cette justification apparaît nécessaire car cette possibilité d'utilisation de sous-mesure constitue une exception au décret du 3 juillet 2014 relatif aux effacements, qui autorise l'utilisation d'autres données que celles des GR, à la maille site, « *quand […] 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 […] ».*

  Cette justification pourrait reposer sur des éléments montrant que les variations naturelles des autres consommations que celles effacées sur site sont de nature à perturber l'évaluation des volumes effacés avec les méthodes de contrôle du réalisés disponibles à date. Pour les sites participants à des effacements, les courbes de charges au périmètre site et au périmètre « sous-mesure » lors des périodes d'effacement pourraient être exigées pour attester de l'intérêt de la sous-mesure.

Sur la base du dossier technique, RTE pourrait refuser l'utilisation de la sous-mesure si les éléments de justification d'indépendance entre la consommation mesurée et le reste de la consommation du site ou si des éléments justifiant l'utilité de la sous-mesure pour l'évaluation des volumes d'effacement ne sont pas apportés. Des précisions sur les exigences portant sur le dossier (sans caractère rétroactif) pourront être précisés et publiées par RTE au cours de l'expérimentation sur la base d'une identification des bonnes pratiques.

Chaque site ne pourrait que participer qu'avec un seul périmètre de « sous-mesure ». Il ne serait pas possible au sein d'un même site d'équiper plusieurs périmètres et de les faire participer distinctement aux marchés.

La possibilité de participation d'un site à l'expérimentation « sous-mesure » serait conditionnée à une qualification de l'opérateur d'effacement sur la chaîne de mesure et de transmission des données correspondant à la mesure des consommations (voir partie 5.4.5).

Enfin, pour participer, les sites et opérateurs participant devront donner l'autorisation à RTE et aux gestionnaires de réseau de distribution concerné pour utiliser les données à des fins de retour d'expérience.

5.4.3. Valorisation sur les marchés et contrôle du réalisé

Pendant l'expérimentation, les sites concernés pourront valoriser leurs capacités d'effacement sur le dispositif NEBEF. A ce titre, ils pourront valoriser leurs capacités sur le mécanisme de capacité et l'AO Effacements. Une extension de l'expérimentation au mécanisme d'ajustement pourra être envisagée plus tardivement. Cette extension est soumise à des contraintes opérationnelles plus fortes pour RTE, compte-tenu des feuilles de routes sur les applications SI du mécanisme d'ajustement.

Ces sites pourraient se valoriser sur les marchés au sein d'EDE comprenant d'autres sites, sans nécessiter d'EDE dédiées, afin de permettre de foisonner. Cependant, cette flexibilité rend nécessairement plus complexe l'application d'une exigence d'activation sur ces sites à des fins de retour d'expérience (voir propositions en 5.4.6).

Les modalités de participation au marché sont inchangées. Seule la certification des volumes effacés est modifiée, en utilisant les courbes de charge à la maille de la sous-mesure en lieu et place de courbes de charge du gestionnaire de réseau à la maille site.

Les méthodes de contrôle du réalisé restent inchangées. Par contre, pour des raisons opérationnelles, la méthode par historique ne sera pas accessible dans un premier temps, pour les sites participant à l'expérimentation « sous-mesure ».

Le dispositif d'homologation à la méthode par prévision reste inchangé mais est appliquée à la maille « sous-mesure ».

Considérez-vous ces possibilités de valorisation (sur NEBEF et par conséquence sur les dispositifs de rémunération de la capacité) sont de nature à vous permettre de valoriser des sites de votre portefeuille ?

5.4.4. Limitations associées au caractère expérimental

Outre son caractère limité dans le temps, l'expérimentation sera limitée :

- En puissance totale :

  Une limite en puissance permet de limiter les impacts en cas de fonctionnement non conforme à l'attendu. Il est proposé que la limite soit calculée en référence à la puissance effaçable totale des sites participant (qui constitue donc un majorant, potentiellement important de la puissance effaçable). RTE propose une limite globale de 500 MW et de 100 MW par opérateur

  Cette limite pourrait être rehaussée en cours d'expérimentation, s'il s'avère qu'elle est contraignante pour faire émerger de nouvelles capacité (i.e. des sites qui ne participent pas actuellement aux marchés et non pas des sites participant déjà mais qui souhaiteraient basculer sur l'approche « sous-mesure »).

- En nombre de sites :

  Pour des raisons opérationnelles, RTE propose une limitation globale à 100 sites et de 20 sites par opérateur.

Enfin, les sites peuvent faire partie d'EDA mais, dans le cadre de leur participation au marché d'ajustement, les modalités de l'expérimentation ne sont pas appliquées et ce sont les courbes de charge à la maille site, issues des comptages des gestionnaires de réseau qui sont utilisés.

Considérez-vous ces limites comme potentiellement contraignantes pour l'expérimentation ?

5.4.5. Qualification de la chaine de mesure/transmission/traitement

La mise en place de la sous-mesure peut reposer sur l'utilisation de données fournies par les opérateurs eux-mêmes[5]. A la différence des données issues des gestionnaires de réseau, acteurs neutres, il apparaît nécessaire de certifier la qualité et la sincérité des données provenant des opérateurs eux-mêmes. C'est l'objet du dispositif de qualification déjà existant prévu pour les opérateurs qui opèrent sur des sites profilés ne disposant pas de compteur avec courbe de charge.

[5] Il serait néanmoins possible, si le gestionnaire de réseau propose ce service (ce qui n'est aujourd'hui ni le cas pour ENEDIS ni RTE, sauf dans des situations très spécifiques), que des données du gestionnaire de réseau soient utilisées, ce qui dans ce cas pourraient lever le besoin d'une qualification des données de l'acteur et du processus décrit ici.

RTE propose qu'un dispositif analogue soit utilisé dans le cadre de l'expérimentation. Ce dispositif vise à qualifier l'ensemble de la chaîne de mesure, d'acquisition et de traitement de la donnée. La qualification porte sur l'ensemble des équipements et systèmes mis en œuvre pour l'acquisition et le traitement des données et comprend, notamment, les systèmes d'information centraux, les interfaces de communication, les dispositifs de mesure. Elle permet de vérifier que l'ensemble de la chaîne garantisse la fiabilité des données et que les données soient des mesures brutes et ne font l'objet d'aucune correction.

Les opérateurs qualifiés pour le profilé conformément aux dispositions prévues au chapitre 8 des règles seront dispensés d'une qualification spécifique pour cette expérimentation, à condition qu'ils opèrent sur des sites profilés.

Un opérateur souhaitant participer à l'expérimentation avec des sites télérelevés formule une demande de qualification avec un dossier technique de qualification comportant les pièces mentionnées à l'article 8.10, ainsi que du code postal de l'adresse physique et de la référence d'identification, de chacun des sites concernés par la sous-mesure. Pour la participation avec des sites télérelevés, la qualification pour la sous-mesure est valable pour le couple opérateur/site. (

L'audit comporte :

- un volet sur l'organisation technique et SI de la chaîne de mesure, acquisition et traitement et la documentation de cette organisation et des différents composants ;
- des audits sur les sites participant à l'expérimentation « sous-mesure » ;

  Ces audits viseront à vérifier la conformité de la configuration électrique du site à la déclaration lors du dossier technique.

  Ils doivent permettre de vérifier la cohérence entre les données mesurées sur sites et celles transmises par l'opérateur, afin de vérifier l'absence de traitement.

  RTE est preneur des retours des acteurs sur la faisabilité technique d'accéder sur site directement aux données de mesure.

  Ces audits sur sites pourraient être menés sur l'intégralité des sites télérelevés participant à l'expérimentation.

Dans le cadre de l'expérimentation et compte-tenu des délais inhérents à la mise en place d'un nouveau processus de qualification, les sites télérelevés pourront participer temporairement sans avoir obtenu cette qualification à l'expérimentation sous-mesure, sous réserve d'avoir fait la demande et fournit le dossier. A l'issue de la restitution de l'audit, seuls les sites respectant les conditions pourront participer (ou continuer à participer à l'expérimentation). Si c'est la chaîne de transmission et de traitement de l'opérateur qui n'est pas conforme, l'ensemble des sites seront exclus de l'expérimentation. Les sites exclus de l'expérimentation pourront continuer à participer aux marchés, dans le cadre habituel (utilisation des données à la maille site, issues des données des gestionnaires de réseau).

Les coûts d'audit seront à la charge de l'opérateur. Pour rappel, les coûts actuels de l'audit de qualification pour le profilé sont de 13 000 €. Il est raisonnable de considérer que pour un périmètre de site analogue au périmètre de sites contrôlés dans le dispositif de qualification existant (20 sites), le coût pourrait être analogue. La qualification serait octroyée pour toute la période de l'expérimentation En cas d'ajout de sites, les nouveaux sites devraient aussi faire l'objet de l'audit.

Partagez-vous la nécessité de mettre en place des audits pour qualifier les données et vérifier la conformité de l'installation du site ? Considérez-vous la proposition adaptées ?

Partagez-vous la proposition d'audits systématiques ?

Avez-vous d'autres propositions alternatives de nature à garantir la sincérité et qualité des données utilisées, ainsi que la cohérence du périmètre de la « sous-mesure » ?

Lors du GT effacement du 26 juin, Enedis a annoncé qu'elle réfléchissait à la mise au point d'une prestation expérimentale de comptage pour mettre en œuvre la sous mesure sur la base des données du GRD. Seriez-vous intéressés par une telle prestation ? A quelles conditions le seriez vous ?

Une exigence métrologique sous forme de respect d'une norme semble une solution adaptée pour garantir la qualité de la mesure. RTE propose que dans le cadre de cette expérimentation et tant que cette possibilité n'est pas pérennisée, le niveau d'exigence métrologique soit un compromis entre la précision des données de mesure et les coûts associés. RTE a compris de ses échanges que les opérateurs et les sites disposent en général de mesures internes aux sites, sur les voies effaçables, et souhaiterait, dans la mesure du possible, que la norme/exigence métrologique permette en général d'utiliser les dispositifs existants pour éviter des coûts d'équipement.

RTE souhaite recueillir les propositions des opérateurs d'effacements susceptibles d'utiliser cette expérimentation pour identifier la ou les norme(s) adaptée(s). En effet, la norme de référence actuelle pour le dispositif de qualification prévu par les règles n'étant pas applicable pour des tensions supérieures à 600 Volt (et donc probablement pour une partie significative des usages sur des sites télérelevés).

A défaut de proposition alternative, RTE envisage d'utiliser les exigences de l'arrêté « comptage » du 1er août 2013[6].

Quelles exigences métrologiques apparaissent selon vous pertinentes à définir comme compromis entre précision et coûts ?

Si vous disposez déjà de dispositifs de mesure, à quelles normes ou exigences métrologiques répondent-ils ?

5.4.6. Exigence sur le nombre d'activations

Un des objectifs de l'expérimentation est d'apporter des éléments pour vérifier que les effacements mesurés à la maille « sous-mesure » ne font pas l'objet d'une compensation au sein même des sites. Ces éléments seront importants pour pouvoir envisager une pérennisation du dispositif.

Au-delà des éléments déclaratifs, il est nécessaire de pouvoir vérifier statistiquement que la baisse de consommation évaluée sur le périmètre mesurée n'est pas négativement corrélé avec la variation de la consommation du reste du site (estimé par la différence entre la consommation au périmètre du site et la consommation au périmètre de la mesure).

[6] https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000027814134

La réalisation de telles analyses statistiques requiert l'existence d'un minimum d'activation. Néanmoins, imposer un nombre important d'activations (pour disposer d'une qualité statistique) peut présenter un coût pour les opérateurs/sites si les coûts d'activation sont supérieurs aux prix sur les marchés.

Certains opérateurs ont demandé à ce que ces surcoûts soient portés par RTE ou mutualisés. RTE considère cependant qu'il n'est pas légitime de faire porter ces coûts à d'autres acteurs et propose de définir une exigence limitée d'activation, pour limiter ces coûts pour les opérateurs/sites volontaires.

Il est proposé que chaque acteur réalise 5 activations par an, chaque activation durant 30' minimum.

Les activations étant réalisées à la maille des EDE, elles ne peuvent garantir que les sites concernés par la sous-mesure se soient aussi effacés, dès lors qu'ils sont « mélangés » à d'autres sites dans les entités de gestion. RTE propose que les opérateurs s'engagent à ce que les sites s'activent et signalent à RTE, sur quelles activations des EDE, les sites concernés se sont effacés. Ces sites devront s'effacer d'une puissance entre 50% et 100% de la puissance effaçable qui aura été déclarée. Une évaluation de l'effacement à la maille de chacun de ces sites sera réalisée dans le cadre du retour d'expérience (sans utilisation pour des règlements financiers ou des transferts de blocs).

Si un site n'effectue pas ces 5 activations par an respectant ces critères, il sera exclu de l'expérimentation au bout d'une année.

Une solution alternative et plus simple pour éviter de faire porter une obligation sur la maille site au sein d'effacements réalisés à la maille EDE, serait d'imposer que les sites de l'expérimentation participant au marché dans des EDE dédiées. Cette solution conduirait néanmoins à limiter le foisonnement possible.

Partagez-vous la nécessité, dans le cadre de l'expérimentation de disposer d'un minimum d'activations pour permettre de valider l'absence d'effet de compensation au sein du site ? Considérez-vous la proposition de RTE comme un bon compromis entre l'observabilité statistique et la limitation du coût potentiel pour les opérateurs ? Le dispositif d'exigence sur les activations vous semble adapté ou avez-vous d'autres propositions alternatives ?

5.4.7. Partage des données et élaboration du retour d'expérience

Afin de pouvoir mener le retour d'expérience, les opérateurs d'effacement participant s'engagent à mettre à disposition de RTE et des gestionnaires de réseau de distribution concernés, l'ensemble des données de mesure utilisée, y compris sur des périodes ne concernant pas les effacements. Les données de mesure à la maille site issues des installations de comptage devront aussi être partagées par les gestionnaires de réseau, y compris sur les périodes en dehors des effacements. Ces données permettront d'identifier des caractéristiques de la consommation au périmètre mesuré et au périmètre des autres consommations du site pour identifier si les caractéristiques diffèrent lors des périodes d'effacement.

Les opérateurs d'effacement devront vérifier l'accord des sites pour le partage de ces données auprès de RTE et des gestionnaires de réseau de distribution concernés.

RTE établira, avec le concours des gestionnaires de réseau de distribution, un retour d'expérience et le rendra public en présentant des résultats sous forme agrégée, y compris dans des situations où l'agrégation est limitée à peu de sites et/ou peu d'opérateurs. (si au moins 2 sites et 1 opérateur).

Ce retour d'expérience fournira des informations sur les puissances et énergies activées concernées, la nature des configurations rencontrées (usages concernés, part des puissances concernées dans la puissance des sites), l'apport en terme de précision (en comparant ce qu'aurait donné l'application du contrôle du réalisé à la maille site), ainsi que des analyses statistiques sur la corrélation entre la consommation à la maille « sous-mesure » et le reste de la consommation des sites pour confirmer ou infirmer l'absence d'effet de compensation et l'indépendance des consommations « mesurées » et « reste du site ».

A l'issue de ce retour d'expérience, une orientation sera proposée et concertée sur la pérennisation (ou non) du dispositif et les modalités associées.