Le réseau de transport d'électricité

GT Effacements Transverse

Direction Marché - PAS

30 janvier 2023

Copyright RTE – 2021. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

SOMMAIRE

0. Point d'actualités

1. Point d'avancement AOE

- Introduction
- Intervention commune Luciole & Enerdigit
- Intervention commune Voltalis & Tiko
- Intervention d'Engie
- Synthèse de l'appel à contributions et propositions d'adaptations
- Présentation de la méthode des panels (Enedis)

2. Sujets NEBEF 3.5

- Proposition de nouvelle formule barème de versement (CRE)
- Synthèse des évolutions NEBEF 3.5 et première phase du projet Harmonie
- REX sous-mesure sur le diffus RTE
- Intervention Voltalis sur la sous-mesure

0 Point d’actualités

Point d'actualités

Publication du barème de versement profilé au 1er février 2023

Montant du versement (€ HT /MWh)	Heures Basses pour le Profilé (BP)	Heures Hautes pour le Profilé (HP)
Sites de soutirage profilé en option tarifaire Base	245,62	245,62
Sites de soutirage profilé en option tarifaire non Base	142,96	338,96

Organisation d'un atelier SI NEBEF le mardi 7 février de 16h à 17h30.

1 Point d’avancement AOE

1 Introduction

Un très bon taux de retour à cet appel à contributions

15 acteurs ont répondu à l'appel à contribution sur le nouveau régime AOE

10 Opérateurs d'Effacement

- Agregio
- Alpiq
- Enerdigit
- Energy Pool
- Engie
- Eqinov
- Smart Grid Energy
- Tiko
- Total Flex
- Voltalis

3 Fournisseurs

- EDF
- TotalEnergies
- Plüm

+

2 Associations

- L'UFE a répondu à l'appel à contributions
- Luciole et Enerdigit ont publié un communiqué en commun

Les acteurs ont globalement bien respecté la date limite de remise des contributions.

La DGEC vous a informés par mail qu'il était envisagé de notifier les futurs appels d'offres effacement auprès de la Commission Européenne en deux temps :

- **une première notification d'un appel d'offres effacement "de crise" visant la période T4 2023-2024** avec un plafond supérieur au PREC pour développer de nouvelles capacités d'effacements, sur la base de l'encadrement temporaire des aides d'État pour faire face aux conséquences de l'agression de la Russie sur l'Ukraine,
- **une deuxième notification pour un futur régime appel d'offres effacement à compter de 2025** et permettant d'adresser les objectifs des PPE 2 (potentiellement rehaussés par la PPE 3), sur la base des lignes directrices des aides d'Etat Energie (LDAEE).

Principes généraux de l'AOE Crise

DANS LE CADRE DE L'ENCADREMENT TEMPORAIRE DE CRISE DE LA CE

OBJECTIF : DÉVELOPPEMENT DE CAPACITÉS D'EFFACEMENT DE CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ

LOTISSEMENT	DUREE D'ENGAGEMENT	PUISSANCE ENGAGEE	MODALITES
Lot 1 : Capacités ≤ 1MW EE & EIF	**De 1 à 10,5 ans : Q4 2023 jusqu'à 2033**.	**Ramp-up possible.** La puissance du Q4 2023 peut être nulle.	Sur la base des **modalités concertées pour l'AOE nouveau régime.**
Lot 2 : Capacités > 1MW EE & EIF	**14,5 mois** en **deux périodes** : **Q4 2023 puis 2024**		

Toutes les modalités de l'AOE Crise devront être notifiées à la Commission Européenne qui pourra demander à faire évoluer le dispositif.

Planning

Planning AOE

Les Acteurs sont majoritairement inquiets d'un glissement de planning causé par les négociations avec la DG Comp

Les Acteurs trouvent majoritairement trop court le délai de remise d'offres

- 7 acteurs trouvent le planning intenable compte tenu des négociations avec la DG Comp.
- 11 acteurs trouvent le délai trop court et souhaiteraient remettre les offres en septembre.
- 3 acteurs sont favorables à ce planning.
- 1 acteur voudrait un clearing 36 mois en amont du contrat pour les prochains AO.

- 4 acteurs demandent formellement de rester sur l'ancien régime AOE pour 2024 et 2 le demandent en solution de repli.

✓ **Lancement d'un AOE « Crise » pour la période Q4 2023 et 2024, dont les modalités sont déclinées dans cette présentation en tenant compte des retours de l'appel à contributions.**

⇨ **Proposition de décalage de la date de remise des offres au 5 septembre 2023 10h pour répondre à l'avis majoritaire**

Nouvelle proposition de planning prévisionnel pour l'AOE Crise

Janvier 2023 :

- GT du 30 janvier : restitution de l'appel à contributions

Février 2023 :

- Rédaction du cahier des charges et du contrat de l'AOE Crise, en prenant en compte les retours des acteurs
- Fin févier : **Consultation** des acteurs sur les **documents AOE Crise**

Courant avril 2023 :

- **Objectif de lancement** de l'appel d'offres **AOE Crise**

Septembre 2023 :

- 05/09/23 10h : **Date limite de soumission** des offres à l'AOE Crise
- 22/09/23 : **Clearing** des offres et désignation des lauréats
- **3 semaines pour signer les contrats AOE Crise**

16 octobre 2023 :

- **Début des contrats AOE Crise**

2 Présentation commune Luciole & Enerdigit

3 Présentation commune Tiko & Voltalis

4 Présentation Engie

5 Synthèse de l’appel à contributions et propositions d’adaptations

Lotissement et Engagement

Lotissement

Les acteurs sont très favorables à ce lotissement. Quelques propositions alternatives.

- 10 acteurs sont favorables.
- 3 acteurs veulent autoriser les sites > 1MW dans le lot 1
  ⇨ Justification économique à apporter pour permettre cette possibilité
- 1 fournisseur veut baisser le seuil à 36 kVA.

✓ **Dans le cadre du futur régime, le lotissement présenté à l'AàC devrait être conservé.**

Quelques propositions alternatives des OE sur les EIF :

- 3 proposent de les mettre dans un lot à part.
- Un OE propose qu'un candidat doive choisir, par lot, entre EE et EIF.

✓ **La DG Comp est très attachée à la neutralité technologique dans la mise en concurrence des capacités**

Durée d'engagement

Les acteurs sont très majoritairement en faveur des durées d'engagement proposées.

- 11 acteurs sont en accord avec la proposition RTE.
- 2 OE sont contre la pluriannualité du lot 2 (impossibilité de contractualiser plusieurs années avec un site)
- 2 acteurs souhaitent que le lot 1 soit limité à 7 ans, comme l'AOLT pour respecter les critères de maturité de la CE.

✓ **Dans le cadre du futur régime, les durées d'engagement proposées devraient être conservées.**

Lotissement et Engagement

AOE Crise

LOT 1

Capacités ≤ 1MW
Ouvert aux EE & EIF

Durée du contrat :

- **14,5 mois** : Q4 2023 et 2024
- **Jusqu'à 10,5 ans** : jusqu'à l'AL 2033
  - Une période incomplète : Q4 2023
  - Les périodes suivantes sont complètes : 2024, 2025…

LOT 2

Capacités > 1MW
Ouvert aux EE & EIF

Durée du contrat :

- **14,5 mois** : Q4 2023 et 2024
  - Une période incomplète : Q4 2023
  - Une période complète : 2024

Puissance engagée annuellement et redéclaration à la baisse

Puissance engagée annuellement

Les acteurs sont partagés.

- Six sont favorables, mais demandent à RTE et aux autorités françaises de s'engager sur la tenue des appels d'offres tous les ans.
- Six acteurs veulent revenir au système de ramp-up pour sécuriser leurs investissements.

✓ **Compte tenu de la complexité à « empiler les volumes » sur des AO pluriannuels tenus annuellement, RTE ne souhaite pas réitérer le ramp-up proposé à l'AOE 2023. Cette mesure avait été proposée pour compenser le manque de visibilité sur la suite du régime.**

✓ **Pour le nouveau régime, il serait prévu un d'appel d'offres effacement tous les ans.**

Redéclaration à la baisse

Le principe fait l'unanimité, mais les acteurs sont partagés sur la durée autorisée

- Quatre OE souhaitent rester sur les modalités de l'AOE 2023, avec une déclaration possible pendant 3 ans au lieu d'une année.
- Un OE souhaite que la redéclaration soit aussi possible pour les contrats d'un an.
- Un OE propose une possibilité de rééquilibrage à la hausse dans la limite des volumes non alloués.

✓ **Dans le cadre du futur régime, la durée pendant laquelle la souplesse est autorisée pourrait être prolongée à 3 années pour les contrats de plus de 4 ans, et un an pour ceux de 3 ans.**

AOE Crise : Diminution volontaire de la $P_{AOE,N}$

AOE Crise

Puissance engagée :

- **Lot 1 :** Les Candidats pourront offrir une **puissance 2024 supérieure à la puissance 2023**. Si la durée d'engagement est supérieure à **4,5 ans**, les Candidats pourront offrir une **chronique de puissance croissante pendant les quatre premières années** (2023 inclus). La puissance 2023 offerte pourra être **nulle**.
- **Lot 2 :** Les Candidats pourront offrir une **puissance 2024 supérieure à la puissance 2023**. La puissance 2023 offerte pourra être **nulle**.

Redéclaration à la baisse de la puissance engagée :

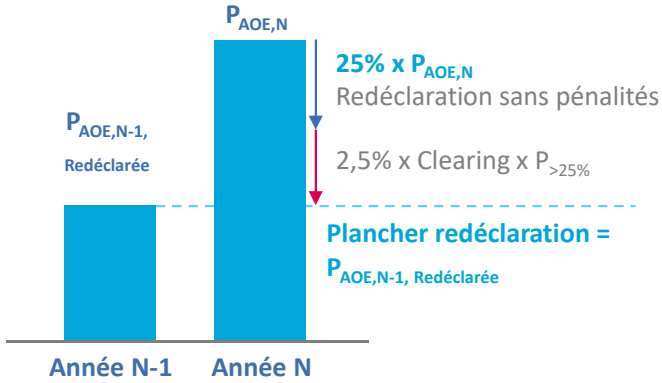
Avant le début de l'année, le Titulaire peut diminuer la puissance engagée $P_{AOE,N}$ sous les conditions suivantes :

- **Lot 1 :** Pour les années 2023 et 2024. Si la durée d'engagement est supérieure à 4,5 ans, pour les années 2025 et 2026.
- **Lot 2 :** Pour les années 2023 et 2024.
- $P_{AOE,redéclarée,N} \geq P_{AOE,N-1}$
- Si $\mathbf{P_{AOE,\ redéclarée,N} \geq 75\% \times P_{AOE,\ initiale,N}}$: pas de pénalités.
- Sinon, en s'acquittant de la pénalité suivante :

$$Pénalité = 2{,}5\% \times Clearing \times \max(0;\ 75\% \times P_{AOE,initiale,1} - P_{AOE,redéclarée,1})$$

Quelle que soit la diminution, le plancher de redéclaration doit toujours être respecté :

- $\mathbf{P_{AOE,N} \geq 1\ MW}$



Clearing et remarques divers

Clearing

Les acteurs sont partagés.

- 6 sont favorables.
- 1 OE veut deux lots indépendants
- 5 acteurs veulent un clearing et un interclassement unique.
  - ✓ **Dans le cadre du futur régime, étant données les attentes de la DG Comp en terme de compétitivité, RTE proposerait d'interclasser toutes les offres, tous lots confondus, afin de retenir les offres les plus compétitives.**

Remarques diverses

- Le niveau du plafond de prix rehaussé à 80 k€/MW est interrogé par les acteurs :
  - ❑ Certains souhaitent en connaitre la justification. D'autres estiment qu'il est trop bas et devrait être porté à 100 k€/MW
- Un OE souhaite que les pénalités soient plafonnées à 100% de la rémunération
- Un OE souhaite que les contrats d'une année soient aussi en CFD.
- Beaucoup d'acteurs souhaitent que le plafond de prix soit inflaté.

AOE Crise

- ✓ **Un seul volume appelé. Puissance maximale soutenue en 2024 : 3,9 GW.**
- ✓ **Un seul clearing tous lots confondus.**
- ✓ **Les offres à critère d'interclassement égal seront sélectionnées par ordre de priorité selon les critères suivants :**
  1. **Ratio $P_{AOE,2023}$ / $P_{AOE,2024}$ le plus important**
  2. **$P_{AOE,2024}$ la plus élevée**
  3. **Durée du contrat**

AOE Crise : Augmentation volontaire de la $P_{AOE,N}$

Ré-équilibrage à la hausse pour l'année 2024 uniquement

Avant **le début de l'année 2024**, les Titulaires pourront **redéclarer à la hausse leur $P_{AOE,2024}$** dans la limite du volume non alloué, capacité partant à l'AO IR incluse, au pro-rata de la capacité lauréate de chaque titulaire, et dans la limite de la $P_{AOE,2025}$.

En contrepartie, la **sur-rémunération à 150% de la puissance contractualisée pendant les hivers tendus sera supprimée** pour sécuriser le respect de l'enveloppe en puissance et en euros.
Les Titulaires pourront toujours valoriser une sur-disponibilité jusqu'à 120% de la $P_{AOE,N}$.

OU

Valorisation jusqu'à 150% des sur-effacements pendant un hiver tendu

Pendant les hivers tendus, les Titulaires pourront valoriser une sur-disponibilité de leurs capacités allant jusqu'à **150% de la $P_{AOE,N}$**.

Si incitation à développer les capacités d'effacement pour l'année N :

$$Fixe_{X,N} \cdot \left[1 + 90\% \cdot \min\left(\frac{Ecart_{X,N}}{P_{X,N}}; 0{,}5\right)\right]$$

Sinon :

$$Fixe_{X,N} \cdot \left[1 + 75\% \cdot \min\left(\frac{Ecart_{X,N}}{P_{X,N}}; 0{,}2\right)\right]$$

Une seule des deux modalités sera retenue à l'AOE Crise.
⇨ Les acteurs sont invités à donner leur avis en séance ou par mail.

Période et plage d'engagement

Période d'engagement

Les acteurs sont en très grande majorité favorables à un période étendue et à suivre le Mécapa s'il passe en hiver complet

- Un seul OE veut rester à l'identique du Mécapa pour 2024 et 2025
- Un OE souhaite que la période AOE soit indépendante des évolutions du Mécapa pour faciliter la contractualisation avec ses sites

✓ **Dans le cadre du futur régime, la période d'engament serait calée sur celle concertée dans le cadre de la refonte du Mécapa.**

✓ **Au moment de la définition du nouveau régime, l'avancement des travaux de refonte du Mécapa devrait permettre de préciser les modalités, notamment la bascule en hivers glissants.**

Plage d'engagement

Les acteurs sont majoritairement favorables à une plage d'engagement réduite et attendent de la cohérence avec le Mécapa

- Une partie des fournisseurs et OE mettent en avant la délibération EIF de la CRE qui encadre les heures de pointe mobile. La plage 7h-12h est incompatible avec cette délibération.
- Trois acteurs veulent rester à l'identique du Mécapa pour 2024 et 2025.
- Un acteur souhaite une plage d'engagement de 2 x 2 heures.

✓ **Dans le cadre du futur régime, une plage d'engagement restreinte devrait être conservée, calée sur les modalités définies dans le cadre de la refonte du Mécapa.**

✓ **RTE entend le souhait des acteurs d'une plage d'engagement relativement stable dans le temps, mais ne peut pas s'engager sur une plage immuable sur toute la durée du régime.**

AOE Crise

✓ **Période d'engagement proposée :**

- **Q4 2023 : du 16 octobre 2023 au 31 décembre 2023 ;**
- **Pour les années suivantes : 1er janvier au 15 avril puis du 15 octobre au 31 décembre.**

✓ **Plage d'engagement envisagée : de 8h à 13h et de 18h à 20h.**

EIF – Signalement et Contrôle du Réalisé

Signalement des jours EIF

Les répondants sont très majoritairement en faveur des propositions RTE

- Un OE souhaiterait que les jours non PP1 soient signalés avant 9h30.
- La question des modalités de sélection des 5 jours non PP1 est posée :
  - Proposition d'ajouter les jours rouges Tempo aux jours signalés
  - Proposition de se baser sur des signaux de marché
- Deux acteurs demandent à RTE de spécifier l'API dès juin 2023 et commencer à signaler les jours en octobre 2023.
- Un OE est défavorable à la différence de nombre de jours signalés entre EE et EIF.

✓ **Pour le futur régime, les modalités de signalement des jours seront précisées en cohérence avec les modalités concertées dans le cadre de la refonte du Mécapa.**

Contrôle du Réalisé

Les répondants sont très majoritairement en faveur des modalités du contrôle du réalisé proposées

- La méthode des panels a suscité des questions. Des propositions d'ajustement et de gouvernance ont été faites par les acteurs.
  - ⇨ **Ces remarques ont été transmises à Enedis qui fera une présentation de la méthode des panels lors de ce GT.**

AOE Crise

✓ **RTE propose que les 20 jours EIF soient signalés au plus tard à 15h, afin de pouvoir intégrer les jours Ecowatt Rouges.** Les jours seront signalés dès que le critère de signalement sera connu (ex PP1 à 9h30).

✓ **Des jours Tempo rouge ou PP2 non PP1 signalés le matin pourront faire partie des 5 jours à la main de l'exploitation.**

✓ **Les méthodes de contrôle du réalisé présentées à l'appel à contributions seront mises en œuvre.**

✓ **RTE propose :**

AOE Crise Option EIF	Nb de jours signalés	Nb de jours d'activation
Période 2023	7	7
Périodes suivantes	20	20

EIF – Reversement et Remarques Diverses

Reversement de 80% de la prime aux clients

Hormis un OE, tous les répondants sont très opposés à cette modalité

- La mesure est peu comprise par les répondants. Beaucoup se posent des questions sur la vérification qui sera faite.
- Les fournisseurs y voient un frein à l'innovation, un risque à couvrir par un mark-up ou estiment que la concurrence naturelle doit permettre aux fournisseurs trouver le taux de reversement adéquat
- Un OE estime que cette imposition rendra les EIF trop compétitifs face aux EE.
  - ✓ **Suite à ces retours, il est proposé de ne pas imposer de taux de reversement dans le cahier des charges.**

Remarques diverses

- Un fournisseur souhaite que les TRVE Tempo soient éligibles à l'AOE ou que le délai de carence de 12 mois soit levé.
  - ✓ **Ces modalités ont été imposées par la DG Comp et ne pourront pas être dérogées.**
- Beaucoup d'OE se demandent comment sera fait le contrôle des sites de soutirage éligibles et comment la non double participation EE/EIF d'un site sera contrôlée
  - ⇨ **RTE et Enedis travaillent sur ce sujet.**
- Trois acteurs ont demandé à revoir la définition des EIF dans le Code de l'énergie pour accueillir les nouveaux modes d'incitation
  - ⇨ **Ce point a été remonté à la DGEC**
- Deux acteurs trouvent l'utilisation du calendrier fournisseurs trop contraignante et demandent à RTE de concerter une solution alternative pour les sites RPD , tandis qu'un troisième la préfère.
  - ✓ **Les acteurs ne s'étant pas majoritairement opposés sur ce point, le principe de déclaration du portefeuille de sites concerté pour l'AO EIF pilote sera conservé pour l'AOE Crise.**

EE – Signalement des jours

Signalement des jours EE

Les répondants sont en majorité favorables aux propositions RTE

- 3 OE proposent d'avancer l'heure de tirage : deux à 9h30, et un autre à 7h soit avant les guichets FCR et aFRR
- 2 acteurs proposent de passer à 35 jours signalés avant 10h30
- 2 acteurs ne sont pas favorables à la possibilité de choix de 30 jours parmi 40 signalés

✓ **Pour le futur régime, les modalités de signalement des jours seront précisées en cohérence avec les modalités concertées dans le cadre de la refonte du Mécapa.**

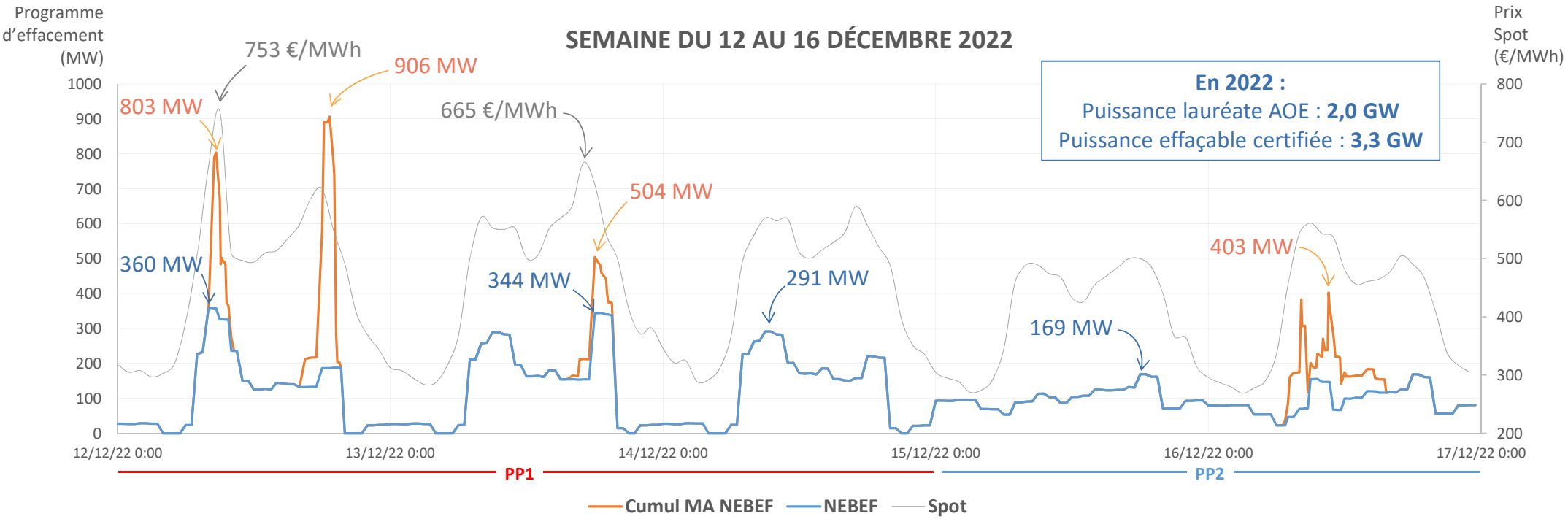
AOE Crise

✓ **Le signalement des jours EE à la main de l'exploitation est conservé à 10h30 pour intégrer les jours Tempo Rouge.**

✓ **Rte propose :**

AOE Crise Option EE	Nb de jours signalés	Nb de jours signalés avant 10h30	Nb de jours de mise à disposition
Période 2023	Au moins 15	Au moins 13	10
Périodes suivantes	Au moins 40	Au moins 35	30

Constats sur la semaine du 12 au 16 décembre 2022



Bonne participation des effacements en début de semaine.

- Le lundi 12, sur le MA, 1 600 MW offerts. Moins de la moitié activés car les **CUO n'étaient pas toutes compatibles avec le temps réel**.
  - ✓ **L'objectif est bien avec le nouveau régime d'arriver à des CUO compatibles avec la fenêtre opérationnelle du MA.**
- Sur NEBEF, au maximum 360 MW activés, alors que le **prix spot moyen était supérieur à 450 €/MWh pendant la semaine**.
  - ✓ **L'ambition du nouveau régime est d'inciter les capacités à s'offrir à leur prix marginal d'activation.**

EE – Principes de rémunération

Incitation à l'effacement

Les répondants sont presque tous favorables au principe, mais craignent l'impact sur le développement des capacités

- Le groupement Luciole et deux OE proposent un bonus plutôt qu'un abattement de la prime
- Un OE propose une majoration de la rémunération de l'énergie effacée.

Indexation de la rémunération au prix d'activation

Les acteurs sont majoritairement favorables

- Le groupe Luciole juge son modèle de bonus (+20 k€/MW) comme à la fois incitatif et permettant d'offrir de la prédictibilité sur la rémunération des capacités.
- Un acteur demande de justifier la décote de 50%.
- Deux OE sont contre, ayant les mêmes arguments sur l'acceptabilité des effacements par les clients résidentiels.

Décroissance de la rémunération

Les acteurs préfèrent des solutions alternatives

- Trois sont favorables à une décroissance en $1/x^2$.
- Cinq préfèrent une courbe linéaire, car la solution proposée par RTE est trop punitive.
- Un acteur propose une décroissance en 1/x, et un autre par paliers pour faciliter l'agrégation

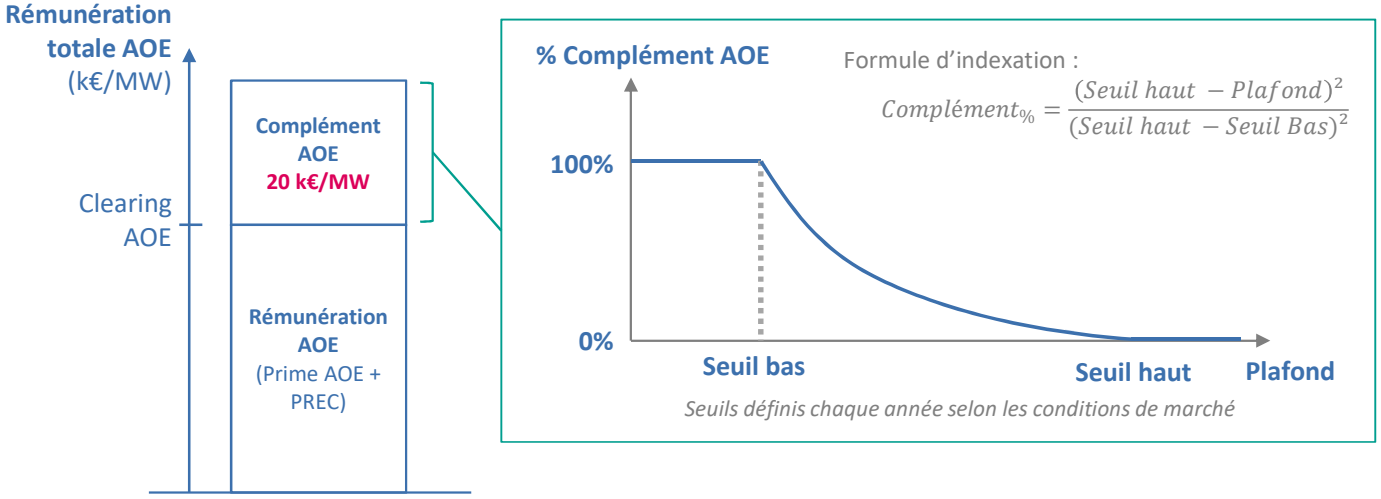
AOE Crise

⇨ **Compte tenu des retours des acteurs, RTE propose une autre incitation à l'effacement.**

AOE Crise : Contre-proposition d'incitation à l'effacement

Pour les options EE, la prime AOE (Clearing - PREC) versée chaque année est complétée selon le plafond de prix d'offres spot ou MA choisi par chaque titulaire.

- Le prix **maximum** capacitaire de l'AOE est porté à **65 k€/MW/an** pour tenir compte du service supplémentaire demandé*
- La prime AOE peut être complétée jusqu'à **20 k€/MW/an** selon le **niveau de plafond de prix d'offres** choisi par le titulaire pour la période d'engagement.
- Le complément AOE décroit de **façon incitative** selon le plafond de prix d'offres choisi.
- Ce plafond est à respecter tant que la capacité ne s'est pas activée selon les modalités définies plus loin.



Cas des options EIF :
Les contrats en option EIF perçoivent 100% du complément AOE car les capacités doivent s'effacer chaque jour signalé EIF.

→ **Cette nouvelle structure de rémunération nous semble apporter plus de visibilité aux acteurs et être plus incitative à déclarer son prix marginal d'activation.**

*période d'engagement étendue et nombre de jours augmenté

AOE Crise : Rémunération

La période 2023 ne durant pas une année complète, la rémunération AOE est répartie de la façon suivante :

Période	Q4 2023	Périodes suivantes
Prime AOE (€/MW)	1/3 x ($Clearing_{AOE}$ – $PREC_{2023}$)	$Clearing_{AOE,N}$ – $PREC_N$
Complément AOE (€/MW)	Jusqu'à 6,6 k€/MW	Jusqu'à 20 k€/MW

- Une disponibilité sera calculée par période.
- Les pénalités seront aussi calculées par période.
- RTE effectuera un premier calcul de disponibilité et de pénalités en 2025, pour les deux premières périodes, puis tous les ans.
- A partir de la période 2025, le clearing sera inflaté selon les modalités concertées pour l'AOE 2023.

EE – Calcul des seuils de rémunération

Formule du Seuil Bas

Les acteurs sont partagés sur la formule du seuil bas

- Trois acteurs s'opposent à des valeurs fixes dans la formule, à cause de la volatilité des prix de marché.
- A l'inverse, trois autres acteurs s'opposent à la Référence Marché, à cause du manque de prédictibilité des prix de marché.

- Trois OE proposent que la valeur du seuil bas soit revue plusieurs fois par an.
- Un OE propose que, pour les contrats pluriannuels, la formule puisse être revue si elle ne s'avère plus pertinente.

Calcul de Référence Marché

Les acteurs trouvent la méthode de calcul pertinente

- Deux OE demandent à avoir accès aux scénarios pour auditer la méthode.
- Un OE propose de réévaluer cette valeur (et donc tous les seuils) si elle s'avère décorrélée du spot.

Formule du Seuil haut

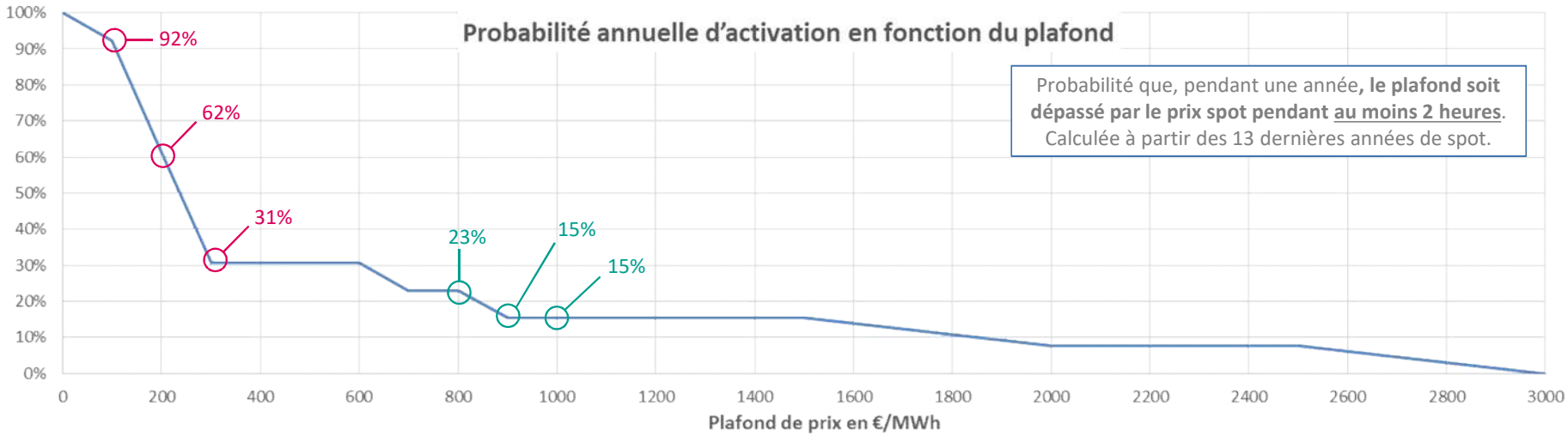
Les OE préfèreraient en majorité une formule alternative sans faire de proposition

- Trois acteurs ne veulent pas d'un terme fixe.
- Un OE préférerait un seuil fixe (1000 €/MWh, quel que soit le seuil bas), un OE préférerait un écart en %.

AOE Crise

✓ **A défaut de contre-proposition, RTE propose de retenir les formules de seuils présentées. Leur pertinence sera évaluée pendant les premières périodes de l'AOE.**

Méthodologie utilisée pour déterminer les valeurs fixes des seuils bas et haut



Seuil bas - Service espéré

- Plafond à 100 €/MWh : **Plus de 90% de chances d'être activé** pendant une année.
  - ⇨ Les OE ont déjà fait remarquer que ce montant était trop faible par rapport aux coûts d'activation de la majorité des capacités.
- Plafond à 200 €/MWh : **Activation en moyenne une année sur deux** au moins 2 heures.

⇨ **Ce service nous semble raisonnable pour une capacité de pointe**.

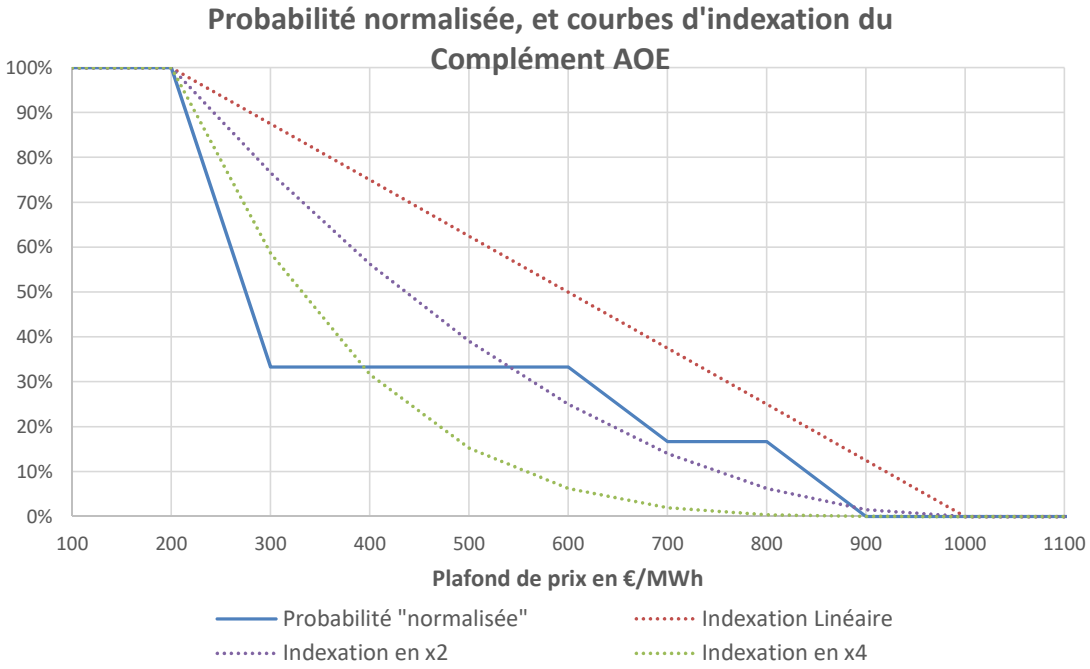
Seuil haut - Service minimum attendu

Au-delà du seuil haut, les capacités sont rémunérées au même prix.

Une capacité avec un plafond de 900 €/MWh se serait activée, en théorie, **une année sur 6** (15%), ce qui nous semble être le **service minimum attendu**.

⇨ **Le minimum du seuil haut a été choisi égal à 1 000 €/MWh.**

Méthodologie utilisée pour déterminer la courbe d'indexation



✓ **Formule d'indexation retenue :**

$$Complément_{\%} = \frac{(Seuil\ haut\ - Plafond)^2}{(Seuil\ haut\ - Seuil\ Bas)^2}$$

La probabilité annuelle d'activation au moins 2 heures a été « normalisée » pour refléter la structure de rémunération.

En dessous de 200€/MWh, les capacités touchent 100% du complément AOE, au dessus de 1000 €/MWh 0%.

La courbe d'indexation doit épouser la courbe de la probabilité normalisée pour être la plus juste possible.

Une indexation linéaire est toujours au-dessus de la courbe de probabilité et n'incite pas à être en dessous du seuil bas.

Une indexation en x^4 épouse bien la courbe de probabilité proche du seuil bas, mais n'offre plus de complément AOE pour les plafonds au dessus de 700 €/MWh.

⇨ **Une indexation en x² nous semble juste.**

EE – Principes de collecte de la disponibilité

Décompte d'activation mensuel et annuel

A cause du plancher de 80% de puissance, les acteurs préfèrent un décompte d'activation en énergie

- Les OE trouvent cette méthode complexe, punitive pour les capacités avec des fortuits, et concentrant les activations en début de période.
- Seuls 3 OE sont d'accord avec la proposition de RTE. Un OE propose de modifier le dispositif en comptant les heures par semestre au lieu d'annuellement.
- Deux acteurs proposent un système de vérification ex-post.

Limite de collecte

Les acteurs sont majoritairement favorables à une limite de collecte, mais ne veulent pas d'un changement de sa valeur en fonction de la tension de l'hiver

- Les cinq OE s'opposant à une limite citent la variabilité de leurs capacités et la croissance de leur portefeuille.
- Six OE trouvent que le changement de limite selon la tension de l'hiver est trop complexe

Calcul de la disponibilité

Les acteurs sont majoritairement favorables

- Trois acteurs demandent à ce qu'il soit possible d'engager des EDE ou des EDA sur une même journée
  - **Ce n'est actuellement proposé ni à l'AOE 2023, ni au Mécapa.**
- Un OE regrette que les bandes à la hausse des SSyf ne soient plus prises en compte.

AOE Crise

- ✓ **Le principe de limite de collecte différente selon la tension de l'hiver n'est pas retenu.**
- ✓ **RTE propose de nouvelles modalités de collecte de la disponibilité suite aux retours des acteurs.**

Option EE

Pour l'AOE Crise, les modalités de collecte sont modifiées

L'écrêtement horaire de la puissance collectée est remplacé par :

Les Jours Signalés, la puissance collectée journalière moyenne est écrêtée à 150 % de la $P_{AOE,N}$:

- Le concept de Puissance Instantanée est supprimé
- Les OE ayant des capacités variables pendant une journée s'engagent selon leurs caractéristiques techniques, sans contraintes de collecte horaire.
- La limite à 150% laisse aux acteurs la possibilité de valoriser une sur-disponibilité de la capacité pendant un Jour Signalé.

Le plancher de décompte des heures d'activation est remplacé par :

Le plafond de prix est à maintenir tant que les capacités n'auront pas été activées :

- Pour le S1 :
  - Pour une énergie supérieure à **20h x $P_{AOE,N}$**
  - Et une **puissance effacée retenue/offerte égale à la $P_{AOE,N}$** pendant **7 heures**
- Pour le S2 :
  - Pour une énergie supérieure à **10h x $P_{AOE,N}$**
  - Et une **puissance effacée retenue/offerte égale à la $P_{AOE,N}$** pendant **3 heures**

Le contrôle sera effectué à partir des programmes d'effacement ou des offres MA.

Les Titulaires auront à assurer le suivi du volume d'énergie effacée et des heures activées à $P_{AOE,N}$ pour savoir s'ils doivent ou non respecter leur plafond de prix.

AOE Crise : Comment est prise en compte la variabilité des capacités ?

La disponibilité est calculé de façon NCE : les puissances mises à disposition sont moyennées à la fin de l'année.

Stock journalier :
Capacité activable un nombre limité d'heures par jour

→ **Durée d'Utilisation Journalière (DUJ)**
Une capacité peut déclarer une DUJ correspondant à son stock d'activation journalier.
La capacité est mise à disposition pendant les heures où elle peut être activée.
Une abaque permet de calculer la disponibilité résultante.
Si elle doit s'activer, l'activation n'est attendue que sur une durée égale à la DUJ.

Variabilité journalière :
Pas la même puissance disponible selon l'heure de la journée

→ **Pas de limite horaire de mise à disposition**
La capacité mise à disposition pendant un pas de temps n'est limitée qu'à la capa max de l'EDE/EDA. La disponibilité est calculée façon NCE.

Stock annuel :
Capacité activable un nombre limité d'heures par année

→ **Critère de maintien du plafond**
Le plafond d'offres peut être levé une fois dépassé un certain volume d'énergie effacé et un certain nombre d'heures activées à la puissance contractualisée.

Variabilité saisonnière :
Pas la même puissance disponible selon le mois de l'année ou le jour de la semaine

→ **30 jours de mise à disposition parmi au moins 40 jours signalés**
L'AOE Crise permet au moins 10 jours d'indisponibilité des capacités.
La disponibilité est calculée façon NCE et sur les 30 meilleurs jours de mise à disposition.

Croissance du portefeuille :
Pas la même puissance disponible en début d'année qu'en fin d'année

→ **Maximum 150% de la P_{AOE} en moyenne sur une journée**
Les Titulaires peuvent mettre à disposition en moyenne pendant un jour signalé jusqu'à 150% de la puissance contractualisée. La puissance contractualisée peut tenir compte d'une hypothèse de croissance du portefeuille au cours de l'année.

Dépassement du seuil de plafond de prix pour les EDE

Pour rappel, suite aux échanges avec les acteurs sur les prix de collecte observés lors du REX d'avril 2022, il était ressorti qu'une des raisons sous-jacentes était le critère d'activation du Mécapa qui **incitait les OE à remonter leurs prix pour être sûrs d'être rentables en moyenne pendant la durée minimum d'activation de la capacité** pour tenir compte des contraintes techniques des sites.

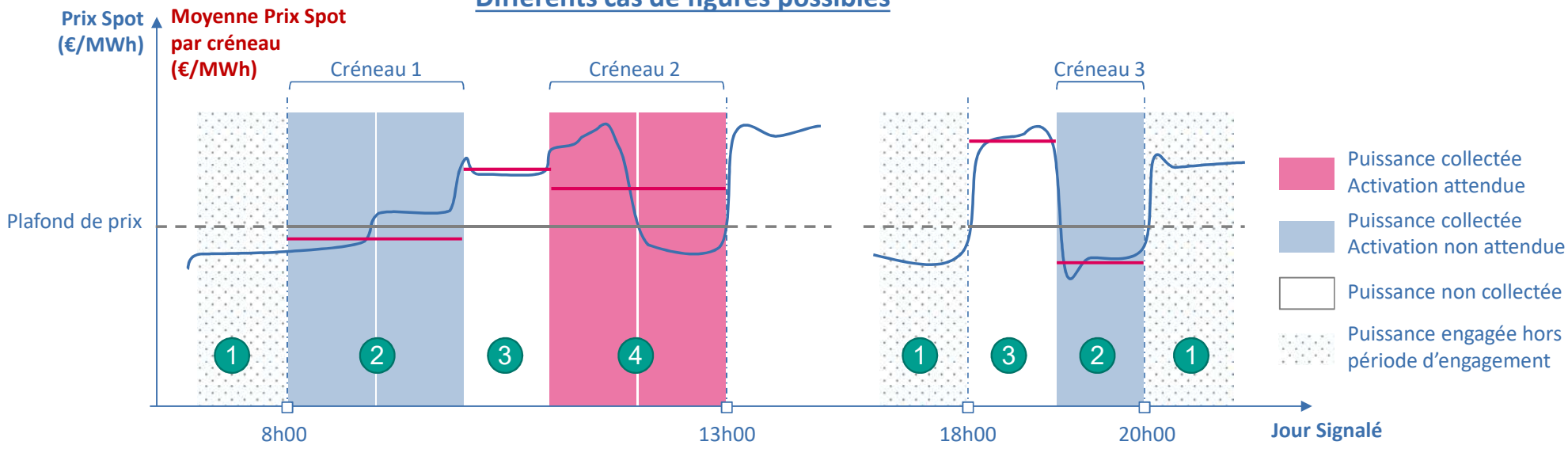
RTE a donc proposé de caler ce critère sur un **créneau** d'engagement défini comme une période entre deux puissances mises à disposition non nulles pendant la plage d'engagement, dans la liste d'engagement.

Pour chaque créneau, on calcule la **moyenne du prix spot sur les heures du créneau**.

Pendant la plage d'engagement, une **EDE est réputée devoir s'activer** pendant un créneau si :

- La moyenne du prix spot sur ce créneau est **supérieure au plafond de prix**
- Et le **critère de maintien du plafond n'a pas été atteint**

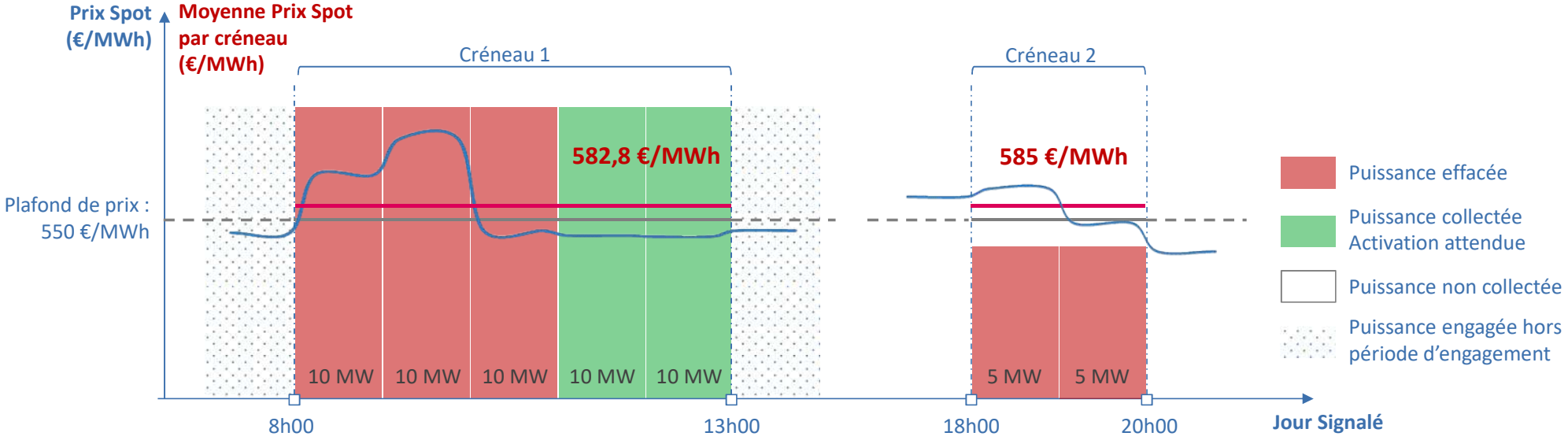
Différents cas de figures possibles



Exemple donné par un OE lors de l'Appel à Contributions

Le 12 décembre 2022 :

- Contrat avec un stock de 5 heures et disponible 7 heures par jour
  - **DUJ de 5 heures**
- Plafond NEBEF déclaré à **550 €/MWh à l'AOE.** Même plafond déclaré pour le Mécapa.



Les deux moyennes par créneau dépassent le plafond de prix spot, l'EDE doit s'activer sur les heures des créneaux.

La DUJ étant de 5 heures, seules **5 heures d'activation sont attendues** sur les 7 heures mises à disposition.

- L'OE peut activer ses capacités pendant les heures qu'il souhaite. (5 heures le matin, ou 3 heures le matin et 2 heures le soir)
- Par construction, l'activation de l'EDE n'est requise que pendant des heures où le spot est en moyenne supérieur au plafond de prix.

Si l'OE s'active comme sur l'exemple (8 à 11h puis 18 à 20h) : il respecte à la fois ses engagements AOE et Mécapa, et il décompte 40 MWh et 3 heures d'activation.

Pour l'AOE Crise : Dépassement du plafond par le Spot

Plusieurs acteurs s'étant exprimé sur cette modalité, RTE soumet 2 options.

Dépassement en moyenne sur un créneau

- Les capacités ne doivent s'activer sur un créneau que si la moyenne du spot sur ce créneau dépasse le plafond de prix.
- Par construction, les activations ne se font que lorsque la rémunération spot est supérieure au prix plafond.
- Méthode élaborée suite aux retours des acteurs en bilatérale et en GT.

OU

Dépassement heure par heure

- Si le spot dépasse le plafond de prix sur une heure engagée, les capacités doivent s'activer pendant cette heure.
- L'activation n'est pas attendue pendant toute le créneau engagé.
- Les capacités avec un DOmin long peuvent devoir s'activer à un prix spot inférieur à leur plafond.
- Méthode utilisée pour le Mécapa et l'AOE 2023 en option P20.

Une seule des deux modalités sera retenue à l'AOE Crise.

⇨ **Les acteurs sont invités à donner leur avis en séance ou par mail.**

Jalons prévisionnels contrat AOE Crise

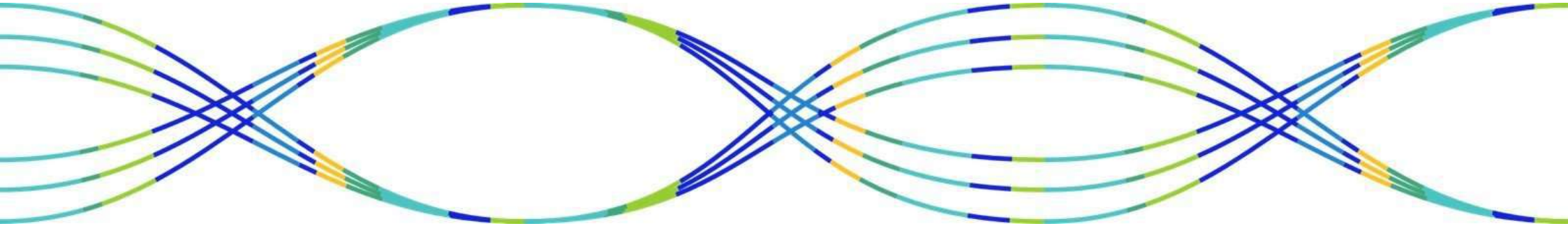
	Septembre 2023 22/09 Clearing AOE Crise	Octobre 2023		Novembre 2023	Décembre 2023		Janvier 2024
Période 2023	**Avant le 29/09 :** - Fusion des offres - Redéclaration à la baisse de la $P_{AOE,2023}$ - Transmission de l'annexe 1	**02/10 :** Communication par RTE des seuils définitifs 2023 **Avant le 06/10 :** Déclaration du plafond de prix 2023 **Avant le 16/10 :** Signature des contrats AOE	**16/10 :** Début Période 2023	Paiement de la prime AOE période 2023 en une fois		**31/12 :** Fin Période 2023	
Période 2024		**02/10 :** Communication par RTE des seuils prévisionnels 2024		**Avant le 30/11 :** Transmission de l'annexe 1	**Mi décembre :** - Communication par RTE des seuils définitifs 2024 - PREC 2024	**Avant le 29/12 :** - Déclaration du plafond de prix 2024 - Redéclaration à la baisse ou à la hausse de la $P_{AOE,2024}$	**01/01 :** Début Période 2024 - Calcul des primes - Paiement de 50% de la prime période 2024

⇨ **Les jalons définitifs seront présentés aux acteurs lors de la consultation du cahier des charges AOE Crise**

5 Présentation par Enedis de la méthode des panels

Méthode des Panels

Présentation générale de la méthode



Contacts: jean-baptiste.noel@enedis.fr, olivier.chaouy@enedis.fr

24 / 01 /2023

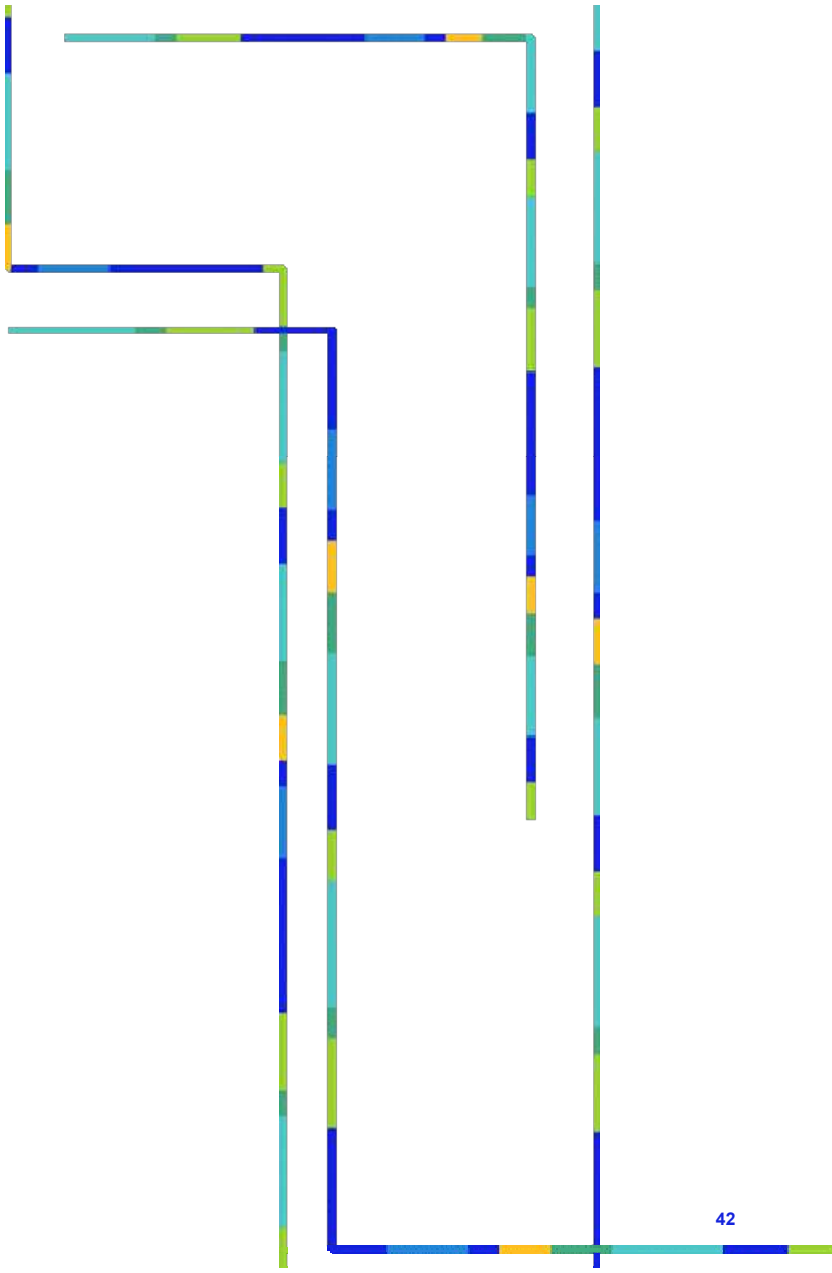
SOMMAIRE

01 **Principes généraux de fonctionnement**

02 **Evaluation de la performance**

03 **FAQ**

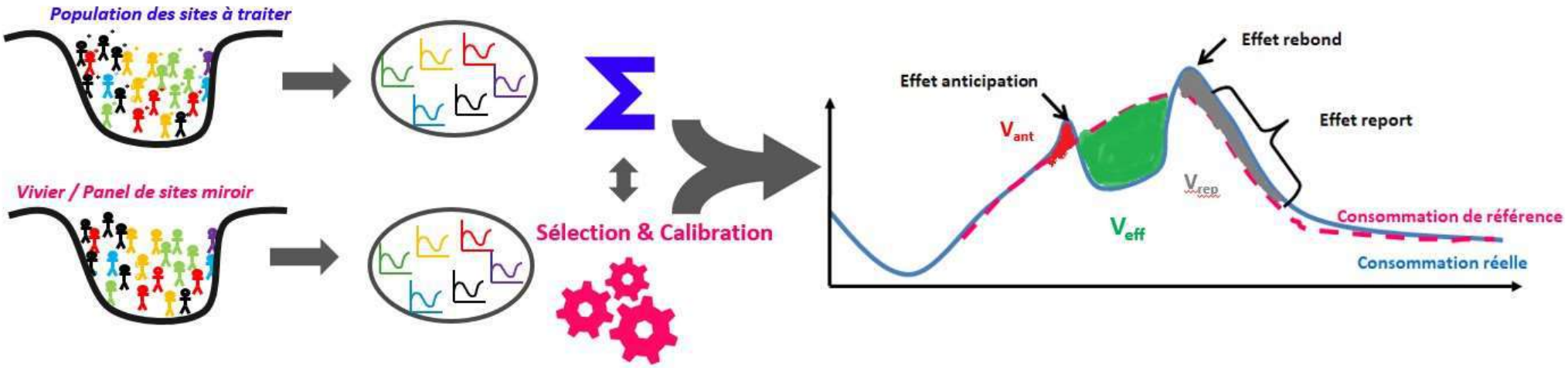
Principes généraux de fonctionnement



Principes généraux de fonctionnement (1/3)

La méthode des Panels consiste à déterminer la quantité d'électricité effacée au sein d'une population de clients, à partir de deux panels : l'un constitué d'individus représentatifs de la population étudiée, l'autre, miroir du précédent, constitué de clients ayant des caractéristiques similaires à celles de la population effacée, mais n'appartenant pas à cette dernière et non soumis à des effacements de consommation.

Conditions d'application de la méthode :
Sites dont la **PS <= 36kVA**, et **au moins 100 sites** dans la population d'intérêt.



Principes généraux de fonctionnement (2/3)

Le Panel effacé PAN_{EFF} est constitué par tirage aléatoire stratifié au sein des sites constituant la population POP_{EFF} . Les **variables auxiliaires de stratification** fréquemment utilisées, permettant une segmentation en catégories homogènes, sont les suivantes :

- Segment de clientèle (profil au sens de la reconstitution des flux, par exemple, RES1, RES2, …).
- Horaires d'heures creuses
- Localisation géographique
- Type de logement (individuel / collectif)
- Puissance souscrite

Le choix de ces variables auxiliaires, au-delà de leur pertinence en terme d'homogénéisation des strates, est également motivé par leur disponibilité dans les SI Enedis.

Le Panel PAN_{MIR} est constitué en appliquant les mêmes critères de construction que PEN_{EFF} à la différence suivante :

- Le tirage au sort est réalisé au sein d'une population POP_{MIR} correspondant à un **vivier de sites ne faisant pas l'objet d'effacement.**

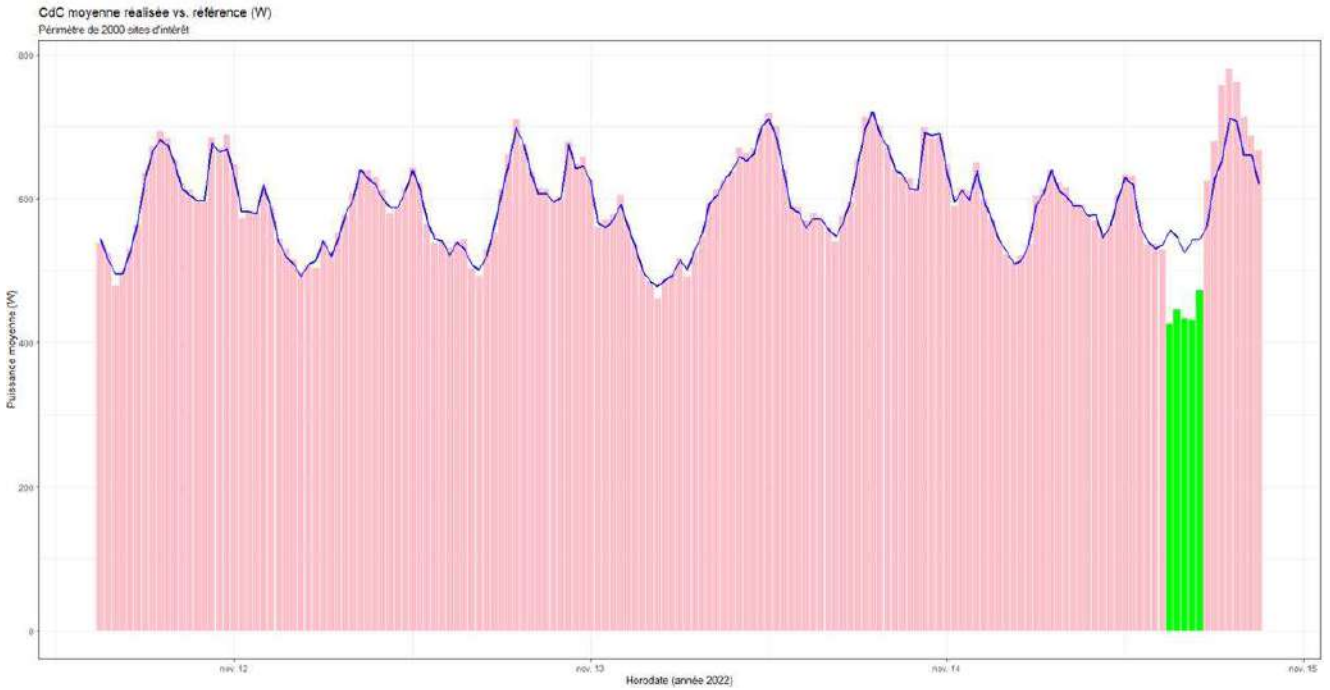
Principes généraux de fonctionnement (3/3)

- L'utilisation d'un Panel, pour le calcul de la courbe de charge de la population des sites effacés, n'est pas un prérequis. Le calcul de cette courbe « recensement » (c'est-à-dire en collectant et en additionnant toutes les courbes de charge individuelles) constitue ainsi un cas particulier d'application de la méthode des Panels.

- L'absence de prise en compte explicite d'informations auxiliaires (« stratification ») pour le calcul de la courbe de référence est possible, et constitue un cas particulier d'application de la méthode.

- La durée d'apprentissage est un paramètre (fixé par défaut à 72 heures non nécessairement consécutives)

- Les durées d'anticipation et de report sont des paramètres d'application.



Evaluation de la performance



Critères d'évaluation de la performance

- La performance de la méthode est évaluée en comparant la consommation de référence estimée (par la méthode) à la consommation réelle des sites, sur des périodes excluant les périodes d'effacement et les périodes d'observation des effets de bord.

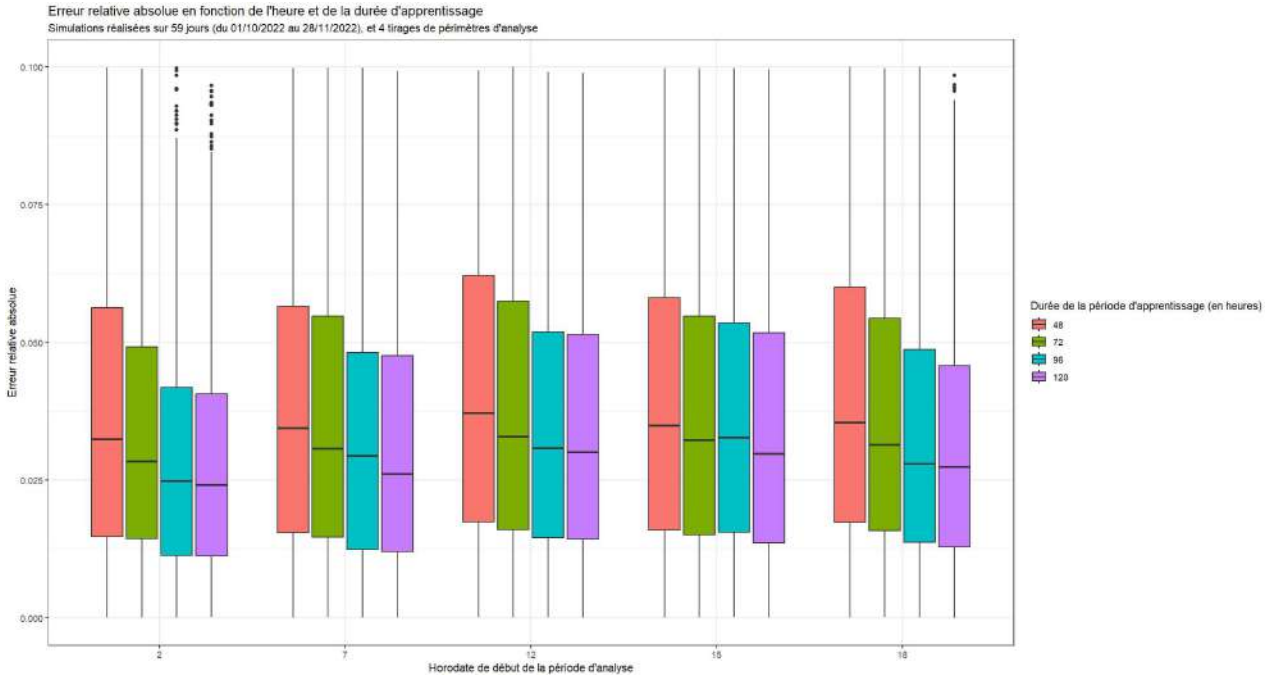
- La comparaison « réel vs. estimé » est effectuée via l'examen des distribution des indicateurs suivants :

Indicateur de mesure de la précision

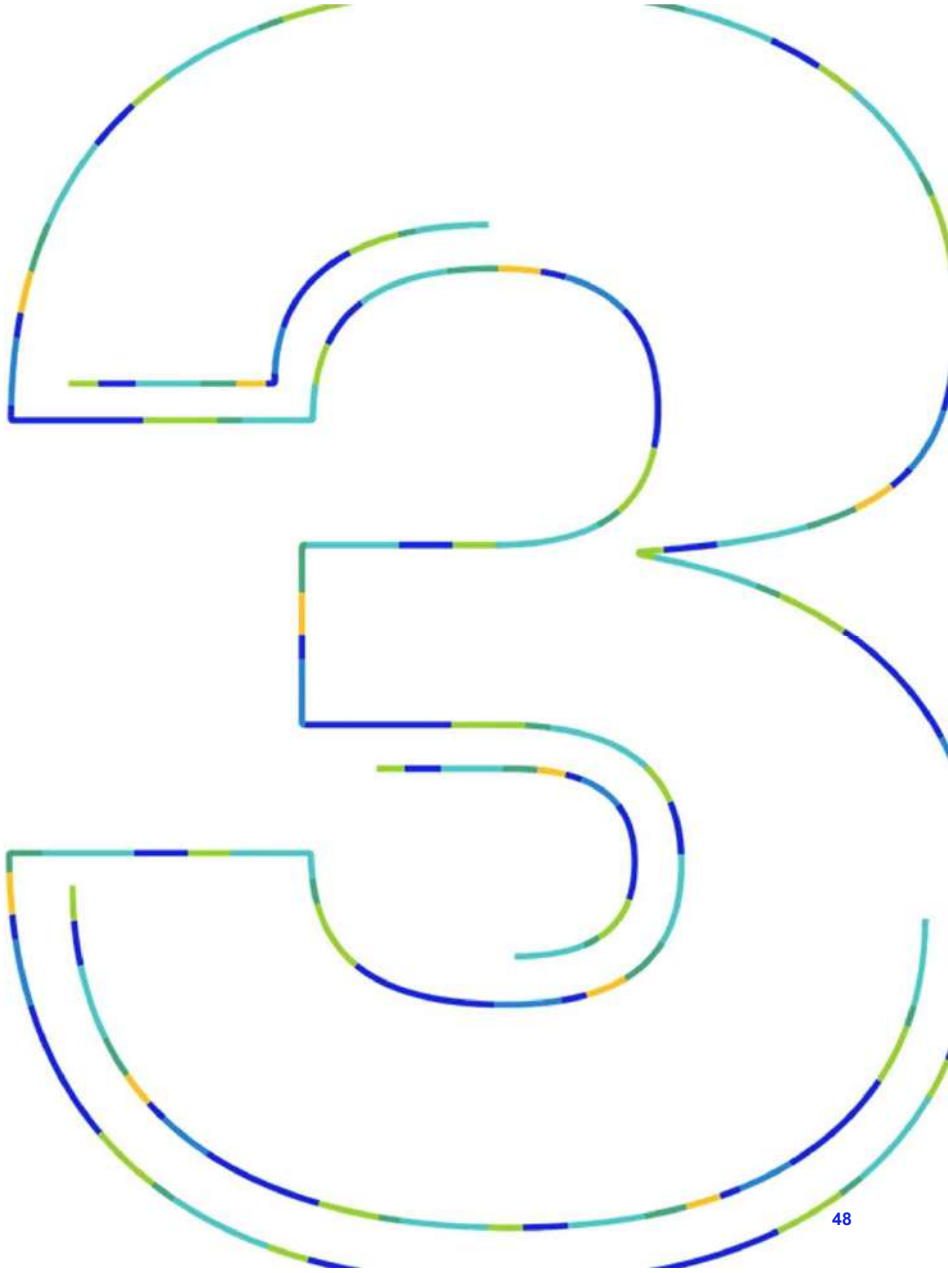
$$ERREUR_ABSOLUE_RELATIVE(t) = \frac{|Estimé(t) - Réel(t)|}{Réel(t)}$$

Indicateur de mesure du biais

$$ERREUR_RELATIVE(t) = \frac{(Estimé(t) - Réel(t))}{Réel(t)}$$



FAQ



FAQ

1. Quel est l'intérêt, du point de vue d'un acteur (OE, fournisseur), d'utiliser la méthode des Panels pour valoriser les effacements diffus?

- ✓ Une méthode précise, dont la performance a fait l'objet de plusieurs études détaillées, et qui a été mise en œuvre sur plusieurs périmètres d'expérimentation Smart Grid (notamment : Greenlys, Smart Electric Lyon, SOLENN, Nice Smart Valley, expérimentation TURPE local pointe mobile) ; précision de la courbe de référence au pas 30' aux alentours de 3% en moyenne, pour un périmètre de plusieurs milliers de sites.

- ✓ La méthode s'applique **sans contrainte opérationnelle forte sur la mise en œuvre de l'effacement** (exemples de contraintes concernant des méthodes alternatives : durée de l'effacement, profondeur, durée minimale entre 2 effacements, …), et ce sans dégradation sensible des performances ; sa mise en application permettrait l'accroissement du gisement des effacements valorisables, ainsi qu'un positionnement temporel optimal.

- ✓ La méthode fonctionne même lorsqu'une partie seulement de l'entité est effacée (par exemple, un quart des sites). Elle permet de déterminer la CdC de référence de l'ensemble de l'entité d'effacement à partir d'un panel miroir. Par construction, cette courbe de référence ne dépend pas du nombre de sites effacés.

2. La méthode des panels permet-elle de mesurer les effets de bord (anticipation, report et rebond) ?

Oui.
La méthode des panels s'appuie sur l'observation de comportements réels avant, pendant, et après l'activation d'un effacement pour déterminer la consommation réalisée et la consommation de référence permettant de contrôler l'effacement. Cette méthode permet donc, via la comparaison des deux courbes – celle du réalisé et celle de référence – d'apprécier les effets de bord.

FAQ

3. En quoi Enedis est-elle légitime à implémenter le contrôle du réalisé à travers cette méthode ?

Enedis dispose d'un savoir-faire éprouvé et reconnu dans la constitution de panels puisque c'est sur des méthodes similaires que sont construits les profils (notamment dynamiques) utilisés pour la reconstitution des flux. Ainsi, Enedis a développé depuis plus de 15 ans une compétence, des outils et les SI nécessaires à la gestion et à l'exploitation des panels. Plus généralement, Enedis tire aussi sa légitimité de son rôle d'opérateur de données, tiers de confiance, au service du système électrique.

4. Les acteurs peuvent-ils être autonomes dans l'application de la méthode?

Enedis développe la solution d'implémentation de la méthode de manière transparente. Les choix de modélisation sont expliqués et partagés, et le code source (développé en R) peut être mis à disposition des acteurs. Des échanges ad-hoc peuvent être organisés avec tout acteur en exprimant le besoin, afin d'expliciter certains aspects de son fonctionnement et/ou partager des résultats d'études de performance et robustesse.
L'applicabilité de la méthode nécessite néanmoins d'avoir accès à des données de panélistes miroirs suffisamment nombreuses et diversifiées (représentatives) afin d'obtenir une modélisation de courbe de référence pertinente. Pour des raisons de confidentialité de ces données à caractère personnel, Enedis n'est pas en mesure de transmettre les données constitutives du panel miroir.
En revanche, la mise à disposition de la CdC de référence associée à l'entité d'effacement pourrait être proposée par Enedis aux acteurs qui le souhaitent (service en cours d'instruction par Enedis).

FAQ

5. La méthode nécessite-t-elle beaucoup de configuration / paramétrage pour être appliquée ? Des changements de ces paramètres sont-ils nécessaires à chaque application de la méthode ?

Non.
Il existe effectivement plus d'une dizaine de paramètres (hyper-paramètres) qui peuvent être ajustés pour l'exécution de la méthode.
Néanmoins, les paramètres par défaut permettant d'obtenir les résultats les plus adéquats ont été étudiés et définis par Enedis, et l'application de la méthode se fera avec ce set de paramètres.
Du point de vue de l'utilisation standard qui pourrait être faite de la méthode, il ne sera donc pas nécessaire de réaliser de la configuration, ni de changer celle-ci à chaque application de la méthode.
Par ailleurs, l'éventuelle évolution des valeurs de ces paramètres se fera en transparence, via un partage auprès des différents acteurs des études amenant à considérer ces évolutions.

6. Est-il possible de déclarer des périodes d'effacement complémentaires (par ex. des effacements implicites), à la main de l'acteur, afin que l'apprentissage de la consommation de référence ne soit pas faite sur celles-ci ?

Oui.
Parmi les paramètres d'entrée de la méthode, les périodes « d'indisponibilités » sont récupérées, et aucun apprentissage n'a lieu sur celles-ci. Les indisponibilités standards correspondant aux effacements déclarés dans le cadre des différents mécanismes sont connues des gestionnaires de réseaux, et peuvent être renseignées lors de l'application de la méthode, sans que celles-ci aient besoin d'être spécifiées explicitement par les acteurs. Les indisponibilités hors de ce champ nécessitent une déclaration explicite de la part des acteurs pour qu'elles soient prises en compte.

FAQ

7. Concernant les sites effacés, un panel ne rendra pas parfaitement compte de leur comportement : ne vaut-il pas mieux prendre les CdC de tous les sites ?

Oui et Non.
L'utilisation d'un panel pour estimer la CdC de consommation agrégée de la population de l'entité permet, dès lors que cette dernière est de grande taille (> 100 000), une excellente précision, sans avoir à utiliser l'intégralité des données de CdC de l'ensemble des sites. C'est le principe même des sondages (sondage sur mesure, et non sur du « déclaratif »), dont les résultats sont très proches du réel lorsque la volumétrie et représentativité de la base de sondage est suffisante.
L'utilisation d'un tel panel permet un calcul moins lourd, et surtout la prise en compte des sites pour lesquels des données de CdC seraient manquantes ou aberrantes ; plutôt que d'écarter ces sites du contrôle du réalisé, leur contribution pourrait être captée via l'utilisation d'un panel sur les données des autres sites.
Une méthode statistique similaire est par ailleurs utilisée pour l'estimation des profils dynamiques dans le cadre du processus de la Reconstitution des Flux (gestion des écarts sur le système électrique).
Néanmoins, l'utilisation d'un panel pour la population d'intérêt est une option de la méthode, et n'est pas un prérequis à son application ; cette dernière est aussi possible en utilisant l'intégralité des données de CdC de la population effacée.

8. La méthode est-elle applicable à des entités composées de sites sur un périmètre multi-GRD?

Oui (sous réserve d'un nombre suffisant de sites sur les périmètres des ELD).
Les données concernant les sites sur les périmètres des autres GRD qu' Enedis lui seront transmises sous forme de CdC agrégée à la maille du couple entité + acteur concerné (dans la mesure où ces données respectent les règles d'anonymisation). La consolidation de ces données sera effectuée par l'agence ORE, qui réceptionnera les agrégats à la maille entité + acteur + ELD et qui les transmettra à Enedis à la maille entité + acteur ; l'agence ORE réalisera donc un agrégat sur l'ensemble des ELD avant transmission des données à Enedis.

En synthèse

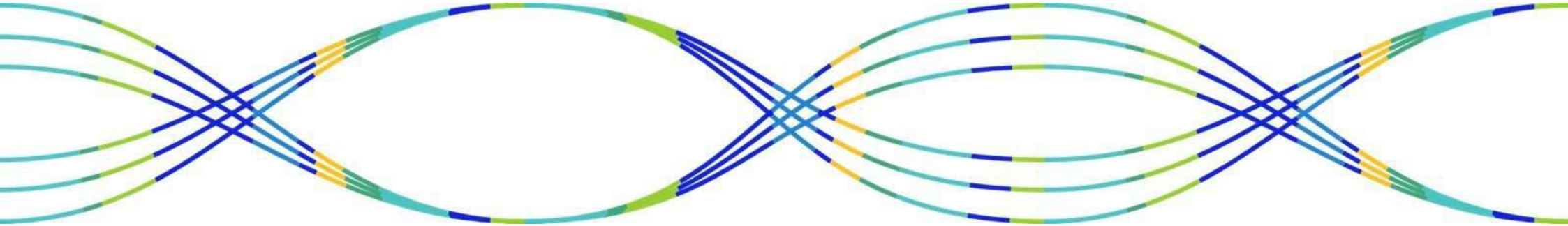
- **La méthode des panels est opérationnelle et robuste**, avec une précision au pas de temps demi-horaire moyenne satisfaisante, de l'ordre de 2 à 3%. Ses performances vont progressivement se renforcer, dans une logique d'amélioration continue.

- **Les résultats sont robustes**, quelle que soit la diversité des jours, des plages horaires et des populations simulées. La méthode reste performante même en cas d'indisponibilité de données sur la période d'apprentissage.

- **La méthode des panels est particulièrement adaptée au « contrôle du réalisé » des effacements diffus (**sites ≤36 kVA), notamment résidentiels. Elle permet aux acteurs de marché de simplifier les conditions d'activation des effacements. Elle permet aussi de limiter la volumétrie des flux de courbes de charge collectées et stockées dans les SI.

- **En lien avec RTE, Enedis propose d'organiser des ateliers techniques avec l'ensemble des acteurs intéressés**, pour échanger sur la méthode et sa mise en œuvre sur des périmètres réels de sites effacés.

Annexes



Glossaire

- **Période d'analyse :**
  - ❖ **Cas d'application « réel » de la méthode :** plage horaire de réalisation de l'effacement.
  - ❖ **Cas d'études de performance :** lors de l'évaluation de la performance / paramétrage / robustesse de la méthode, plage horaire sur laquelle l'estimation de la référence calculée par le modèle est validée (plage horaire sans effacement), par calcul d'erreur par rapport au réalisé effectif.
- **Erreur absolue (AE) :** $AE = |cdc_{prediction} - cdc_{réalisé}|$
- **Biais :** $biais = cdc_{prédiction} - cdc_{réalisé}$
- CdC : Courbe de Charge ; puissance moyenne sur un pas de temps (celui de la mesure). Pour l'application de la méthode des Panels, 30min (à date, paramétrable).
- **Données d'entraînement / apprentissage :** données utilisées pour l'identification des paramètres du modèle de prédiction (calibration du modèle lors de la phase d'apprentissage).
- **Données d'analyse :** données utilisées pour prédire la puissance moyenne de référence (consommation théorique en l'absence d'effacement) ; le volume d'énergie effacée est déduit par différence entre la référence et le réalisé.

Rappels sur la méthode des Panels

Pour aller + loin

A. Calcul de la courbe de charge réalisé via un estimateur (post)-stratifié calé

La consommation réalisée est calculée pour chaque pas de temps en réalisant une somme pondérée des courbes de charge des panélistes effacés. Les poids sont déterminés de sorte à ce que le panel pondéré fournisse des estimations exactes de grandeurs auxiliaires (proportion ou moyenne des variables auxiliaires) connues quotidiennement sur la population effacée. Un calage sur marge est plus précisément appliqué pour estimer la courbe de charge moyenne de chaque strate, puis les estimations par strate sont additionnées au prorata de leur poids en effectif dans la population effacée.

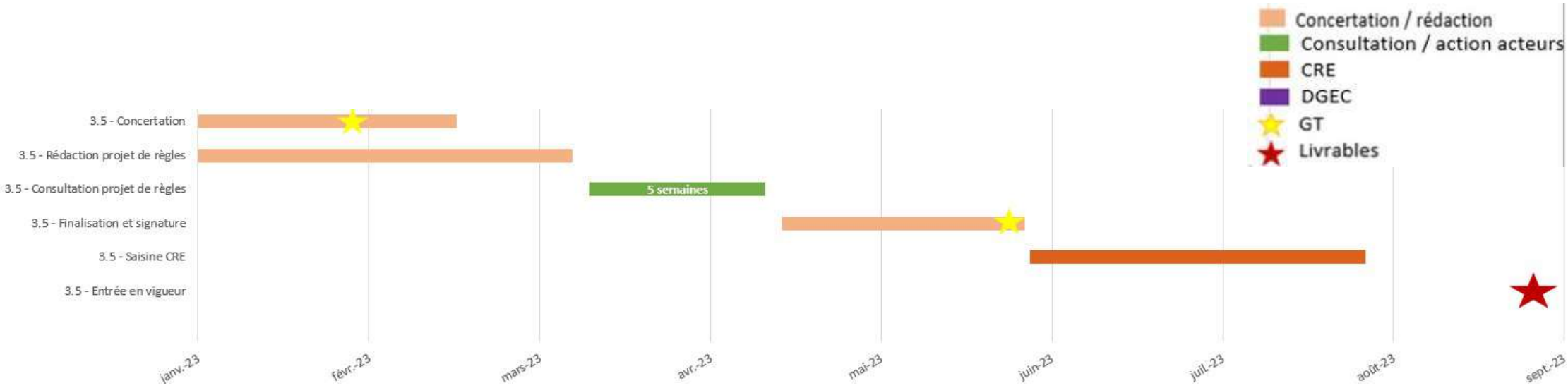
B. Calcul de la courbe de charge de référence

La courbe de référence moyenne de chaque strate est déterminée en effectuant une moyenne pondérée des courbes des panélistes miroirs correspondants. La pondération appliquée à l'instant t est déterminée de façon à minimiser l'écart entre la courbe de référence obtenue par pondération des courbes individuelles des clients miroirs et la courbe moyenne estimée des clients effacés de la strate considérée, sur une période d'apprentissage, excluant les périodes d'activation des effacements et les périodes définies pour l'observation des effets de bord (= périodes hors effacement).

La courbe de référence est ensuite calculée en réalisant une somme des courbes de référence par strate

2 Sujets NEBEF 3.5

Projet de planning de concertation NEBEF 3.5



1 Formule du barème de versement télérelevé

Barème de versement télérelevé

Deux évolutions sont proposées pour le barème télérelevé présent dans les règles 3.5 :

- **Réduire la durée de lissage des volumes hors ARENH de 2 ans à 1 an :**
  - Pour mieux refléter les nouvelles conditions d'approvisionnement des fournisseurs en période de crise, et prendre en compte la diminution des offres lissées sur plusieurs années
- **Allonger la durée d'approvisionnement de l'écrêtement :**
  - Pour prendre en compte les modifications apportées aux TRVE
  - Et refléter le fait que les fournisseurs anticipent l'écrêtement

Formule barème actuel

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

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

Appro hors ARENH lissé sur 2 ans

Sinon:

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

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

Volumes écrêtés lissés post annonce livraison ARENH

Barème de versement télérelevé

Zoom sur l'évolution liée à l'approvisionnement des volumes écrêtés :

Il est proposé d'allonger la période d'approvisionnement des volumes écrêtés du 1er octobre N-1 à $d_e + 10$:

- **Estimation du taux d'attribution**: le taux d'attribution prévisionnel pour l'année N est calculé à partir du taux d'attribution réalisé de l'année N-1, corrigé grâce aux données de part de marché des fournisseurs alternatifs en septembre N-1. Une décote de 5 % est ensuite appliquée au résultat. Ce taux est publié par la CRE.

$$taux\ d'attribution\ prévisionnel_N = \left(taux\ d'attribution\ réalisé_{N-1} \times \frac{part\ marché\ FA\ année\ N-1}{part\ marché\ FA\ année\ N}\right) / 0{,}95$$

- **Seuil à 10 TWh:** si les volumes écrêtés prévisionnels sont inférieurs à 10 TWh, ils seront considérés approvisionnés sur le mois de décembre uniquement, comme dans la formule actuelle.

- **Coût d'approvisionnement des volumes écrêtés:**
  - D'une part, les volumes et capacité prévisionnels écrêtés sont approvisionnés de manière lissés du 1er octobre N-1 au de+10
  - D'autre part, entre de+1 et de+10, les fournisseurs « régularisent » l'approvisionnement des volumes écrêtés

- **Possibilité de revendre l'énergie excédentaire en décembre si le taux d'attribution prévisionnelle est inférieur au taux réalisé**

Barème de versement télérelevé

Formule proposée

Si $prix_{ARENH} > \underset{t\epsilon[1^{er}\ janv\ N-1\ -\ 30\ nov\ N-1]}{\text{moyenne}}\ Calendar\ Baseload_t(\mathrm{N}) + \frac{prix_{capa}}{8760}$ $\quad Bareme(N,S,\mathrm{P}) = \underset{t\epsilon[1^{er}\ janv\ N-1\ -\ 30\ nov\ N-1]}{Cal_{Moyen}(\mathrm{N},\mathrm{P},\mathrm{t})} \cdot \mathrm{pond}(\mathrm{S},\mathrm{P}) + co\hat{u}t_{capa}(prix_1)(S,P)$

Sinon: $Bareme(N,S,\mathrm{P}) = (1 - taux_{droit\ ARENH}) \cdot \underset{t\epsilon[1^{er}\ janv\ N-1\ -\ 30\ nov\ N-1]}{(Cal_{Moyen}(\mathrm{N},\mathrm{P},\mathrm{t})} \cdot \mathrm{pond}(\mathrm{S},\mathrm{P}) + co\hat{u}t_{capa}(prix_1)(S,P))$

$+ taux_{droit\ ARENH} * \{(1 - taux_{réalisé}) * p_{ARENH} + taux_{prévisionnel} * \left[\underset{t\epsilon[1^{er}\ oct-de+10]}{Cal\ moyen} * pond(S,P) + co\hat{u}t_{capa}(prix_2)\right] +$

$(taux_{réalisé} - taux_{prévisionnel}) * \left[\underset{t\epsilon[de+1-de+10]}{Cal\ moyen} * pond(S,P) + co\hat{u}t_{capa}(prix_3)\right]\}$

Avec $co\hat{u}t_{capa}(prix_i)(S,P = \left(si\ \left[S = Hiver\right]\ alors\ \frac{Obligation_{capacité}}{EnergiePlage_{NTR}}\right)(P) \cdot prix_i$

Et $prix_1 = \underset{t\epsilon[Janv\ N-1\ ;10\ Dec\ N-1]}{Moyenne\ enchères\ capa\ pour\ année\ N}$

$prix_2 = \underset{t\epsilon[octobre\ N-1\ ;10\ Dec\ N-1]}{Moyenne\ enchères\ capa\ pour\ année\ N}$

$prix_3 = PREC\ pour\ année\ N$

Les retours des acteurs sont attendus à l'adresse flore.martin@cre.fr pour le 13/02/2023

2 Synthèse des évolutions des règles NEBEF 3.5

Approfondissement des points en suspens

Synthèse des évolutions NEBEF 3.5

Rappel des évolutions NEBEF 3.5 déjà concertées dans le cadre des GT :

- ISP 15 : modifications de rédaction et adaptation des méthodes de contrôle du réalisé impactées
- Formule barème de versement télérelevé
- Sous-mesure (assouplissement et prolongation de l'expérimentation à fin 2025)
- Alignement de la méthode historique sur la méthode prévision, et limitation des effacements longs
- Ajout d'une date pivot pour le Multi OE
- Ajout d'une date pivot pour la simultanéité NEBEF/SSy
- Modification du calcul de la fiabilité d'un groupe de sociétés
- Modalités de résiliation de l'accord de participation en cas d'inactivité, et modification des modalités de notification aux GRD
- Diverses modifications de rédaction

ISP 15 : Proposition pour le suivi des homologations en 2024

Modalités de calcul des indicateurs de suivi des homologations

- Granularité des calculs en production :
  - Janvier à juin 2024 : granularité 30'
  - Juillet à décembre 2024 : granularité 15'

- Seuils inchangés dans un 1er temps
  - Adaptation des règles de façon à pouvoir faire évoluer les seuils sans attendre un nouveau jeu de règles
  - ⇨ **Les seuils ne seraient plus inscrits en dur dans les règles mais affichés sur le Portail Services de RTE**

Mise en place d'un double-run sur le S1 2024 pour le suivi des homologations

- Mise en place d'un double calcul des indicateurs de suivi des homologations :
  - De janvier à juin 2024 pour la **méthode prévision**
  - De février à juin 2024 pour la **méthode historique**
- Réalisation d'un REX pendant l'été et, **si besoin, adaptation des seuils des critères**, avec effet rétroactif à compter de juillet 2024

Protocole réglementaire

- Reste à décider entre la CRE et RTE les modalités de validation de la mise à jour des seuils sur le Portail Services (ces modalités devront être décrites dans les règles 3.5)

- **Proposition :**

  1. Présentation du REX par RTE en GT à la rentrée 2024
  2. Possible consultation accélérée des acteurs par RTE
  3. Délibération ad-hoc de la CRE pour valider les seuils, avec effet rétroactif au 1er juillet 2024

Pérennisation de la modalité transitoire concernant les méthodes « par prévision » et « par historique » de consommation

Une modalité transitoire concernant les possibilités d'aller-retour entre méthodes « par prévision » et « par historique » de consommation avait été introduite dans les règles 3.3.

RTE a mené un REX sur l'utilisation de cette modalité depuis son entrée en vigueur au 1er janvier 2021.

Sur **1907** homologations acceptées entre le 01/01/2021 et le 01/01/2023, 70 sont concernées par cet aller-retour entre méthodes (soit **35** aller-retour) :

- **17** ont respecté les délais de carence
- **18** ont utilisé la modalité transitoire :
  - 16 passages de la méthode prévision vers historique
  - 2 passages de la méthode historique vers prévision

Cette modalité est donc utilisée de façon raisonnable et aucune demande d'homologation n'a été refusée pour ce motif.

→ RTE propose de pérenniser cette modalité et donc de supprimer la date H dans les règles NEBEF 3.5

Nouvelle nomenclature des dates pivot et mise à jour des définitions harmonisées

Afin d'éviter des confusions et dans le cadre du projet Harmonie, RTE propose de faire évoluer la nomenclature des dates pivots pour le jeu de règles NEBEF 3.5 (et pour les futurs jeux de règles MA/RE, SSY, RR/RC, etc.)

Chaque date pivot aura un nom unique et respectera la nomenclature suivante :

- AA_1 : deux lettres correspondant au nom abrégé du jeu de règles (SSy, MA, RE, Mécapa) et un chiffre en indice correspondant au numéro de la date pivot
- Pour NEBEF, les dates seront de la forme : **NF_1**
- Les dates pivot correspondant à des projets trans-mécanismes auront le même numéro dans tous les jeux de règles
  - ➢ *Exemple : pour ISP 15, les dates pivots seraient comprises entre 30 et 40 pour tous les jeux de règles, toujours précédées des lettres correspondant à chaque jeu de règles*

Les Dates F, I et J ont été notifiées et seront retirées des règles.
La date H est supprimée.

Nommage des dates pivots dans les règles NEBEF 3.5 :

- La date D'' devient NF_1
- Les dates E et E' deviennent NF_2
- Création de la date NF_3 pour le multi-OE
- Création de la date NF_4 pour la simultanéité NEBEF/Ssy sites diffus
- Insertion des dates pivot NF_{30} et NF_{35} pour ISP 15

Dans le cadre du projet Harmonie, une première étape d'harmonisation des définitions sera mise en œuvre dans les règles NEBEF 3.5.

Mécanisme	Nom abrégé prévisionnel
SSY	SY
MA	MA
RE	RE
Programmation	PR
NEBEF	NF
RR-RC	RT
MECAPA	MK
Import-Export	IE

3 REX Sous-mesure sur le diffus RTE

Contexte du REX Sous-mesure

❑ **Objectifs du REX Sous-mesure**

✓ Déterminer si la Sous-mesure permet de faire émerger de nouveaux gisements d'effacement

✓ Déterminer si la sous-mesure permet d'améliorer la précision de la mesure des effacements

❑ **Conformément aux règles NEBEF en vigueur , l'expérimentation a débutée au 1er juin 2021 :**

✓ La fin de l'expérimentation telle que précisée dans les règles en vigueur est prévue au 31 décembre 2023

✓ Un premier retour d'expérience dit intermédiaire est proposé couvrant la 1ière année d'expérimentation [Juin 2021 – Mai 2022]

Périmètre des sites ayant participé à l'expérimentation

- **Sur la période étudiée, aucun site télérelevé rattaché à une EDE Télérelevé n'a participé à l'expérimentation**

- **Les sites ayant participé à l'expérimentation sont rattachés à des EDE profilés**
  - ✓ Dont 98% de sites profilés
  - ✓ Dont 2% de sites Télérelevés

- **Aucune qualification pour la sous-mesure n'a été nécessaire dans la mesure où la participation de ces sites à l'expérimentation était couverte par la détention de la qualification pour le profilé de(s) acteur(s) concerné(s).**

Premiers enseignements du REX annuel

- **Dans la mesure où les sites participant à l'expérimentation étaient déjà présents dans le périmètre NEBEF avant juin 2021, l'expérimentation sous-mesure n'a pas permis à date de faire émerger de nouveaux gisements d'effacements**

- **En terme de précision de la mesure et sur le périmètre étudié:**

➔ La fiabilité en volume (ratio volume réalisé sur volume à réaliser) est sensiblement meilleure avec l'utilisation de la sous-mesure lors des saisons dites tempérées (gain allant jusqu'à 2 points de fiabilité)

➔ Pendant la saison hivernale, la fiabilité est équivalente avec l'utilisation de la sous-mesure

NB: la méthodologie utilisée est la comparaison des volumes d'effacements réalisés avec la sous-mesure et sans la sous-mesure.

4 Intervention Voltalis sur la sous-mesure

EXPÉRIMENTATION SOUS-MESURE
REX 2021



ÉCONOMIQUE | ÉCOLOGIQUE | SOLIDAIRE | CONNECTÉE

30 janvier 2023

Voltalis

RÉSULTATS DES ÉTUDES DE VOLTALIS

EXPLICITÉS TOUT AU LONG DE CETTE PRÉSENTATION)

1. Les **courbes GRD sont moins précises que la sous-mesure :**

- 19% des effacements de l'OE ne sont pas détectés par le GRD
- 10% des effacements GRD sont purement liées à un bruitage des consos non raccordées (non effaçables, hors thermique)

2. Les **courbes GRD surcomptent** également **l'effacement :**

- Sur le périmètre de sous-mesure à l'année on compte un écart algébrique net de 5%
- Avec de fortes variations saisonnières, (i.e. en été, +14%), ou selon le moment de la journée (jusqu'à +11% sur le bloc 3h-4h du matin).

3. Il n'y a **pas d'effet de bord** (type compensation) lorsque certains **usages ne sont pas raccordés**

- **Sortir du cadre expérimental de la sous-mesure pour un contrôle de réalisé plus précis**
- **Utiliser le compteur GRD à des fins de contrôle de cohérence avec la sous-mesure**
- **Lancer une réflexion sur la nécessité de raccorder 100% des usages**

1

ENJEUX DE LA SOUS-MESURE POUR LE DÉVELOPPEMENT DES EFFACEMENTS

Voltalis

1- AFFINER LE CONTRÔLE DU RÉALISÉ SUR LES GISEMENTS EXISTANTS

- La sous-mesure est une donnée plus fine permettant de mieux mesurer les effacements sur un pas de temps donné. Cela est d'autant plus important que la méthode du RAS s'applique site à site
  ➔ **Une évaluation des effacements plus proche de la réalité**

- La sous-mesure ouvre la perspective d'exploiter des gisements à des pas de temps plus fins (inférieurs à 10 min). Cela rend mesurables des effacements auparavant non-visibles sur la consommation globale du site
  ➔ **Un pilotage plus fin des effacements pour de nouveaux usages** (VE, batteries, …)

- Dans le cadre de **l'ISP 15, cela offre une alternative à la donnée LINKY** dont la granularité augmente de 10 min à 15 min et questionne donc le rythme du RAS (10 min/30 min)

- L'usage de la sous-mesure permet **de différencier plusieurs effacements sur un même site** de consommation durant une même plage temporelle donnée, **effectués par différentes acteurs** (OE, fournisseurs réalisant de l'EIF). Actuellement, le volume d'effacement est attribué uniquement à l'acteur disposant du contrat le plus ancien (Art 6.3.4 des règles NEBEF et Article R271-5 du code de l'énergie)
  ➔ **Stimuler la concurrence et permettre aux sites de bénéficier d' offres d'effacement diversifiées.**

La sous-mesure est un paramètre clef

pour mesurer et piloter plus finement les effacements dans un contexte concurrentiel

voltalis

2- Accéder à des nouveaux gisements d'effacement

Identifier les effacements sur le secteur tertiaire

- La part du chauffage électrique est plus faible dans la consommation totale d'un site tertiaire par rapport à un site résidentiel.
- La sous-mesure permet donc d'identifier l'effacement qui pourrait être masqué par d'autres usages dont les consommations pèsent plus sur la consommation globale du site.
- Vers une électrification du chauffage (avec le développement des PAC) , la part des surfaces chauffées à l'électricité augmentera de 30% à 40% en 2030, atteignant 65% d'ici 2050 (*Cf Trajectoire de référence des futurs énergétiques 2050 de Rte*)

Exploiter de nouveaux usages

- **Pilotage de la recharge des VE** pour maitriser le coût d'intégration des VE sur le réseau électrique et limiter les risques sur la sécurité d'approvisionnement notamment lors de la pointe de 19h-21h
- Actuellement, la recharge se fait majoritairement sur des **bornes privées** (550 000 mi-2021 vs. 53 667 bornes IRVE en 2021) et **à domicile** ou dans des entreprises.
- Objectifs publics : 5,3 millions de VE d'ici 2028 (PPE) et 7 millions de points de charge publics et privés d'ici 2030 (loi LETCV)
- « Avec 15,6 millions de véhicules électriques d'ici 2035, l'enjeu global du pilotage de la charge est de près de 15 GW entre une configuration sans pilotage et une configuration avec 100% de véhicules en V2G ». (Etude mai 2019 de Rte avec l'AVERE-France)

La sous-mesure est un prérequis pour accéder à des nouveaux gisements d'effacement et répondre au besoin de flexibilité du système électrique

Voltalis

2

EXPÉRIMENTATION DE LA SOUS-MESURE

Voltalis

L'EXPÉRIMENTATION DE LA SOUS MESURE

RÈGLES NEBEF EN VIGUEUR (ART 2.3.5)

- **Date:** 1er juin 2021 au 31 décembre 2023
- **Périmètre:** 5 000 sites profilés (Participation de VOLTALIS à hauteur du maximum)
- **Objectifs de l'expérimentation:** « L'expérimentation vise à identifier si la mise en place de la sous-mesure permet (i) de faire émerger de nouveaux gisements et (ii) d'améliorer la précision de la mesure des effacements, tout en évitant de générer de risque sur la réalité des effacements au périmètre du site, à travers des effets de compensation au sein du site »
- **Conditions:**
  - « Chaque Site de Soutirage participant à l'expérimentation **doit réaliser au moins cinq (5) programmes d'Effacement d'au moins trente (30) minutes pour chacune de ses deux (2) premières années** de participation à l'expérimentation sous-mesure afin d'alimenter le retour d'expérience de l'expérimentation »
  - « Pendant la durée de l'expérimentation, les méthodes du « rectangle à double référence corrigée » et du « rectangle algébrique site à site » seront disponibles pour les Sites qui y sont éligibles. «
  - « Pour participer à cette expérimentation, l'Opérateur d'Effacement doit être détenteur de la qualité d'Opérateur d'Effacement Qualifié pour l'expérimentation sur la sous-mesure »
- **Échéance au pas annuel :**
  - « L'Opérateur d'Effacement doit transmettre à RTE, et le cas échéant au(x) GRD concerné(s), **par courriel les dates, heures et EDE de rattachement des programmes d'effacement des douze (12) derniers mois pour chacun des Sites de Soutirage** participant à l'expérimentation sur la sous-mesure à chaque date anniversaire de participation du Site de Soutirage concerné. »
  - « Dans le cadre de l'expérimentation de l'utilisation de la sous-mesure pour le contrôle du réalisé des effacements, la CRE demande à RTE de réaliser un retour d'expérience **intermédiaire un an après le démarrage de l'expérimentation** afin de donner les premières orientations sur l'expérimentation et, éventuellement, réinterroger certaines modalités. » *Délibération CRE du 2 décembre 2020 approuvant les règles NEBEF 3.3*

Voltalis

Comparaison de l'application du RAS : Voies OE VS Courbes GRD

On souhaite évaluer les performances de chaque source de données face à la méthode la plus utilisée par Voltalis pour son contrôle du réalisé : le RAS. Pour cela, il est menée une analyse en deux volets.

1 – Volumes globaux

- Analyse de l'ensemble de la période : du 01/06/2021 au 01/04/2022.
- Périmètre : les sites ayant participé à toute l'expérimentation, soit 4 786 sites.
- Application du contrôle du réalisé NEBEF avec le programme de l'EDE Voltalis.
- Comparaison des volumes obtenus.

2 – Comparaison site à site

- Analyse d'un bloc d'effacement : 12/12/2021 6h-12h.
- Périmètre : les sites ayant participé à toute l'expérimentation, soit 4 786 sites.
- Application du RAS à chaque site.
- Analyse des écarts de calcul affectant les sites afin de montrer les limites de l'usage des courbes du GRD.

3

ANALYSES ET CONCLUSION

Voltalis

RÉSULTATS

L'utilisation des **courbes GRD** amènent à un **comptage moins efficace des effacements.**

Les variations non prévisibles des CNE pour l'OE amènent à opérer des contrôles du réalisé différents sur les deux sources de données.

- La **courbe GRD** contribue à **empêcher la détection d'effacements valides** dans de nombreux cas **en ne satisfaisants pas les critères de modulation.** Le taux de **20% pose problème lorsque la consommation des CNE** masque celle des usages thermiques.
- A l'inverse, l'usage de la **courbe du GRD** amène à **détecter des effacements « fantômes ».**
- Par ailleurs, la **variation des CNE avantage parfois l'OE** en augmentant artificiellement le volume effacé. Ces deux éléments tendent à expliquer le volume global d'effacement plus élevé en utilisant les courbes GRD.

L'utilisation des courbes GRD entraine des écarts de marchés pour l'OE (avec une forte variation en fonction de l'heure de la journée)

Voltalis

Rôle du compteur GRD / Linky

Contrôle de cohérence avec les données de sous-mesure

La France a la chance d'avoir un déploiement presque complet d'un compteur de mesure qu'est le Linky

Le Linky doit donc permettre des contrôles de cohérence afin de détecter des anomalies graves.

Par exemple: on pourrait regarder la moyenne annuelle des delta de Puissance vue par Linky et la comparer avec celle vue par la sous-mesure:

- Si écart inférieur à 8% : aucune action
- Si écart supérieur à 8% : Contrôles renforcés et arrêt de l'utilisation de la sous-mesure jusqu'à justification des écarts

Le compteur GRD a un rôle d'audit / contrôle de cohérence par rapport à la sous-mesure

Voltalis

MERCI DE VOTRE ATTENTION

Voltalis

www.voltalis.com

Le réseau de transport d'électricité

Merci !

Date du prochain GT : 28 mars 2023

Copyright RTE – 2021. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)