

Fiche produit 1 : Peak reduction

1) Contexte

2) Description du produit

- 2.1) Qui peut participer ?
- 2.2) Appels d'offre
- 2.3) Zones
- 2.4) Calendrier et activations
- 2.5) Attribution du marché
- 2.6) Structure de prix et évaluation de la performance
- 2.7) Echange de données
- 2.8) Informations complémentaires

3) Contacts

1) Contexte

Dans un contexte de transition énergétique marqué par l'essor des énergies renouvelables décentralisées, l'électrification des usages et l'évolution des comportements de consommation, les réseaux de distribution sont soumis à des contraintes croissantes. Pour un Gestionnaire de Réseau de Distribution (GRD), ces évolutions se traduisent notamment par une augmentation des pointes de demande au niveau du réseau/du poste haute tension, pouvant générer des situations de congestion lors du prélèvement d'électricité.

Afin de garantir la sécurité, la fiabilité et l'efficacité économique du système électrique, il devient essentiel de mettre en place des solutions de marché innovantes permettant d'optimiser l'exploitation du réseau sans recourir uniquement à des investissements lourds dans le renforcement des infrastructures.

Le produit de flexibilité « Peak Reduction » s'inscrit dans cette logique. Il vise à réduire ou à déplacer temporairement la demande lors des périodes de forte sollicitation du réseau, afin de limiter les congestions et de préserver la qualité de service. Concrètement, il repose sur l'activation de flexibilités locales – qu'il s'agisse d'effacements de consommation, de pilotage de charges, ou encore de production décentralisée – pour lisser les pointes et soulager les sections de réseau concernées.

Ce mécanisme offre un double avantage : pour le GRD, il constitue un outil opérationnel efficace de gestion de la congestion en temps réel ou préventive ; pour les acteurs flexibles, il représente une opportunité de valoriser leur capacité à adapter leur profil de consommation ou de production au bénéfice du système électrique.

Ainsi, le Peak Reduction devient un levier stratégique dans la gestion moderne des réseaux moyenne tension, conciliant sécurité d'alimentation, maîtrise des coûts et accompagnement de la transition énergétique.

Ce document a pour vocation d'expliquer de manière synthétique les caractéristiques de ce service de flexibilité. Il sert donc de référence pour tous les appels d'offre faisant mention de « Peak reduction » dans leur labélisation.

Remarques:

- (1) Cette fiche sera revue et améliorée périodiquement sur la base des retours d'expérience dans sa mise en œuvre, tenant compte également des retours des acteurs de marché.
- (2) Cette fiche détaille le fonctionnement de la « phase 1 » des tests de marché du produit Peak Reduction, qui commenceront dès l'hiver 2026-2027. Une « phase 2 », dans laquelle se distingueront des phases de réservations et d'activations plus dynamiques de la flexibilité, rendue possible par le nouvel ADMS utilisé chez ORES, sera détaillé via une future autre fiche (date exacte encore à confirmer).

2) Description du produit

2.1 Qui peut participer ?

Les participants éligibles pour participer à ce produit sont les fournisseurs de services de flexibilité qui remplissent les conditions suivantes :

Critères administratifs :

- Avoir répondu au marché public d'ORES ainsi qu'avoir complété les divers documents relatifs à la préqualification¹, dont le contrat-cadre GRD-FSP.
- Se créer un compte sur la plateforme de marché Piclo².

En plus des critères mentionnés dans le contrat cadre, certaines conditions propres au produit « Peak reduction » sont mentionnées ci-dessous :

Technologie : tout asset, qu'il soit en moyenne ou basse tension, capable de produire de l'énergie / de diminuer sa consommation d'énergie aux périodes demandées (principe « technology neutral »). Pour tout actif connecté au réseau basse tension, obligation d'avoir un compteur communicant avec relevé de la courbe de charge, transmise vers le marché (régime de comptage 3).

Capacité minimale : L'offre remise par le FSP doit garantir un **minimum de 100 kW** de disponibilité (bid size). Il n'y a pas de limitations en capacité sur les assets utilisés pour constituer cette offre ; seul le portfolio total doit atteindre ce minimum de 100kW.

Critère géographique : Les assets utilisés pour rendre la flexibilité doivent être raccordés sur le réseau d'ORES. Dans le cadre d'un appel d'offre pour rendre un service de flexibilité locale, ces assets doivent se situer dans une zone prédéfinie par ORES (voir ci-après point 2.3).

En cas de futur investissement : les bids réalisés avec des assets qui ne sont pas encore raccordés sur le réseau ORES au moment de l'offre sont acceptés et peuvent remporter un marché, tant que ceux-ci sont disponibles au moment où le service de Peak Reduction doit être procuré (généralement plusieurs mois plus tard). En cas de non-disponibilités ou de retard, des réductions de rémunérations peuvent être encourues (voir ci-après point 2.6). Les services de flexibilité rendus dans le cadre de ce produit ne sont, à l'heure actuelle, pas un argument permettant à un nouvel asset ou un nouvel URD de voir son dossier de demande de connexion au réseau devenir prioritaire – en d'autres mots, cela ne permet pas de déroger à la règle du FIFO (first in, first out) pour les utilisateurs en attente de connexion.

2.2 Appels d'offre

Les appels d'offre relatifs au produit Peak reduction sont publiés par ORES sur la plateforme Piclo de manière ponctuelle. Cette publication est toujours annoncée plusieurs mois à l'avance et laisse ensuite un temps suffisant pour permettre aux FSPs de soumettre une offre et sont consultables par tous les FSP enregistrés sur la plateforme.

¹ [BOSA - eProcurement](#)

² [The Marketplace for Energy Flexibility | Piclo](#)

Conformément à l'article 38 du futur Network Code Demand Response³ (NCDR), les informations suivantes sont partagées dans ces appels d'offre :

- (a) Fenêtre de disponibilité
- (b) Période de préparation
- (d) Temps d'activation complet du service de flexibilité
- (e) Période de validité du contrat de service
- **(f) Mode d'activation**
- (g) Emplacement
- (h) Quantités minimales et maximales (en puissance et en énergie)
- (i) Période de désactivation
- (j) Durée minimale et maximale
- (k) Temps de récupération ou durée minimale entre la fin de la période de désactivation et l'activation suivante
- **(l) Direction d'activation**
- **(m) Divisibilité**
- **(n) Normes pertinentes pour l'échange de données**

En plus de ces informations obligatoires, ORES partagera également pour chaque appel d'offre :

- Le prix indicatif qu'ORES est prêt à payer. ORES peut donc théoriquement accepter une offre dépassant ce prix indicatif.
- Une série d'informations complémentaires, si besoin (voir point 2.8).

On note l'absence du point (c) Ramping period (période de « lancement ») : celle-ci n'est en effet pas prise en compte dans le design de ce produit de flexibilité et l'évaluation de la performance.

Certaines caractéristiques (surlignées en gras ci-dessus), identiques pour chaque appel d'offre « Peak reduction », sont décrites plus en détails dans les prochains paragraphes de ce document.

2.3 Zones

Chaque appel d'offre correspond à un besoin en flexibilité relatif à un asset du réseau d'ORES. Les informations suivantes sont donc fournies dans chaque appel d'offre :

- Ville
- Province
- Carte schématique couvrant la zone considérée pour l'achat d'un service

Les zones correspondant aux besoins de flexibilité sont représentées sur une carte de la Wallonie sous forme de polygones. Lors de l'enregistrement d'un asset pouvant fournir un service, l'opérateur de plateforme et ORES vérifient chacun l'éligibilité « géographique » de l'asset via la méthode de Shapefile, puis via un matching avec l'ensemble des EAN correspondant à ce poste dans les bases de données d'ORES.

³ [ACER Recommendation 01-2025_DR_NC-Annex1_Amended_DR_NC.pdf](#)

2.4 Calendrier et activations

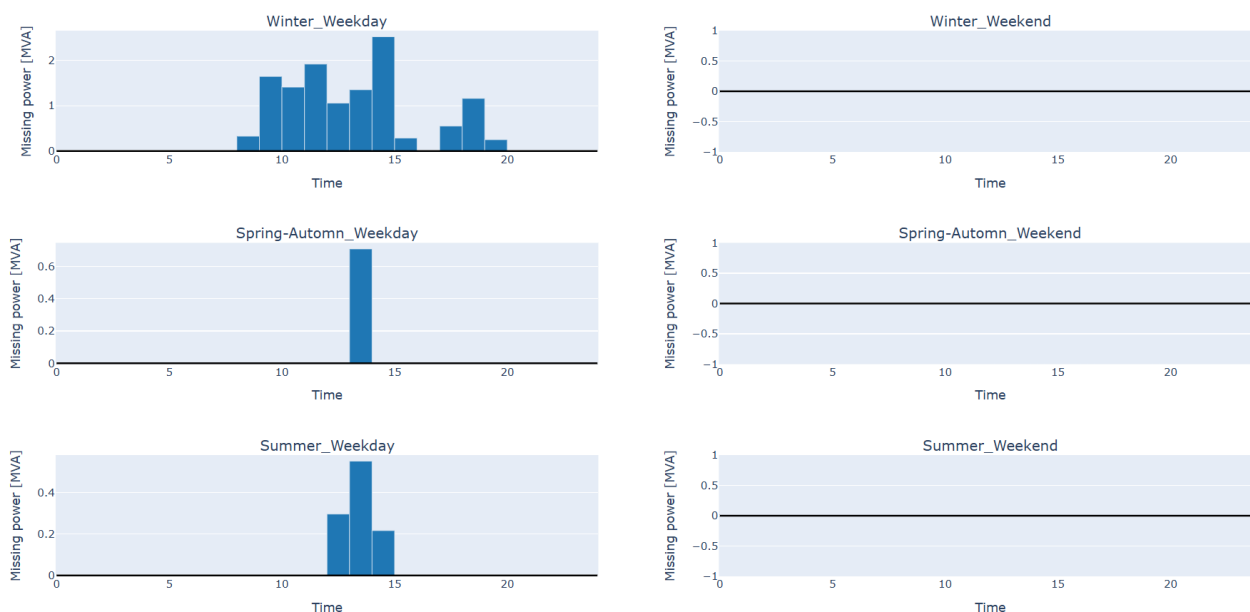
Calendrier du besoin en flexibilité

Pour chaque appel d'offre, un calendrier est déterminé en fonction du besoin technique d'une poche réseau. Le calendrier se présente de la manière suivante (l'exemple ci-dessous est fictif) :

Saison	Mois considérés	Type de jour	Plages horaires à couvrir
Hiver	01 ;02 ;11 ;12	Semaines	08 :00 -> 18 :00
		Week-ends et jours fériés	Pas de besoin
Intersaison	03 ;04 ;09 ;10	Semaines	09 :00 -> 17 :00
		Week-ends et jours fériés	Pas de besoin
Eté	05 ;06 ;07 ;08	Semaines	10 :00 -> 17 :00
		Week-ends et jours fériés	Pas de besoin

6 sous-catégories sont donc considérées, en fonction de la **saison** (hiver, intersaison et été) et du **type de jour** (jour ouvré ou week-end/jour férié).

Pour chacune de ces sous-catégories, un besoin constant en flexibilité est fixé par un graphique ressemblant aux suivants :



Le service doit pouvoir être activé à sa pleine capacité annoncée, en permanence, pour les périodes définies par le contrat liant l'offre et l'appel d'offre au prix déterminé (pendant minimum 1h sur la journée, pour tous les jours ouvrés ou fériés sur une période de minimum 1 mois). Le calendrier remis identifie les besoins en flexibilité pour le réseau sur une «saison» (correspond généralement à une période de 3 mois) et est applicable pour 2 années consécutives. Il est possible de faire offre (bid) pour chaque mois durant cette période : chaque mois représente donc une « compétition » (voir l'exemple décrit en page suivante).

Durée du contrat de service

Le contrat est valable pour un an avec reconduction tacite l'année qui suit, avec possibilité de résiliation (coté FSP) pour la deuxième année si un préavis est signifié au minimum 6 mois avant cette seconde période d'activation de flexibilité.

Exemple concret de procédure de marché :

Le FSP Y a fait une offre pour réduire sa consommation pendant 3 mois, de décembre à février. Le FSP Z a fait une meilleure offre uniquement pour le mois de janvier. Dans ce cas, le FSP Y se voit attribuer le marché pour décembre et février 2027 et 2028, alors que le FSP Z devra procurer son service en janvier 2027 et 2028.

Si le FSP Z rétracte son offre pour janvier 2028, c'est alors le FSP Y qui reprend sa place, avec les conditions du bid initialement introduit en 2026.

Mode et direction d'activation

Le mode d'activation est manuel. Cela signifie qu'une fois la procédure de marché et le contrat de service validé, le FSP détient la responsabilité d'activer le service durant les heures souhaitées. Un mail de rappel sera toutefois envoyé une semaine avant la fourniture du service.

Dans la mesure du possible, un test d'activation et de mesure est réalisé 1 mois avant la procuration du service de flexibilité contracté. Une notification de rappel est également envoyée une semaine avant ce test.

La direction d'activation pour ce produit consiste toujours en une **diminution de la charge** (appelé aussi « effacement de la consommation ») OU **augmentation de la production** (ou de « l'injection »).

2.5 Attribution du marché

Une fois que le FSP a introduit une offre sur la plateforme, en s'assurant que celle-ci contienne toutes les infos nécessaires, le GRD doit attribuer le marché au(x) meilleur(s) offreur(s). Cette sélection s'effectue sur base des mécanismes d'enchères et des critères suivants :

Mécanismes d'enchères

- Pay-as-bid : Le principe du "pay-as-bid" (paiement au prix de l'offre) signifie que les soumissionnaires retenus dans le cadre d'une enchère reçoivent le prix exact qu'ils ont proposé dans leur offre, par opposition à un prix unique fixé par le marché (comme dans le modèle "pay-as-clear")
- Divisibilité : le nombre de FSP pouvant être attribués à un marché est théoriquement limité par la quantité de puissance demandée par ORES et le bid minimum accepté, à savoir 100kW. Le maximum de FSP (ou bids) théorique sur un même marché est donc égal à : besoin en MW / 100 kW.

Critères de sélection

- *L'offre au prix le plus bas est retenue en priorité.*
- Dans le cas où deux offres proposent un prix identique, l'offre pouvant procurer le plus grand volume de flexibilité (calculé en MW * le nombre d'heures où le service est procuré sur l'entièreté de la saison). Ce critère a pour objectif la simplification et la minimisation des démarches administratives pour le GRD, en réduisant le nombre d'acteurs avec qui il devra traiter.
- Si les deux premiers critères n'ont pas pu départager les offres, celle possédant l'empreinte carbone la plus faible est préférée. Pour cela, le tableau suivant donne un classement des solutions prioritaires :

Technologie	Priorité (1= la plus prioritaire)
Effacement de consommation ou injection d'énergie « verte » (éolienne/solaire)	1
Injection d'énergie BESS	2
Injection d'énergie turbine gaz	3
Injection d'énergie groupe électrogène (diesel)	4

- S'il n'est toujours pas possible de distinguer les offres, ORES se réserve la possibilité de décider sur base d'autres critères et de justifier sa décision auprès des offreurs sur base de ces nouveaux critères.
- La composition finale du portefeuille de FSP désigné pour fournir le service de flexibilité dans une zone donnée est composé par ORES sur base des critères précédents. Cette composition est justifiée (sur demande) sur base de critères économiques et techniques démontrables.

2.6 Structure de prix et évaluation de la performance

Pour chaque appel d'offre émis par ORES, un **prix indicatif** (€/MWh) est défini. Le prix indicatif est une valeur de référence communiquée par le pouvoir adjudicateur à titre purement informatif. Il vise à donner aux opérateurs économiques une indication sur l'ordre de grandeur budgétaire ou les attentes financières du marché, afin de faciliter la compréhension du besoin et la structuration des offres.

Ce prix n'a **aucune valeur contraignante** : il ne constitue ni un prix plafond, ni un engagement de dépense, ni un critère d'exclusion automatique. Les soumissionnaires restent libres de proposer un prix différent. Inversement, ORES détient la possibilité de ne pas attribuer le marché.

On ne distingue, pour cette « phase 1 » des tests de marché, pas de séparation entre prix de réservation et prix d'activation. On considère en effet que toute la capacité/énergie contractualisée doit être fournie en permanence durant les heures (ainsi que dans chaque quart d'heure pour ces périodes) prévues par le calendrier imposé.

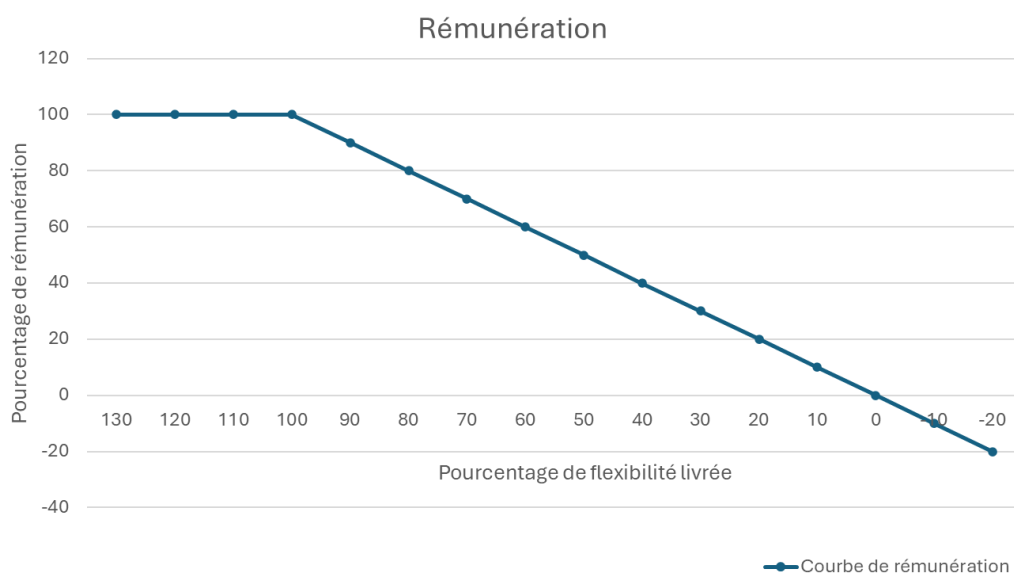
Rémunération : une fois le service rendu, le FSP est rémunéré ex-post en proportion du volume de flexibilité qu'il a fourni (« volume fourni » Qf) par rapport au volume défini dans le contrat (« volume contracté », Qd). Ceci se traduit par la formule suivante

$$\text{Rémunération (€)} = \sum \text{Min} (P \cdot Q_d ; P \cdot Q_f)$$

Où :

- $\sum$ = somme des quarts d'heures pour lesquels un contrat est établi entre le GRD et le FSP
- P = prix contractualisé pour la fourniture du service de flexibilité (€/MWh)
- Qd = volume contracté, tel que défini dans le contrat (MWh)
- Qf = volume fourni (quantité d'énergie fournie). Qf est défini par la différence entre les données mesurées et la baseline (ce que l'asset injecterait/prélèverait sans activation).

En cas de livraison de flexibilité dans le sens opposé au contrat pour une période donnée, le Qf est négatif. En conséquence, la rémunération sera elle aussi négative (voir formule ci-dessus) ; cela implique que le FSP rémunère ORES pour cette période.



Le volume fourni (Qf) est calculé selon les méthodes de baseline définies ci-après.

Evaluation de la performance

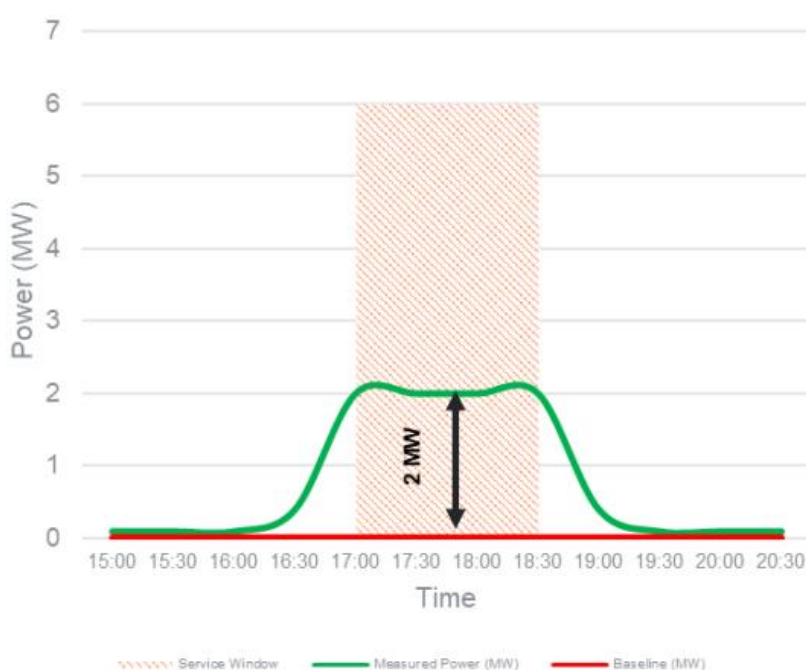
L'acteur de marché qui propose le service de prévention des congestions à un point de raccordement existant le fait par rapport à un niveau de puissance de référence. Cette puissance de référence est appelée la baseline. Celle-ci est importante pour vérifier que le service a bien été correctement livré.

Différentes méthodes de calcul sont prévues pour mesurer le service rendu (Q_f) par rapport à cette baseline en fonction de la nature du bid initial (type de technologie, etc). Nous en distinguons 4, qui sont expliquées une à une ci-après.

a) Dans le cadre d'une augmentation de l'injection (BESS inclus)

Méthode de calcul : « Zero baseline »

Définition : La consommation ou la production d'énergie de référence (baseline) est fixée à zéro, ce qui signifie qu'aucune utilisation ou production d'énergie n'est supposée en l'absence de l'événement d'activation.



Formule appliquée : sur un quart d'heure t , le montant Q_f^t fourni est égal au montant Q^{it} (quantité injectée) mesuré au point de livraison du service, c'est-à-dire au niveau du compteur.

Donc : si $Q^{it} \geq Q_d$, le FSP est rémunéré 100% de son contrat pour ce quart d'heure : $Q_f^t = Q_d$

si $Q^{it} < Q_d$, le FSP est rémunéré au pro-rata de ce qu'il a fourni pour ce quart d'heure : $Q_f^t = Q^{it}$

b) Dans le cadre d'une réduction de la consommation, ou effacement pour un point de livraison déjà raccordé sur le réseau, avec un historique de consommation d'au moins 1 an

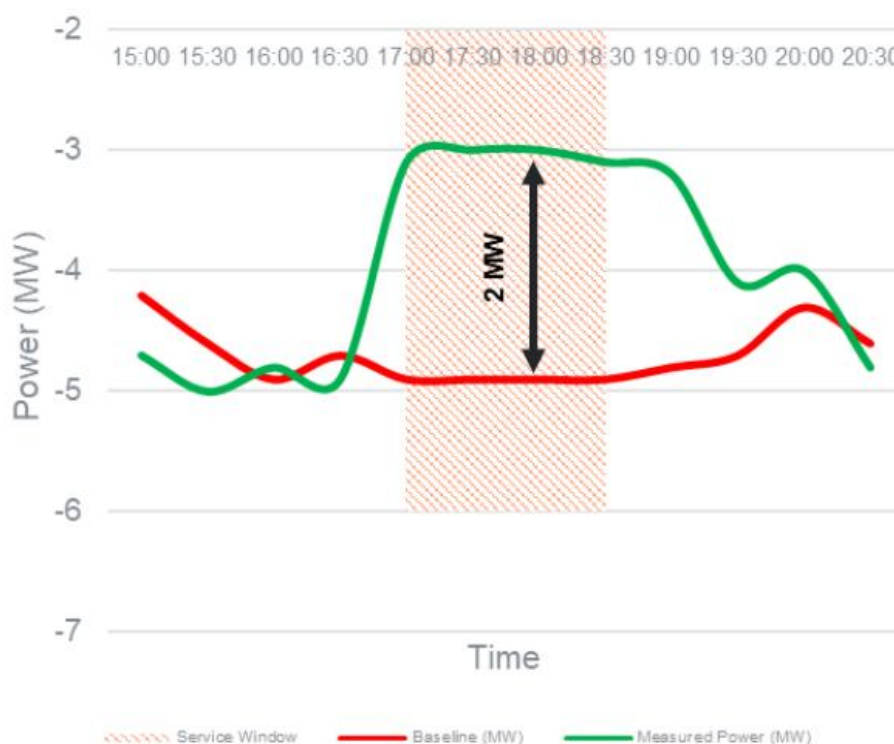
Méthode de calcul : « Fixed reference »

Définition : Utilisation d'un profil journalier fixe dérivé du comportement énergétique observé d'un groupe représentatif d'utilisateur, représentant le fonctionnement normal ou le scénario de planification d'un GRD.

Pour créer ce profil « attendu dans une situation où aucune flexibilité n'est procurée », le GRD utilise les données historiques à disposition. La période prise en compte pour créer ce profil

correspond à la saison équivalente de l'année précédant le service. Exemple : un service de flexibilité doit être rendu pour l'hiver 2026-2027 ; le profil « fixed reference » estimé par ORES se basera sur les données de ce point de raccordement durant l'hiver 2025-2026.

Une fois le profil estimé par ORES, il est partagé avec le FSP avant la fourniture du service afin que celui-ci en ait connaissance et puisse demander des explications supplémentaires ou contester le calcul.



Formule appliquée : Pour la création du profil : le percentile 80 de l'ensemble des quarts d'heure de la période de référence sont conservés, puis la moyenne est mesurée pour chaque quart d'heure d'une journée, permettant de construire une courbe de consommation attendue sur la saison (un seul jour représentatif).

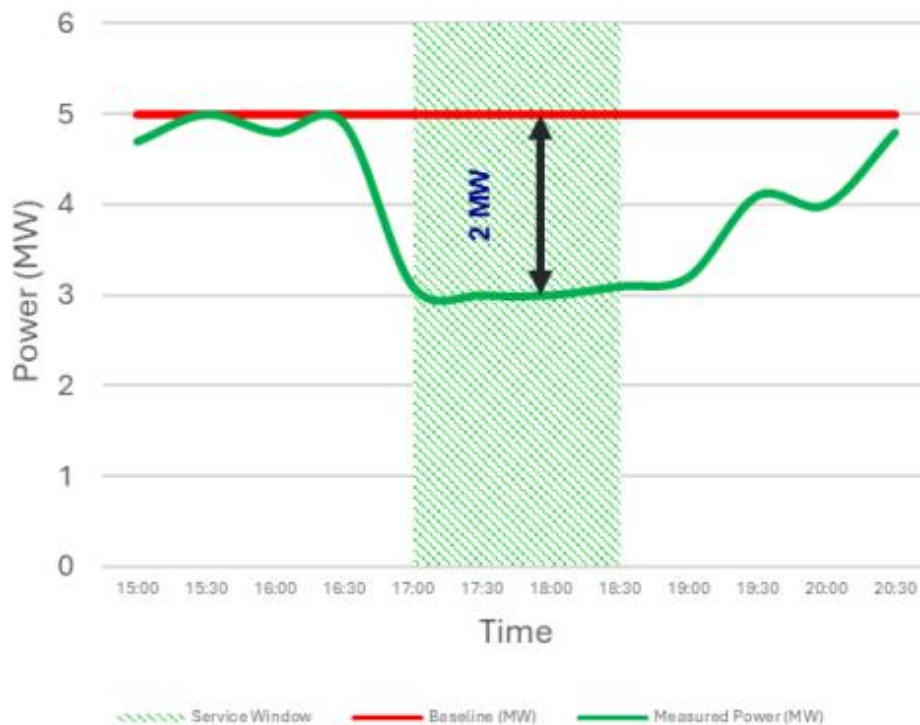
Pour l'évaluation de la performance : sur un quart d'heure t , le montant Q^f fourni est égal au montant Q^{et} (consommation « effacée ») mesuré au point de livraison du service. Ce montant est calculé tel que $Q^{et} = Q^{bt} - Q^{ot}$, où Q^{bt} correspond à la consommation attendue par le profil fixé (baseline) et Q^{ot} correspond à la consommation observée.

Donc : si $Q^{et} \geq Q_d$, le FSP est rémunéré 100% de son contrat pour ce quart d'heure : $Q^f = Q_d$
 si $Q^{et} < Q_d$, le FSP est rémunéré au pro-rata de ce qu'il a fourni pour ce quart d'heure :
 $Q^f = Q^{et}$

c) Effacement de la consommation pour un client récemment/bientôt raccordé sur le réseau, avec historique de consommation réduit (moins de 1 an)

Méthode de calcul choisie : « Power cap », qui est un dérivé de « Fixed reference », où le profil imposé est ici simplifié sous forme d'une ligne horizontale.

Définition : Suppose que l'utilisateur fonctionne à pleine capacité nominale (contractuelle ou annoncée) durant l'événement de flexibilité, indépendamment des conditions opérationnelles réelles. Une puissance « plafond » est alors imposée à l'utilisateur et celui-ci est rémunéré tant qu'il ne la dépasse pas. En revanche, il paie pour chaque quart d'heure dans lequel il dépasse cette limite.



Formule appliquée : Pour la création du plafond : ORES situe la baseline de l'utilisateur sur base des informations à disposition, à savoir (1) la puissance de raccordement, (2) les termes du contrat de raccordement, stipulant par exemple déjà une certaine flexibilité imposée et (3) une connaissance du comportement attendu du futur utilisateur (exemple : la puissance de raccordement est de 15 MW, mais l'utilisateur a annoncé n'utiliser que 8 MW pendant les 5 prochaines années. Sa baseline pendant 5 ans est donc de 8 MW).

Pour l'évaluation de la performance : sur un quart d'heure t , le montant Q^f fourni est égal au montant Q^{et} (consommation « effacée ») mesuré au point de livraison du service. Ce montant est calculé tel que $Q^{et} = Q^{bt} - Q^{ot}$, où Q^{bt} correspond à la consommation attendue par le profil fixé (baseline) et Q^{ot} correspond à la consommation observée.

d) Dans le cadre de l'activation d'un portfolio regroupant divers assets, dont au moins 1 sur le réseau basse tension (connexion en dessous de 56 kVA)

Méthode de calcul choisie : « Nomination »

Définition : Utilise un ensemble de valeurs de comptage estimées ou attendues, fourni par le Flexibility Services Provider (FSP), basé sur le fonctionnement prévu ou normal du portfolio / asset en l'absence de tout événement de flexibilité, pour une future fenêtre de disponibilité qui devient ensuite un événement d'utilisation.



Formule appliquée : le profil de référence du portfolio est fourni à l'avance par le FSP. Celui-ci est envoyé à ORES avant la fourniture du service (au plus tard 1 mois précédant la première activation), de manière à ce qu'ORES puisse demander des explications supplémentaires ou contester le calcul. De la même façon, les données de comptage ex-post (mesurées pendant la fourniture du service) sont communiquées par le FSP de manière mensuelle dans les 5 jours suivant le mois d'activation du service. ORES vérifie ces données avant de les valider pour le settlement.

Pour l'évaluation de la performance : sur un quart d'heure t , le montant Q^t fourni est égal au montant Q^{eit} (consommation « effacée » et/ou injection ajoutée) mesuré en comparant le profil de référence aux données de comptage ex-post fournies par le FSP. Ce montant est calculé tel que $Q^{eit} = Q^{bt} - Q^{ot}$, où Q^{bt} correspond au profil attendu et Q^{ot} correspond au profil observé.

Tableau récapitulatif des méthodes de baseline :

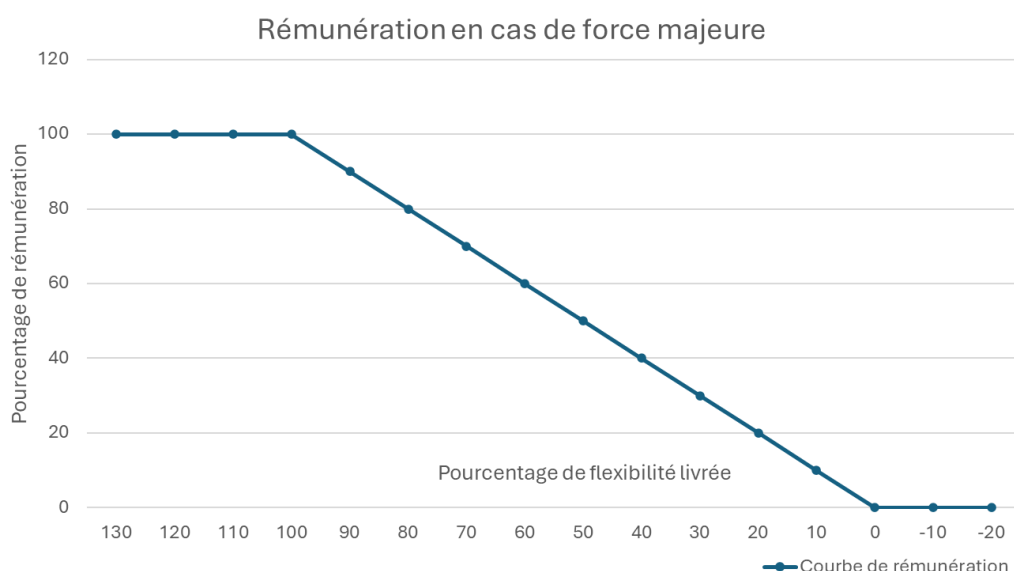
Type de service	Méthode de baseline
a) Augmentation de l'injection	Zero baseline (mesure au compteur des MWh injectés)
b) Effacement – avec données historiques suffisantes	Fixed reference (profil représentatif fourni par ORES)
c) Effacement – sans données historiques suffisantes	Power cap (fixed reference simplifié fourni par ORES)

d) Portfolio d'asset incluant un/des asset(s) basse tension	Nomination (profil représentatif fourni par le FSP)
---	---

Force majeure

La force majeure se caractérise par son caractère imprévisible, inévitable et indépendant de la volonté du FSP. Les catastrophes naturelles, décisions publiques et défaillances externes entrent dans ce contexte. Les autres situations qui pourraient, d'après le FSP, être considérées comme forces majeures seront analysées au cas par cas par Ores, sur base d'éléments fournis par le FSP.

En cas de force majeure pour la livraison de flexibilité par un FSP, la courbe de rémunération décrite dans cette section reste valide, à l'exception qu'il n'y a pas de « rémunération négative » en cas de livraison dans la direction opposée.



2.7 Echanges de données

Les flux de données suivants sont nécessaires au fonctionnement du produit Peak reduction :

- Données réseaux ORES** partagées sur la plateforme Piclo pour définir la cartographie du réseau, les volumes de flexibilité demandés et les zones sur lesquelles sont lancés les appels d'offre pour subvenir aux problèmes de congestion.
- Données FSP émises lors de l'offre** pour un service de flexibilité sur la plateforme Piclo : **(1)** pour enregistrer et localiser un asset⁴ ou portfolio puis **(2)** introduire un bid qui définit le volume procuré, les périodes, le prix proposé pour le service.
- Relevé des données de comptage par ORES (baseline a, b et c) :** ORES collecte les données au niveau du compteur (identifié par un EAN) pour réaliser l'évaluation du service (en fonction de la méthode de baseline choisie et avec l'aide de l'algorithme de la plateforme

⁴ Les informations minimales à fournir sont : numéro de compteur EAN, direction(s), capacité de raccordement, adresse (localisation exacte), type d'asset

Piclo) et établir un bon de commande qui est envoyé au FSP. Celui-ci peut vérifier/corriger ou contester ce bon de commande si les calculs obtenus chez eux mènent à un montant différent. Si les données sont vérifiées, la facture peut alors être envoyée chez ORES (voir ce que stipule le contrat cadre à ce sujet).

- d) Partage des données dans le cadre de la méthode de nomination (baseline d) :** les profils sont communiqués vers ORES par e-mail au plus tard 1 mois avant la fourniture du service. ORES remet son accord (ou ses éventuelles remarques) sur ces profils au plus tard deux semaines avant la fourniture du service, laissant une semaine au FSP pour les corriger ou les justifier. Les données de comptage ex-post mesurée par le FSP sont directement introduites dans la plateforme Piclo dans un délai de maximum 5 jours après le dernier jour du mois pendant lequel le service a été fourni.

2.8 Informations complémentaires

Diverses informations complémentaires spécifiques aux appels d'offre peuvent être demandées à ORES ou à l'opérateur de plateforme par e-mail (voir chapitre suivant « Contacts »).

Par exemple, la capacité disponible au niveau du poste pour recharger les dispositifs de stockage qui rendent les services de flexibilité⁵ (voir exemple fictif ci-dessous) peut être estimé et transmis à la demande d'un FSP souhaitant remettre une offre.

Saison	Mois considérés	Type de jour	Heures possibles	Puissance (MW)
Hiver	01 ;02 ;11 ;12	Semaines	00 :00 -> 06:00	5
			06 :00 ->08 :00	1
			08 :00 ->22 :00	0
			22 :00 ->00 :00	2
		Week-ends et jours fériés	00 :00 -> 06:00	6
			06 :00 ->08 :00	4
			08 :00 ->22 :00	2
			22 :00 ->00 :00	4
Intersaison	03 ;04 ;09 ;10	Semaines	00 :00 -> 06:00	7
			06 :00 ->08 :00	4
			08 :00 ->22 :00	0
			22 :00 ->00 :00	4
		Week-ends et jours fériés	00 :00 -> 06:00	7
			06 :00 ->10 :00	4
			10 :00 ->20 :00	1
			20 :00 ->00 :00	4
Eté	05 ;06 ;07 ;08	Semaines	00 :00 -> 06:00	7
			06 :00 ->08 :00	4
			08 :00 ->22 :00	0
			22 :00 ->00 :00	4
		Week-ends et jours fériés	00 :00 -> 06:00	7
			06 :00 ->10 :00	4
			10 :00 ->20 :00	2
			20 :00 ->00 :00	4

⁵ Les conditions peuvent être amenées à différer en fonction de l'endroit exact du raccordement.

3) Contacts

Pour toutes questions, remarques ou autres retours sur ce document et le design du produit « Peak reduction », merci de contacter en priorité Thomas Buisseret (thomas.buisseret@ores.be). Les autres contacts relatifs au marché de flexibilité commerciale ORES sont donnés ci-dessous.

Charles Masson - Market Relationship Manager (Sujets : Key account manager, Processus de qualification, contrats)

charles.masson@ores.be

Thomas Buisseret - Innovation Coordinator (Sujets : Détails opérationnels, Produits de flexibilité)

thomas.buisseret@ores.be

Qualification team (Sujets : Procédure de qualification)

amelie.felix@ores.be cc ludovic.gohorry@ores.be

Marco Gandolfo - Point de contact chez l'opérateur de plateforme, Piclo : (Key account manager Piclo, détails opérationnels relatifs à la plateforme)

marco.gandolfo@piclo.com