Le réseau
de transport
d'électricité

GT EnR



24 SEPTEMBRE 2026

Copyright RTE – 2026. 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)

Déroulement du GT

Pour le bon déroulement du GT, nous vous demandons de respecter ces quelques règles :



Pour intervenir en cours de GT, lever la main dans Teams et se présenter brièvement (nom, société)



En dehors de vos interventions, couper votre micro

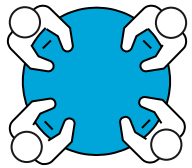


Ne pas connecter d'IA à la réunion (assimilé à un enregistrement sans autorisation)

Merci à tous

Participer aux GT/AT de la CAM ou aux sessions plénières

Pour vous inscrire aux listes de diffusion relatives aux groupes de travail (GT) et aux ateliers techniques (AT) organisés dans le cadre de la Commission Accès au Marché (CAM) du Comité des Clients Utilisateurs du Réseau de Transport d'Electricité (CURTE), ou pour rejoindre la liste de diffusion de la plénière CAM, merci de **faire la demande** uniquement à la BAL suivante :





RTE-CONCERTE-CAM@rte-france.com

et de **préciser** le ou les groupes auxquels vous souhaitez participer :



- ❑ Sessions plénières de la CAM
- ❑ *GT RR-RC*
- ❑ *GT MA*
- ❑ *GT SSY*
- ❑ *GT EnR*
- ❑ *GT RE*
- ❑ *GT Effacement Transverse*
- ❑ *GT Stockage*
- ❑ *GT Interruptibilité*
- ❑ *AT dédiés aux responsables de programmation (RP)*
- ❑ *AT dédiés aux acteurs d'ajustement (AA)*
- ❑ *AT dédiés aux responsables de réserve (RR)*
- ❑ *AT dédiés aux responsables d'équilibre (RE)*
- ❑ *AT dédiés aux GRD et ELD*
- ❑ *AT relatifs aux effacements*

Ordre du jour

A

Actualités

1. Prochain GT ENR
2. Actualités diverses
3. Redéclaration des CT_PROD 1 et 2 en IJ

B

Participation des EnR au MA

1. Suivi de la participation des EnR au MA
2. Qualité de la programmation : premiers résultats sur le RPT

C

Participation des EnR aux SSYf

1. Rappels sur les Services Système fréquence
2. Participation en méthode « P0 variable »



ACTUALITES

Prochain GT EnR

Rappel : Ceci est le dernier GT EnR.

Le suivi de la participation des EnR se fera désormais dans le cadre du GT PROG-MA et via la mise à jour des formulaires par les producteurs.

Actualités diverses

- Les appels au dispatching doivent rester exceptionnels : un ordre qui ne peut pas être exécuté ne doit pas être accepté (situations d'acceptation automatique des ordres puis appel pour finalement refuser).

- Volumes activés sur le MA et les SSY (maille site) : A partir d'octobre/novembre, une nouvelle publication sera disponible sur le Portail Data (API Speed Balancing) et le Portail Services avec les volumes activés sur le MA et les SSY à la maille site. Cette publication est destinée aux RE et AA pour le MA, et aux RE et RR pour les SSY, selon leurs périmètres respectifs.

Redéclaration des CT_PROD 1 et 2 en IJ

(DATE TP_2)

Les redéclarations des CT_PROD1 et 2 sont possibles en IJ depuis le 21 juillet

Elles doivent porter uniquement sur les EDA pour lesquelles des valeurs ont changé depuis la dernière déclaration :

- Inutile de redéclarer les mêmes informations à chaque guichet
- Inutile de redéclarer la totalité des EDA si certaines seulement ont des changements

Même si les redéclarations sont possibles en IJ, les CT_PROD doivent impérativement être envoyés en J-1 avant HLAR.

Les redéclarations de PA et de CT_PROD 1&2 doivent être cohérentes entre elles. Exemple pour les filières éolienne et solaire qui ne programment pas de SSYf :

- Si l'installation produit au-delà du minimum technique :
  - *Pmax = valeur du PA tronqué au MW ;*
  - *Pmin = minimum technique (<PA) ou égal à la valeur du PA tronqué au MW si indisponible à la baisse*
- Si l'installation est au minimum technique**:**
  - *Pmax = valeur estimée de production hors arrêt ou égal à Pmin si indisponible à la hausse ;*
  - *Pmin = valeur du PA tronqué au MW (0 si à l'arrêt)*

B

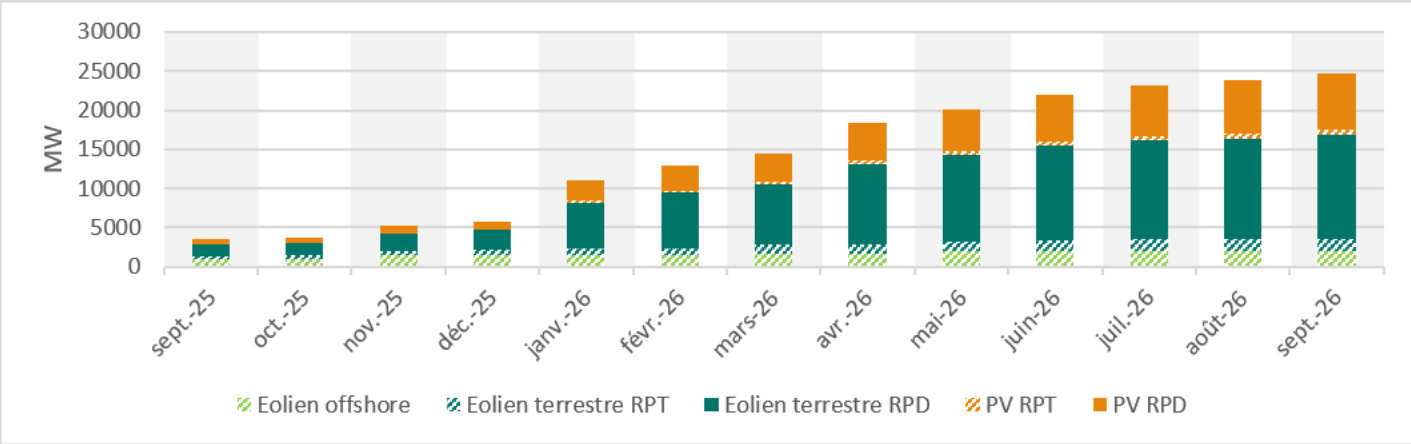
PARTICIPATION DES ENR AU MA

1. Suivi de la participation des EnR au Mécanisme d’Ajustement

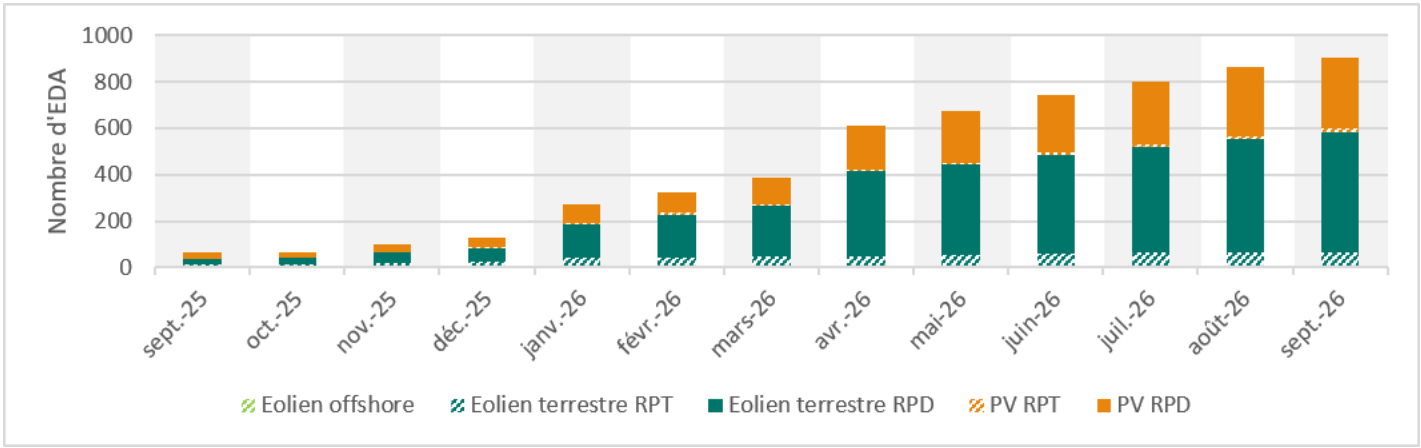
Suivi de la participation des EnR

AU 1ER SEPTEMBRE 2026

Capacité installée des sites éolien/PV participant au MA



Nombre d'EDA de type éolien/PV

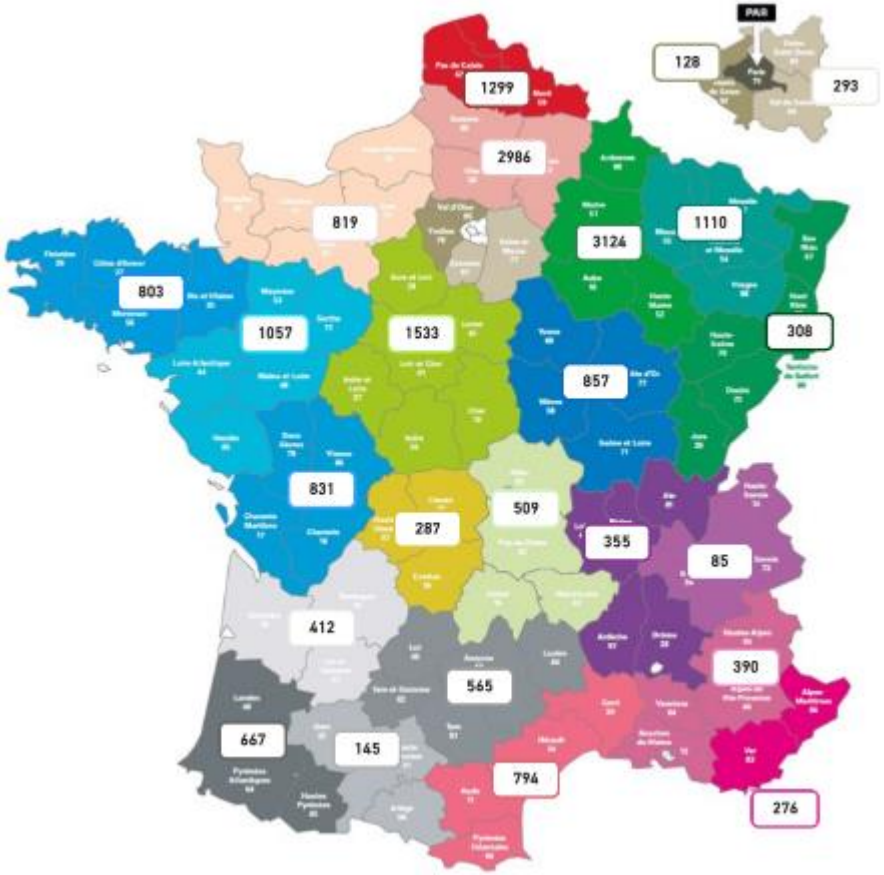


Messages clés

- ✓ Doublement de la capacité installée depuis janvier passant **de 11 GW à** presque **25 GW en septembre 2026.**
- ✓ Augmentation du nombre d'EDA passant **de 270 EDA en janvier à plus de 900 en septembre.**

Suivi des installations ≥ 10 MW participant au MA sur le RPD

Puissance des installations de production ≥ 10MW raccordées à Enedis par Direction Régionale (en MW)

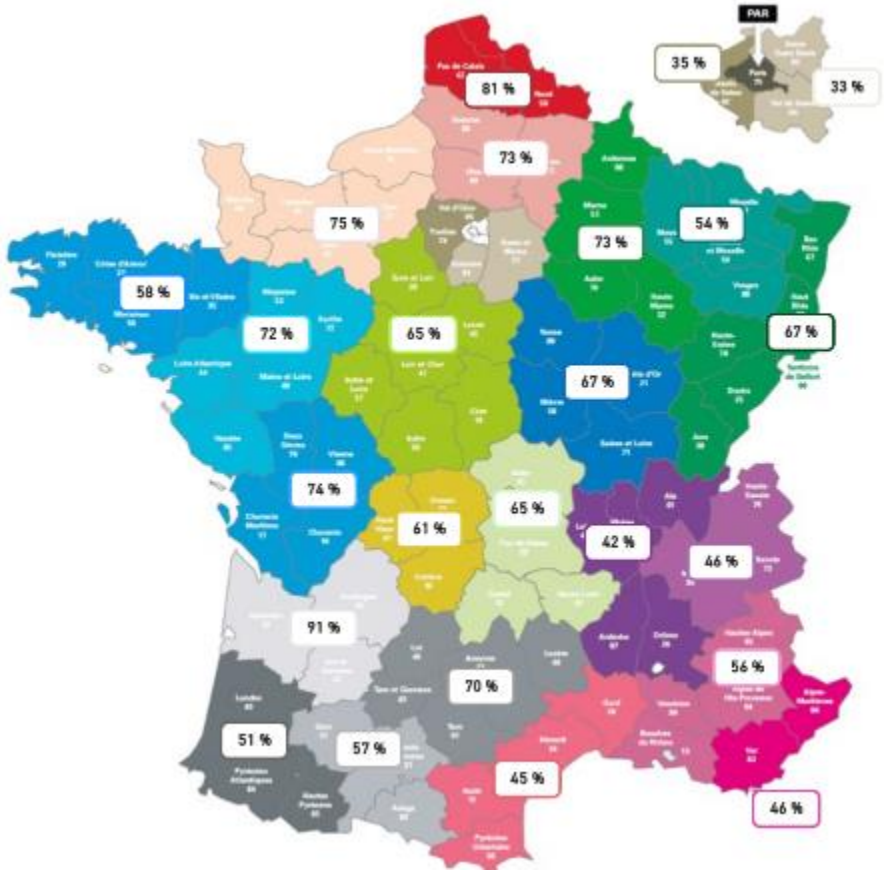


Puissance totale des installations de production (≥ 10MW) raccordées au RPD exploité par Enedis : 19,6 GW

Sur les 19,6 GW de sites de production ≥ 10MW attendus sur le réseau Enedis, participation au mécanisme d'ajustement de 11,8 GW (60% du gisement)

S'y ajoutent 7,4 GW de sites < 10 MW non soumis à l'obligation d'offrir

Part du gisement des sites ≥ 10 MW participant au MA (en %)



Vision sur les périmètres de septembre 2026

Participation des EnR au MA en lien avec le seuil de 10 MW

Part actuelle des sites participant au MA
(rapporté à la capacité installée France)

au 1er janvier 2026

au 1er septembre 2026

Cible de participation au MA par filière *dans le cadre de la loi DDADUE 2*

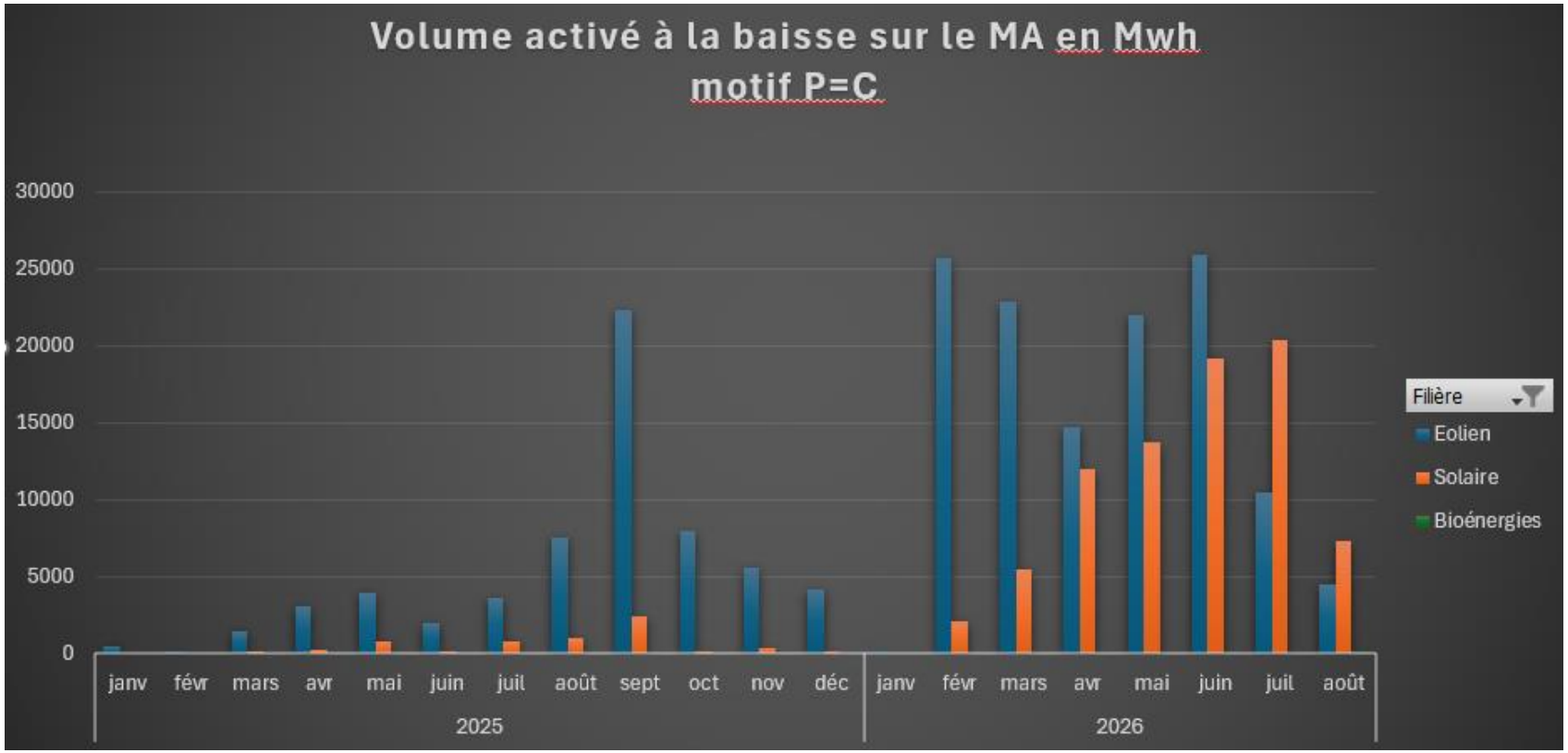
	Eolien offshore	Eolien terrestre RPT	Eolien RPD	PV RPT	PV RPD
au 1er janvier 2026	84 %	42%	27 %	31 %	10 %
au 1er septembre 2026	85 %	84%	61%	75%	24* %
Cible de participation au MA par filière dans le cadre de la loi DDADUE 2	100 %	90 %	71 %	92 %	13 %

La cible de participation au MA dans le cadre de la loi DDADUE correspond à la part des sites de production faisant partie d'une installation de production d'une puissance ≥ 10 MW, rapportée à la puissance installée en France

*>1/3 de la capacité installée de PV RPD participant au MA n'est pas concernée par la loi DDADUE 2

Volume d'EnR activé à la baisse (P=C)

DU 1ER JANVIER 2025 AU 31 AOÛT 2026

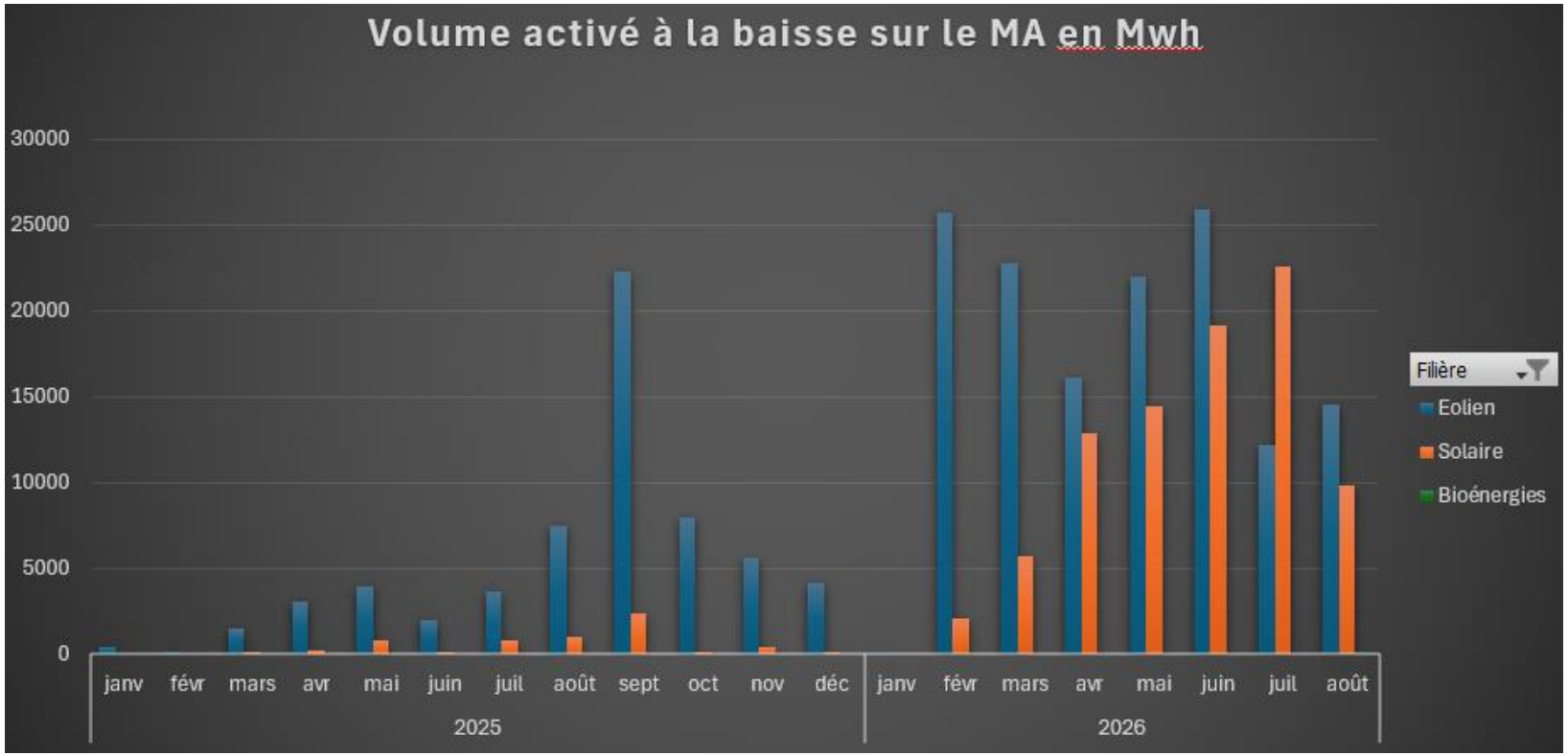


Données au 15 septembre 2026

- ✓ Le mois de juin 2026 a atteint le record de 45 Gwh activés (contre 35 pour le mois de mai).
- ✓ Pour la première fois, en juillet et août, il y a eu plus d'activation sur le solaire que sur l'éolien.
- ✓ 11% des activations à la baisse pour motif P=C sur 2026 concernent des EnR (contre 2% sur 2025), et jusqu'à 19% en juillet.

Volume d'EnR activé à la baisse (tous motifs)

DU 1ER JANVIER 2025 AU 31 AOÛT 2026

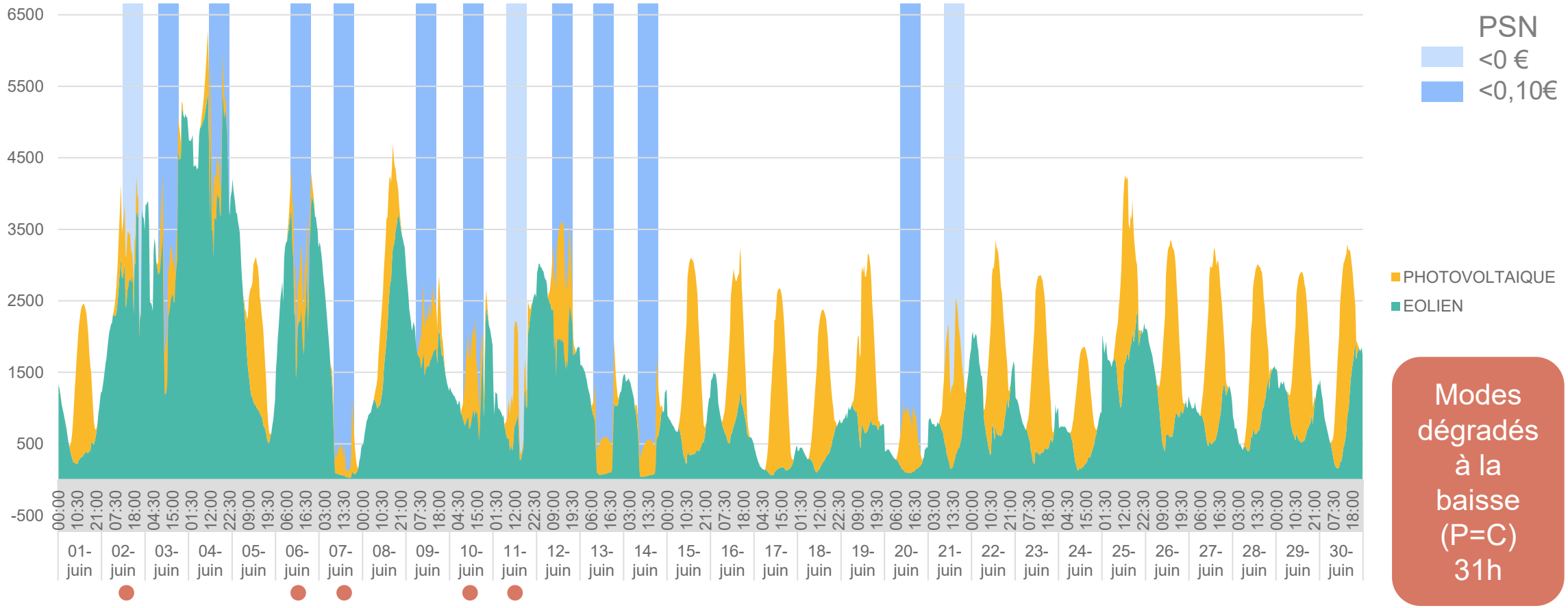


Données au 15 septembre 2026

- ✓ 68 GWh activés en 2025
- ✓ 226 GWh activés sur les 8 premiers mois de 2026.

Volumes ENR offerts sur le MA

JUIN 2026

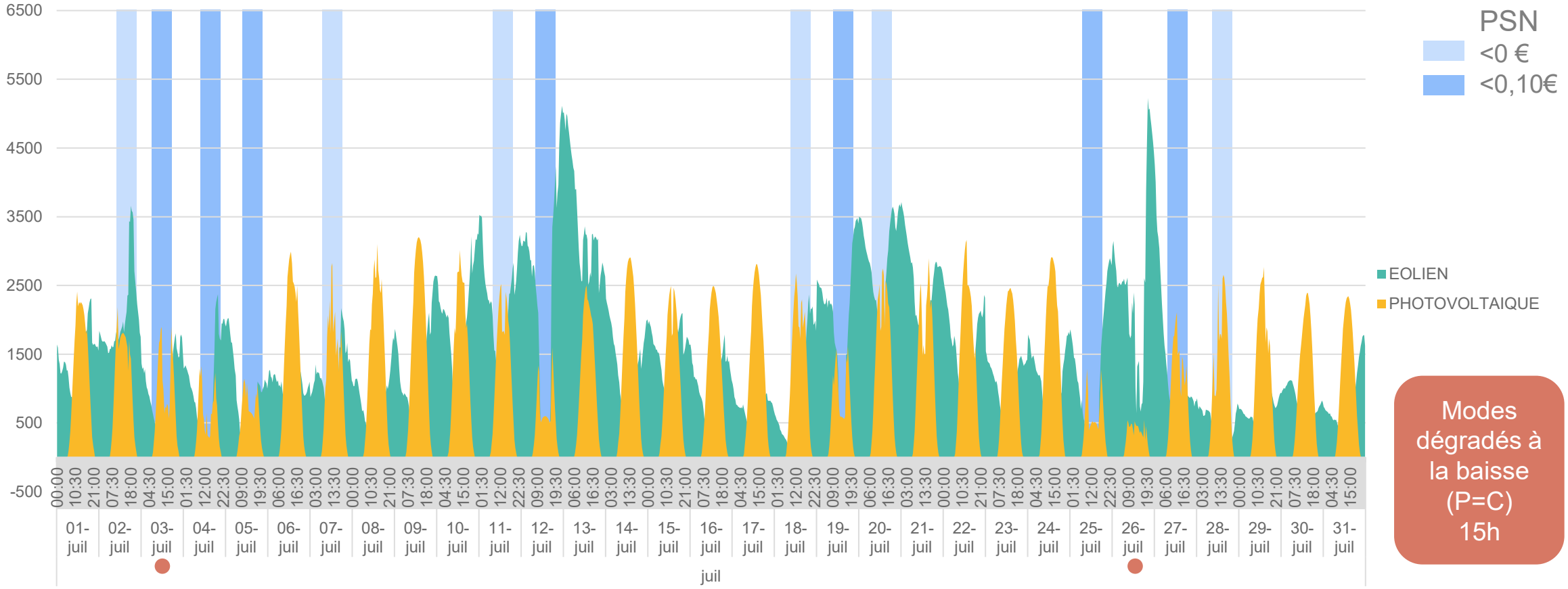


Modes dégradés à la baisse (P=C) 31h

- ✓ Le volume maximum offert a atteint 6,3GW le 4 juin.
- ✓ Sur le reste du mois, le volume maximum disponible oscillait autour de 2-3 GW au maximum de la journée.

Volumes ENR offerts sur le MA

JUILLET 2026

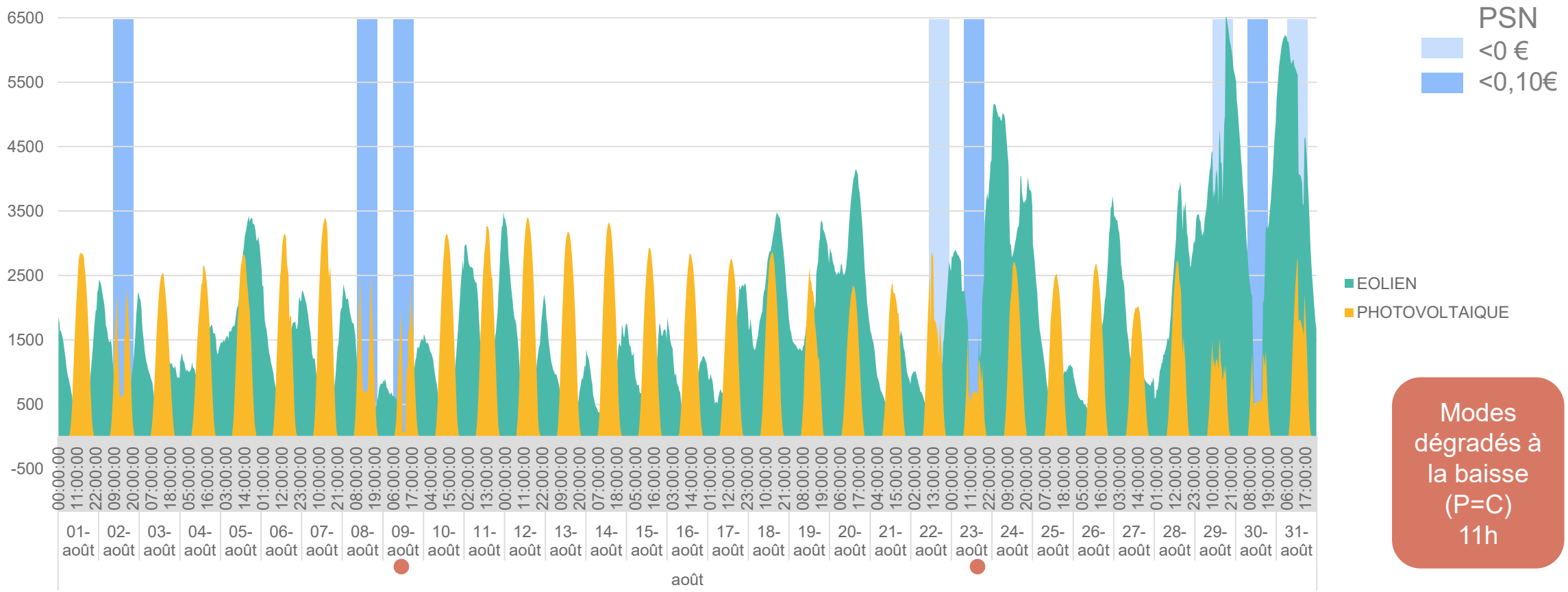


Modes dégradés à la baisse (P=C) 15h

- ✓ Le volume maximum offert a atteint 5,7GW le 13 juillet.
- ✓ Sur le reste du mois, le volume maximum disponible oscillait entre 3 et 4 GW au maximum de la journée.

Volumes ENR offerts sur le MA

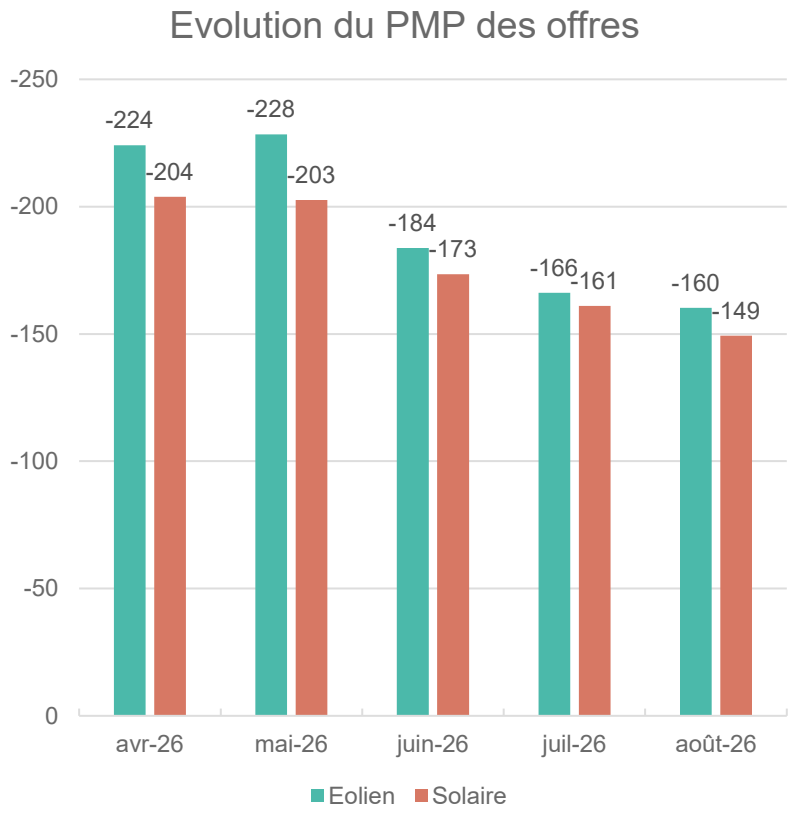
AOÛT 2026

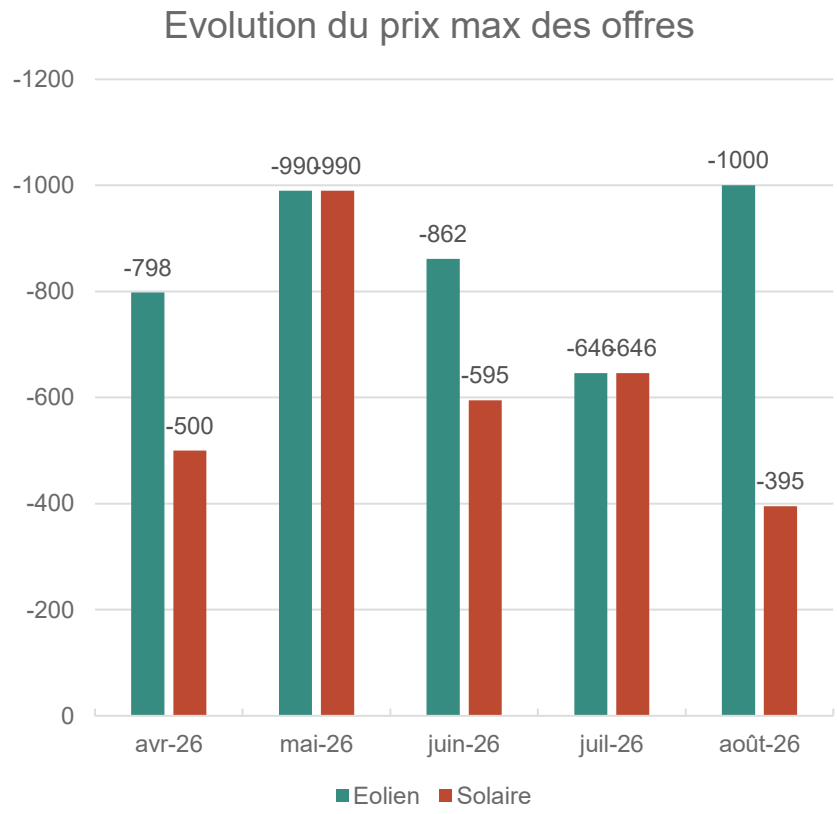


Modes dégradés à la baisse (P=C) 11h

- ✓ Le volume maximum offert a dépassé les 8 GW le 31 août.
- ✓ Sur la moitié du mois, le volume maximum disponible oscillait entre 3 et 4 GW.

Prix des offres





- ✓ On constate entre avril et août une baisse progressive du PMP des offres.
- ✓ Les prix maximum des offres restent toutefois élevés.

Participation des ENR au MA – Formation des prix des offres à la baisse

- D'après l'arrêté du 8 septembre 2025, les actifs renouvelables en complément de rémunération et en obligation d'achat seront rémunérés aux conditions d'achat d'énergie prévues par le contrat pour leur production **corrigée des activations sur le MA**. Il n'y a donc pas lieu d'intégrer dans le prix d'offre des éventuelles pertes de rémunération.

Arrêté du 8 septembre 2025

« Pour l'application du paragraphe III. B de l'article 175 précité, le gestionnaire du réseau public de transport ou de distribution d'électricité communique […] la production affectée au périmètre d'équilibre de l'acheteur au titre de l'installation, incluant le volume d'électricité résultant de la correction d'un écart du périmètre d'équilibre de l'acheteur effectuée pour l'installation. **Cette quantité est corrigée, le cas échéant, exclusivement des volumes d'électricité liés à la participation de l'installation au mécanisme d'ajustement** […], aux services nécessaires au fonctionnement du réseau public de transport […] et aux services de flexibilité [..]. **Cette production corrigée est rémunérée aux conditions d'achat d'énergie prévues par le contrat.**

Pour cela un écart est calculé une fois par an entre cette rémunération et les sommes déjà perçues exclusivement au titre de la facturation mensuelle d'achat de l'énergie non corrigée. Pour la période comprise entre l'entrée en vigueur du paragraphe III. B de l'article 175 précité et le jour précédant la date anniversaire du contrat en 2026, l'écart constaté est facturé **au plus tard le 1er juin 2027**»

- Nous rappelons que la CRE surveille les prix des offres remises par les acteurs sur le mécanisme d'ajustement pour s'assurer de son bon fonctionnement.
- La CRE constate que certaines offres à la baisse sur le MA sont proposées à des prix élevés. Elle contactera certains acteurs du marché au sujet de la formation des prix de leurs offres.

2. Qualité de la programmation : premiers résultats sur le RPT

Rappels sur les indicateurs de qualité de la programmation

Trois indicateurs de qualité de la programmation ont été introduits dans la version 2 des règles de marché harmonisées, afin de quantifier l'écart entre le dernier programme d'appel tracé par RTE (fortuits compris) et la courbe de charge de l'EDP, insensibilisée des énergies SSYf. Les périodes d'activation sur le MA sont également neutralisées.

- L'erreur moyenne absolue (MAE : Mean Absolute Error) → quantifie l'écart en valeur absolue entre le programme et la courbe de charge
- Le biais (MSE : Mean Signed Error) : indique si les écarts entre le programme et la courbe de charge tendent dans un sens ou l'autre
- La racine de l'erreur quadratique (RMSE : Root Mean Square Error) : indique si les écarts sont plutôt ponctuels et importants, ou plus faibles mais constants.

Ces indicateurs sont calculés pour chaque journée et chaque entité. Ils sont normalisés par la puissance moyenne injectée sur la journée.

Ainsi,

- Une MAE de 10% se lit : « le programme d'appel diffère en moyenne de 10% en valeur absolue de la courbe de charge »
- Une MSE de -5% se lit : « en moyenne, le programme d'appel est 5% inférieur au réalisé de la courbe de charge »

Périmètre de l’analyse

Première analyse effectuée à la maille EDA, pour les moyens raccordés au RPT, sur une période s’étendant d’avril 2025 à avril 2026.

Les indicateurs présentés ici sont pondérés par l’énergie injectée (puissance × nombre de pas 5 minutes hors activation MA) → dans les agrégats, une grosse installation pèse mécaniquement plus qu’une petite.

Les absences d’envoi de programme d’appel se caractérisent par une MAE de 100% et une MSE de -100%. Elles relèvent d'un défaut de transmission et non d'une erreur de prévision, et sont exclues des indicateurs de qualité proprement dits (mais comptabilisées à part).

Résultats par filière sur l'année observée

Filière	% énergie	MAE	Biais
Nucléaire	91,6 %	< 5%	[-5% ; +5%]
Hydraulique pilotable	3,1%	< 5%	[-5% ; +5%]
Thermique non renouvelable	2,3 %	< 5%	[-10% ; -5%]
Bioénergies	0,2 %	[10% ; 15%]	[-10% ; -5%]
Hydraulique non pilotable	1,2%	[15% ; 20%]	[-5% ; +5%]
Éolien	1,5 %	[20% ; 25%]	[-5% ; +5%]
Solaire	0,1 %	[30% ; 35%]	[-10% ; -5%]
Ensemble	**100 %**	**4,6 %**	**+1,4 %**

- L'injection sur le RPT est composée à 97% de moyens pilotables, principalement nucléaire.
- Contraste marqué entre les moyens pilotables et les moyens non pilotables
- Parmi les moyens non pilotables, une très forte majorité des EDP ne disposent que d'un programme en J-1, sans redéclaration en IJ constatée → axe d'amélioration possible.
  - RTE tient à remercier les acteurs ayant mis en place un processus de redéclaration en IJ des PA de leurs groupe de production fatale

Défaut de programmation par filière

Filière	Taux d'absence	Taux de journées à P_inj nulle
Bioénergies	**44,1 %**	27,4 %
Thermique non renouvelable	11,2 %	75,3 %
Solaire	10,4 %	1,9 %
Éolien	9,0 %	4,7 %
Hydraulique	5,2 %	20,6 %
Nucléaire	0,3 %	23,8 %

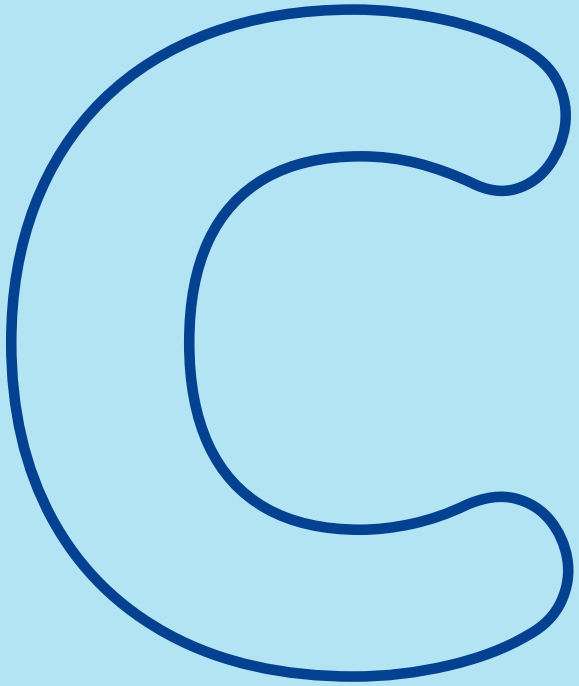
Bioénergies : absence de réception de programme d'appel près d'un jour sur deux

Thermique non renouvelable : moyen de pointe n'injectant pas d'énergie 75% des jours de l'année

Prochaines étapes

- T4 2026 : transmission à chaque RP d'un rapport décrivant les indicateurs de qualité de la programmation pour leurs EDP injection RPT
- T2 2027 : indicateurs disponibles par API (nouvelle API) sur le portail de RTE, pour l'injection et le stockage RPT et RPD et analyse globale de la qualité de la programmation (RPT + RPD)
- T2 2027 : étude de la pertinence d'intégrer un mécanisme de pénalisation de la programmation
- T3 2027 : prise en compte de l'écart de programmation dans le contrôle du réalisé du MA

- RTE remercie les acteurs ayant déjà mis en place un processus d'amélioration de leur programmation.
- RTE réitère la nécessité de disposer d'une programmation de qualité et a mis en place des moyens permettant aux acteurs de redéclarer leur programme régulièrement. RTE invite les acteurs à s'emparer de ces moyens pour améliorer la qualité des programmes transmis.
- A défaut, RTE étudiera l'introduction d'une incitation financière à la qualité de la programmation via un mécanisme de pénalisation.



PARTICIPATION DES ENR AUX SSYF

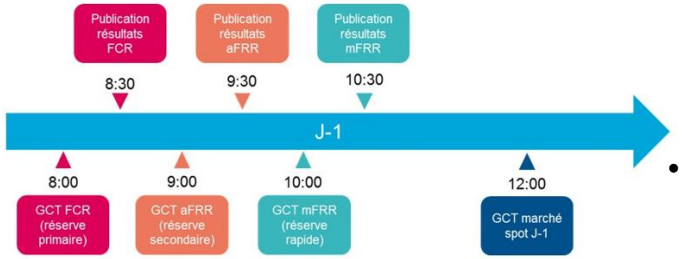
1. Rappels sur les SSYf

Le processus FCR et aFRR actuel

Les étapes :

A l'initialisation et à chaque mise à jour des capacités

- Validation de l'aptitude technique de l'EDR à réaliser les SSYf



Tous les jours en J-1

- FCR : AO Journalier
- aFRR : AO Journalier

Tous les jours en J-1 et en IJ

- Programmation des puissances des EDP (Puissance active + bandes de SSY = quintuplet (P_0; FCRh; FCRb; aFRRh; aFRRb)

Tous les jours

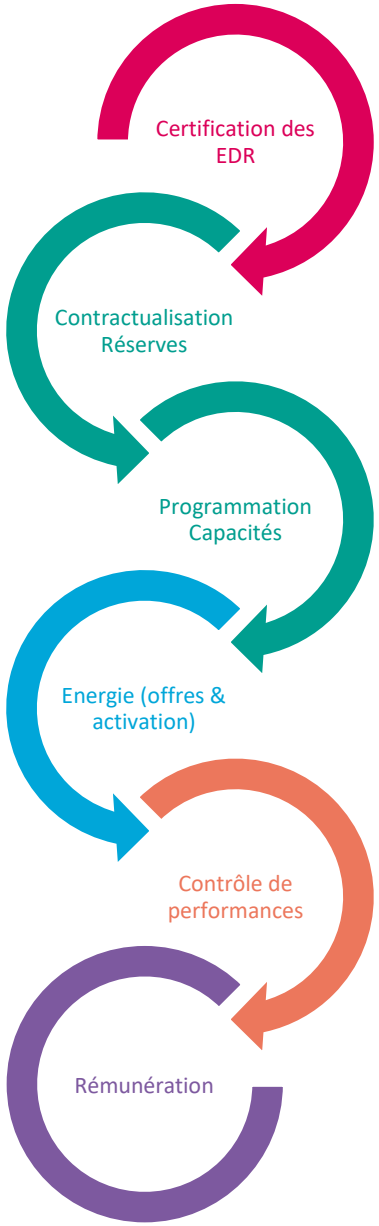
- FCR : activation automatique locale sur l'écart réel de Fréq.
- aFRR : Les acteurs envoient des offres en énergie RTE envoie un niveau Ni propre à l'entité, au pas 4s

Tous les mois

- RTE vérifie les performances de l'EDR

Tous les mois

- Calcul de la rémunération et pénalisations financières



Un exemple pour illustrer :

Dépôt d'un dossier de certification pour 10 MW d'aFRR à la baisse sur l'EDR 1
→ Validation de l'aptitude par RTE

18 septembre 9h :
Dépôt d'une offre en capacité à l'AOJ aFRR de 8 MW baisse entre 10h et 16h.
9h30 : offre retenue, le prix marginal de l'AO est de 30€/MWb/h

18 septembre 16h30 :
Envoi du programme (P0 ; 0 ; 0 ; 0 ; 8) pour l'EDR 1 sur les pas de temps entre 10h et 16h

19 septembre 11h :
En temps réel, le besoin d'aFRR est à la baisse, et l'EDR 1 a un prix attractif → **RTE envoie un signal Ni = -1 pour l'EDR 1 pour un total de 10 MWh entre 10h et 16h.**

En octobre, RTE vérifiera si l'EDR 1 a suivi correctement le niveau Ni en septembre

RTE rémunère les 8 MW b à 8*30*6 = **1440€ et les 10 MWh au prix d'énergie aFRR.**
L'acteur est redevable d'une pénalisation financière s'il programme moins à RTE, ou ne suit pas correctement le Ni

Tableau de synthèse

Services système

Capacité	Réserve primaire FCR	Réserve secondaire aFRR	Réserve rapide mFRR	Réserve complémentaire RR
Volume de capacité contractualisé	486 MW (2024) 516 MW (2025)	500 à 1100 MW	1000 MW hausse 780 MW baisse (à partir du T1 2026)	500 MW hausse
Contractualisation	Appel d'offres Journalier J-1	Appel d'offres Journalier J-1	Appel d'offres Journalier J-1 (+ une partie de la hausse en annuel pour 2025 / trimestriel pour 2026)	Appel d'offres Journalier J-1 (+ une partie en annuel pour 2025 / trimestriel pour 2026)
Prix de rémunération de la capacité	Prix marginal de l'appel d'offres	Prix marginal de l'appel d'offres	Prix marginal de l'appel d'offres	Prix marginal de l'appel d'offres
Energie	**Réserve primaire FCR**	**Réserve secondaire aFRR**	**Réserve rapide mFRR**	**Réserve complémentaire RR**
Activation	Automatique	Automatique	Manuelle	Manuelle
Ordre	Décentralisé (asservi à la fréquence Hz)	Centralisé (signal Ni envoyé par RTE)	Centralisé (ordre de RTE)	Centralisé (ordre de RTE)
DMO	30s	5 min	<=13 min	>13 min
Prix de rémunération de l'énergie	Prix spot	Prix marginal standard (PICASSO)	Prix d'offre spécifique Prix marginal standard (MARI à partir de 2026)	Prix d'offre spécifique Prix marginal standard (TERRE jusqu'à fin 2025)

Equilibrage national

2. Participation des EnR en méthode « P0 variable »

Deux méthodes de participation aux SSY-F pour les EnR

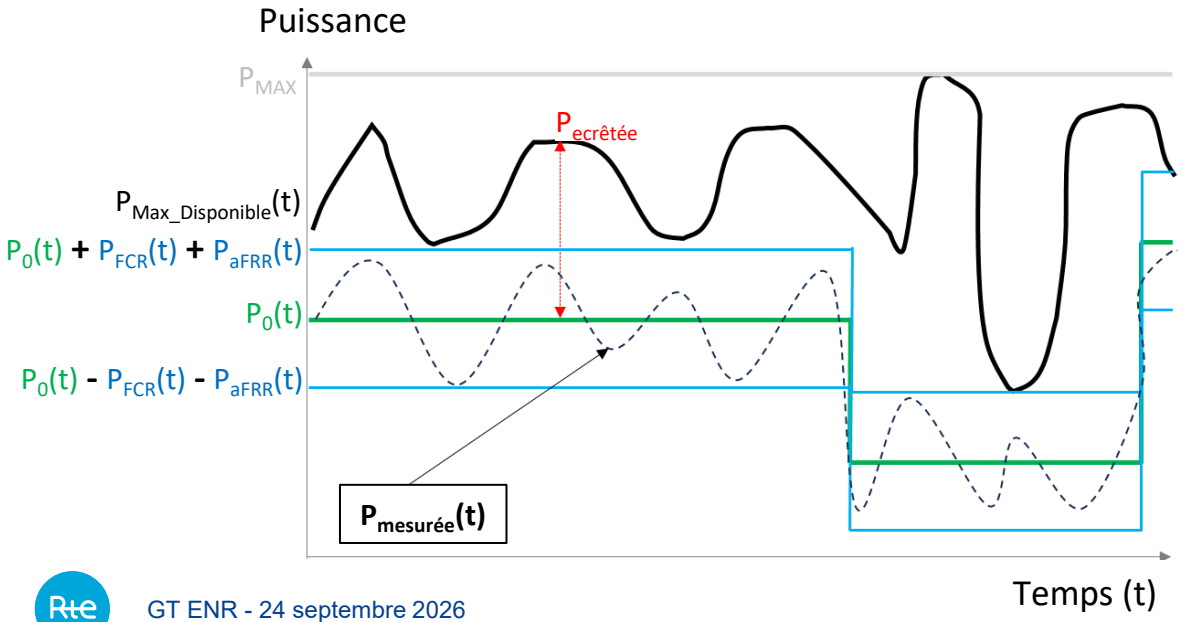
Les **ENR** ont des **puissances fortement variables**, et ce à une maille en deçà du pas de marché (1h > 15'), du pas de règlement des écarts (ISP 15' depuis début 2025) et même du pas de programmation minimal de 5', rendant impossible :

- **l'estimation par RTE** à partir du PA/PAR de la **P_0** de référence, à partir de laquelle la participation effective aux SSYf est réalisée
- **le contrôle** de cette dernière avec les outils actuels basés sur une **P_0** en palier ou variant « lentement » sur un pas de programmation

En outre, s'agissant de production fatale (non pilotée), **la puissance réellement disponible doit être prévue**, avec une certaine incertitude.

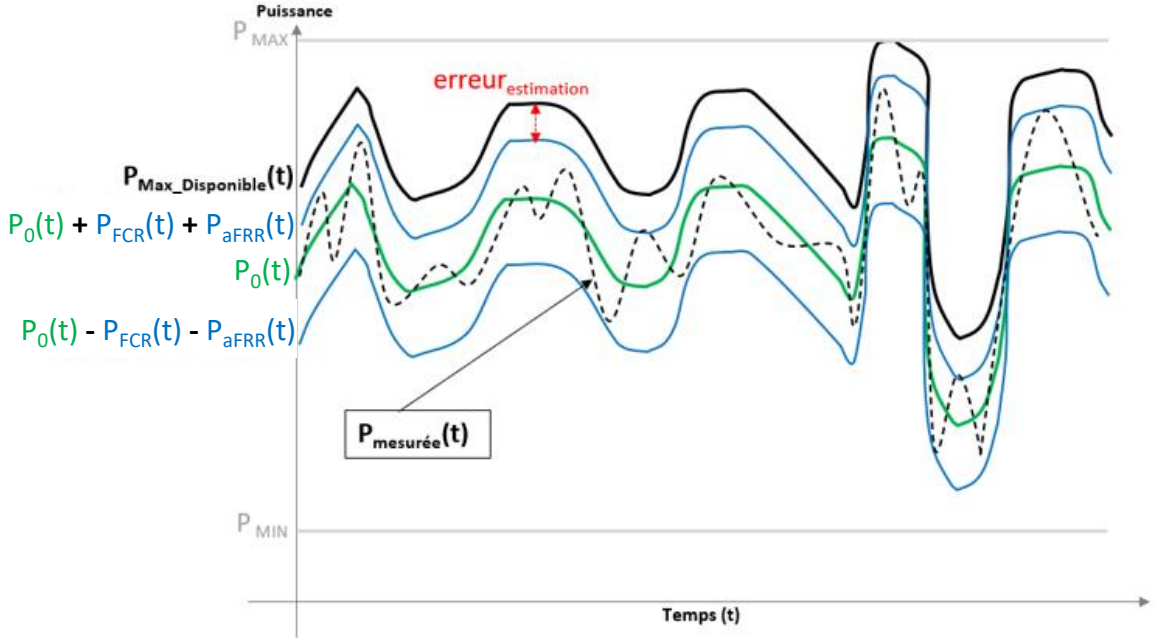
Application de la méthode « palier »

=> respecter des **paliers de puissance de consigne constants** pendant X ≥ 15 minutes



Méthode « P0 variable »

Objectif = limiter l'écrêtement



Méthode de participation en « P0 variable »

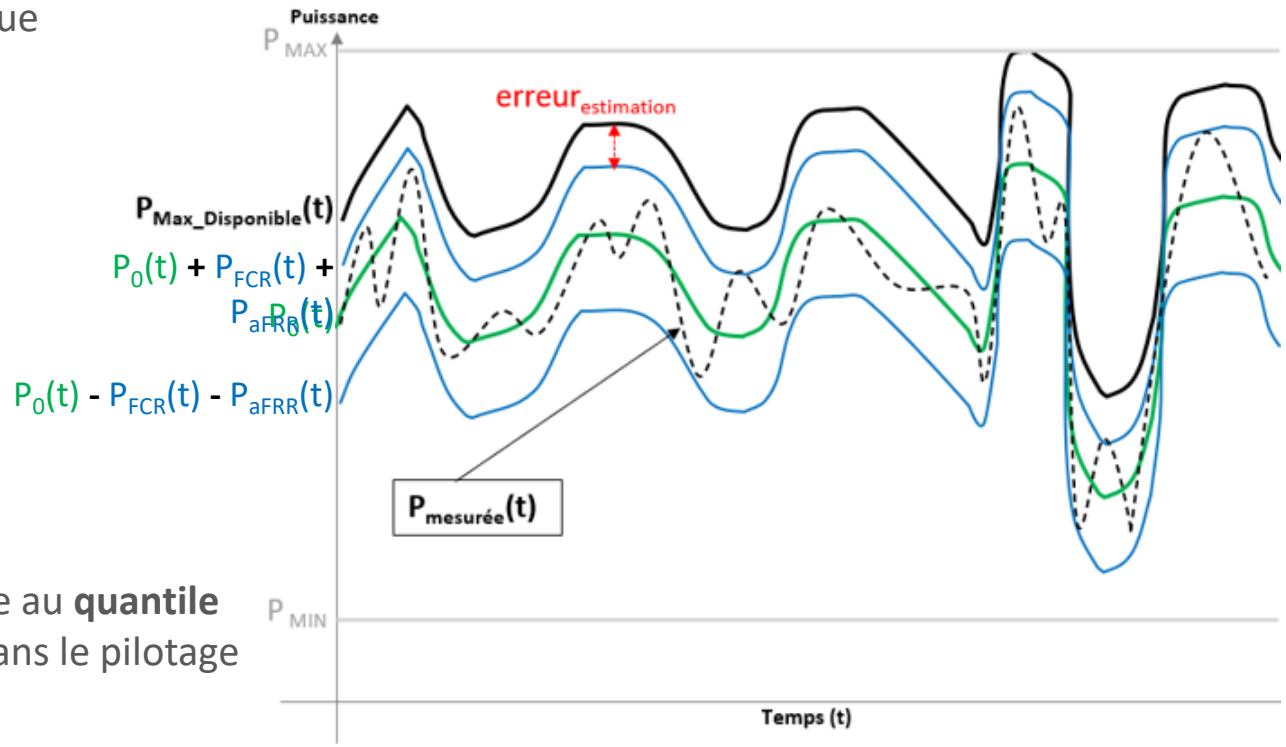
Préparation de la certification (avant réalisation des essais) :

- Description de la méthode de prévision de $\mathbf{P_{Max_Disponible}(t)}$.
- **Evaluation de la qualité de prévision** sur un historique représentatif de données, à un pas ≤ 10 secondes
- Prérequis à la participation :

RMSE =

$$\frac{\sqrt{\sum_{ti \in T \text{ avec } P>P_{Min}} \left(P_{Max_{Disponible\ estimée}}(t_i) - P_{mesurée}(t_i)\right)^2}}{\sum ti \in T \text{ avec } P>P_{Min}}$$

≤ 5% $P_{moyenne}$



- Le cas échéant, un **écrêtement à appliquer** au moins égale au **quantile 99% des erreurs de prévision** doit être prise en compte dans le pilotage :

$$P_0(t) = P_{Max_Disponible\ estimée}(t) - Bande_{Réserve\ hausse} - \text{écrêtement}$$

Méthode de participation en « P0 variable »

Certification :

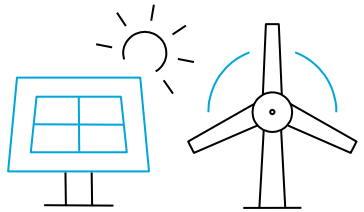
D'après les trames de certification en annexes des règles SSYf, ou les fiches F4, F5 et F6 du CdC Capacités Constructives, le producteur / agrégateur :

- démontre la **conformité des performances de son modèle de prévision** et la **conformité de son calcul de $P_0(t)$** (sur une plage de temps sans réglage SSYf)
- réalise **le dossier descriptif et les essais demandés** de l'étape de certification avec la $P_0(t)$ définie

Contrôle en continu :

- Le producteur fournit en temps réel les valeurs de $P_0(t)$ et $\mathbf{P_{Max_Disponible}(t)}$ via des TM 10 sec
- RTE contrôle :
  - l'activation des réserves FCR et aFRR (à partir de $\mathbf{P_{mesurée}(t)} - P_0(t)$)
  - La conformité de la valeur de $P_0(t)$ (à partir de $\mathbf{P_{Max_Disponible}(t)}$)
  - La qualité des valeurs de $\mathbf{P_{Max_Disponible}(t)}$ estimée (sur période hors SSYf)

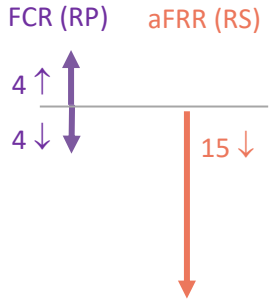
Résumé et illustration par un exemple – « P0 variable »



Parc de **100 MW** installés

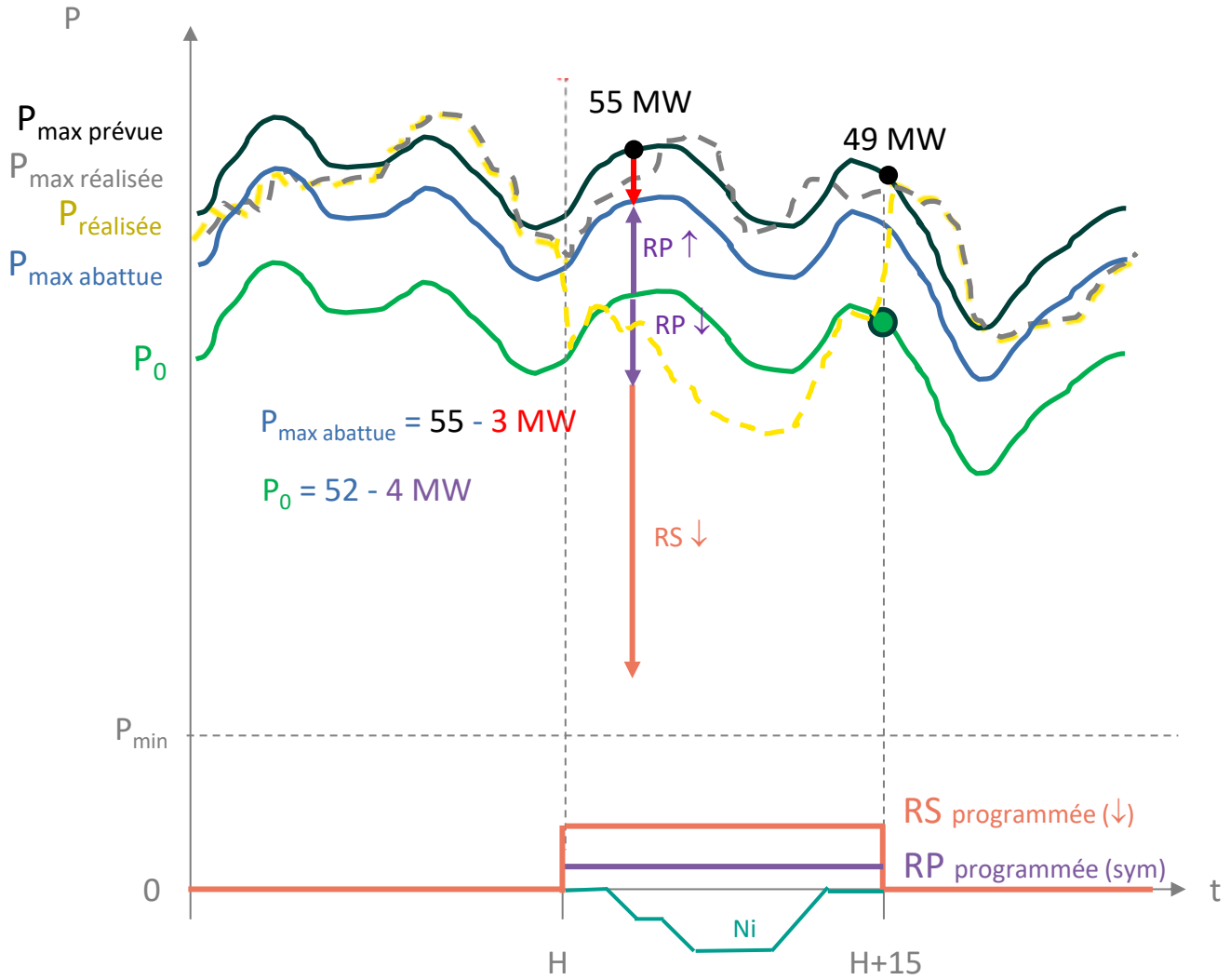
RS certifiée de **15 MW ↓**

RP de **4 MW ↓&↑**



Le quantile 99% du parc est de **+3 MW**
(ie le réalisé est + de 3 MW au-dessus de sa prévision dans 1% des cas)

$$P_0(t) = P_{Max_Disponible\ estimée}(t) - 4\ \text{MW} - 3\ \text{MW}$$



Merci !