

GT « Marché » Réseaux, Flexibilités, Stockage

Sommaire :

1 – Actualités générales

- 1.1 Rappel des évolutions réglementaires : Arrêts pour prix négatifs, participation au MA, CR sur production théorique, passage au pas de temps 15mn
- 1.2 Projet de décret arrêt pour prix négatifs
- 1.3 Etat des lieux heures négatives

2 – Appels d'offres et complément de rémunération

- 2.1 Discussion DGEC AO PPE3
- 2.2 Appel d'offres expérimental pour projets hybrides

3 – Marché

- 3.1 Règles de marché v2
- 3.2 Programmation et EnR
- 3.3 Obligation de participation au MA
- 3.4 Participation des EnR au SSyF

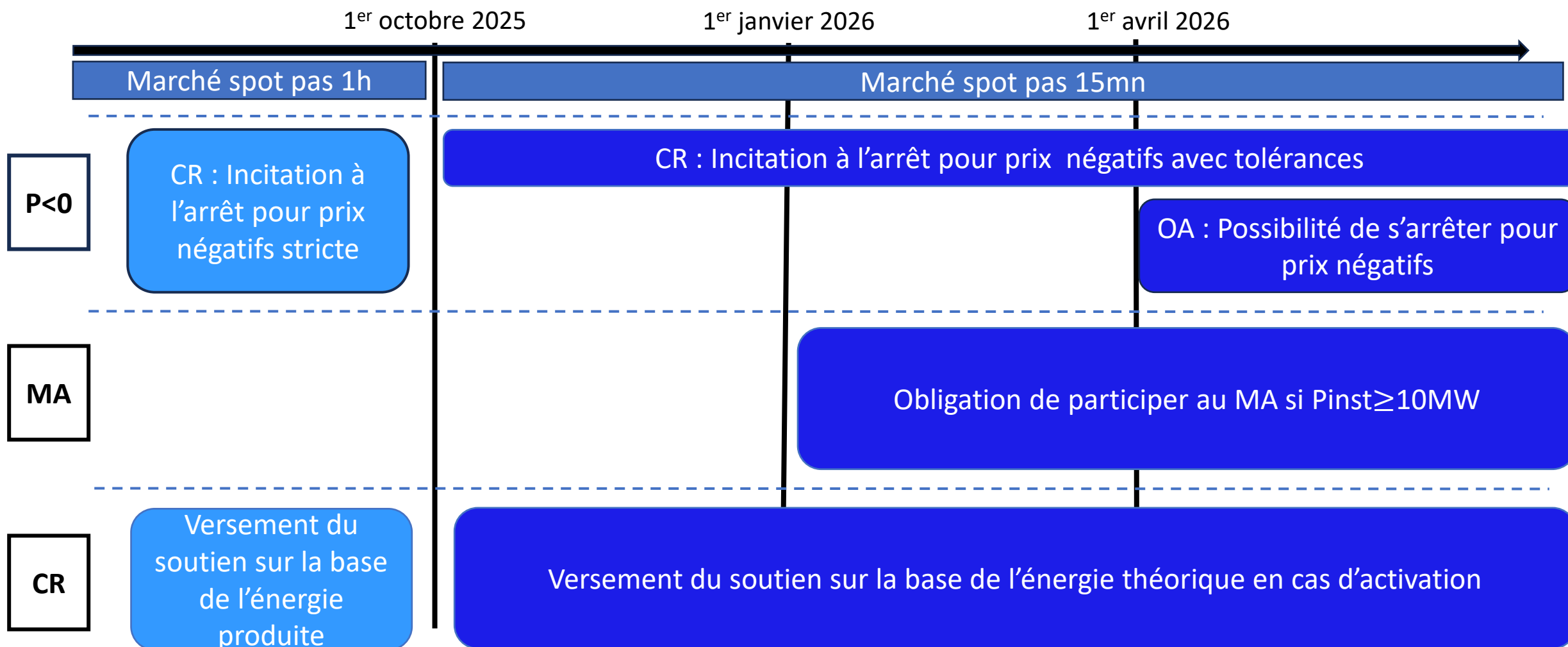
4 – Réseaux et flexibilités

- 4.1 Services systèmes tensions
- 4.2 Zones TURPE pour les installations de stockage et offres avec gabarit RTE
- 4.3 AO Flex RTE
- 4.4 Offres à modulation de puissance Enedis
- 4.5 Prolongation AO Flex Locales Enedis

1 - Actualités générales

1- Actualités générales

1.1 Rappel des évolutions réglementaires :



1- Actualités générales

1.1 Rappel des évolutions réglementaires : Arrêts pour prix négatifs – Installations sous CR (Article 175 LF 2025)

Tous les sites sous Complément de Rémunération (via AO ou AOS) sont incités à s'arrêter en cas de prix négatifs :
 Pour les installations photovoltaïques, seules les heures solaires (8-20h) sont prises en compte pour le traitement des heures à prix négatifs (*aussi appelé période de pointe*).

En cas de prix spot négatifs (<0€/MWh), le décompte des heures à prix négatifs augmente si :

Depuis le 01/10/2025

- l'installation ne produit pas ;
- ou l'installation produit mais le prix est compris entre -10c€/MWh et 0 (zone tampon) ;
- ou l'installation produit mais une des enchères issues du couplage infra-journalier est positive ; (*un prix en IJ est considéré comme positif sur une heure si, pour cette enchère, la moyenne des prix de chacun des 4 pas de temps 15mn composant cette heure est positive*)
- ou l'installation produit moins de 1% de sa puissance (seuil de tolérance) ; (*% de la puissance installée, moyenne sur la période de prix <0*)

Dans toutes ces situations, le **CR n'est pas versé** :

→ A partir d'une franchise de **15 heures**, le CR est augmenté de la **prime pour prix négatifs**. $P_{neg} = 50\% * P_{max} * N_{P<0} * T$
 (P_{max} la puissance installée, $N_{P<0}$ le nombre d'heures décomptées, T le tarif de référence de l'installation)

La CRE partage mensuellement un [état récapitulatif des heures de prix négatifs](#).

		Événement constaté (oui/non)	Jours	Heures	Prix constatés (€/MWh)	Événement en période de pointe ?*	Au moins un prix en IJ positif ?**	Le prix est supérieur ou égal au seuil de -0,10 €/MWh ?	L'installation peut produire et toucher sa prime de prix négatif ?***
2025	Octobre	oui	04/10/2025	12:00:00	-0,0075	oui	Oui	oui	oui
2025	Octobre	oui	04/10/2025	13:00:00	-0,015	oui	Oui	oui	oui

1- Actualités générales

1.1 Rappel des évolutions réglementaires : Arrêts pour prix négatifs – Tolérance de 5mn et spécificité des AOS

Tolérance sur les phases de transition : à compter du 1er décembre 2025, la **puissance moyenne durant une période d'arrêt est calculée en excluant les premier et dernier pas de cinq minutes de cette période d'arrêt.**

Depuis le 01/12/2025

Dans les AOS, la condition d'arrêt pour prix négatifs est sur l'injection et non la production :

→ Dans l'AOS (et les futurs AO Bât et Sol ?), il y a **interdiction d'injecter en cas de prix négatifs mais l'installation peut produire.**

7.2.5 Traitement des prix négatifs

Sur une année civile, dès que la somme du nombre d'heures consécutives ou non pendant lesquelles les Prix Spot entre 08h00 et 20h00 (prix « spot peak ») :

- ont été strictement inférieurs à -10c€/MWh et pendant lesquelles l'installation n'a pas injecté sur le réseau des volumes d'électricité (les volumes autoconsommés dans le cadre d'une opération visée à l'article L. 315-2 du code de l'énergie sont dans ce cas considérés comme injectés sur le réseau) ; ou
- ont été compris entre 0€/MWh exclus et -10c€/MWh et pendant lesquelles aucune production de l'installation n'a été autoconsommée dans le cadre d'une opération visée à l'article L.315-2 ;

dépasse 15 heures, le complément de rémunération est augmenté de la prime suivante :

$$Prime_{prix\ négatifs} = 0,5 \cdot P_{max} \cdot T \cdot n_{prix\ négatifs}$$

A noter qu'il y a également un impact des heures à prix négatifs sur le plafonnement d'heures annuel qui est soustrait de $50\% * n_{prix\ négatifs}$

1 – Actualités générales

1.1 Passage au pas de temps 15 mn

Depuis le 01/10/2025

Depuis le 1er octobre, le marché Spot de l'électricité a basculé en France sur un pas de temps de 15 minutes.

Cette évolution est issue du Règlement européen du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité qui a fait passer, le 1er janvier 2025, le pas de temps de règlement des écarts de 30 à 15 min.

Ce changement impacte les modalités de versement du complément de rémunération et du versement de la prime pour prix négatifs qui ont pour référence dans leur contrat le prix horaire du marché spot : ainsi, **à partir du 1er octobre, le prix de marché de référence pour une heure ronde est assimilé à la moyenne des prix des quatre quarts d'heures qui la composent.**

Par conséquent :

- le **complément de rémunération est versé en se basant sur les heures au cours desquelles la moyenne des niveaux de prix sur les quatre 1/4h composant chaque heure est positive ou nulle**
- le calcul de la prime pour prix négatifs sera basé sur les heures où cette moyenne est strictement négative.

Dans une délibération de juin 2025, la CRE a recommandé de retenir cette moyenne des prix sur chaque période horaire ronde entre le 1er octobre et une date bascule recommandée au 1^{er} avril 2026. A partir de cette date de bascule, le pas de temps 15 mn devrait être appliqué pour le calcul des versements.

→ A noter un potentiel effet de bord sur le calcul du MO, ce qui baisse le prix capté par les installations PV.

1- Actualités générales

1.1 Rappel des évolutions réglementaires : Arrêts pour prix négatifs – Installations sous OA (Article 175 LF 2025)

Pour les sites sous obligation d'achat de plus de 10MW (Puissance installée) :

A partir du 1^{er} avril 2026
(à confirmer)

L'acheteur obligé (EDF OA) a la possibilité de demander l'arrêt ou la limitation de la production sous OA.

EDF OA et la DGEC ont organisé un webinaire le 6 novembre pour détailler les modalités opérationnelles.

Un second webinaire sera organisé début 2026 pour exposer les principes qui seront fixés dans l'arrêté et répondre plus précisément aux questions sur la compensation qui ont été posées lors du premier webinaire.

L'arrêté n'a pas encore été publié (passage en CSE en septembre 2025).

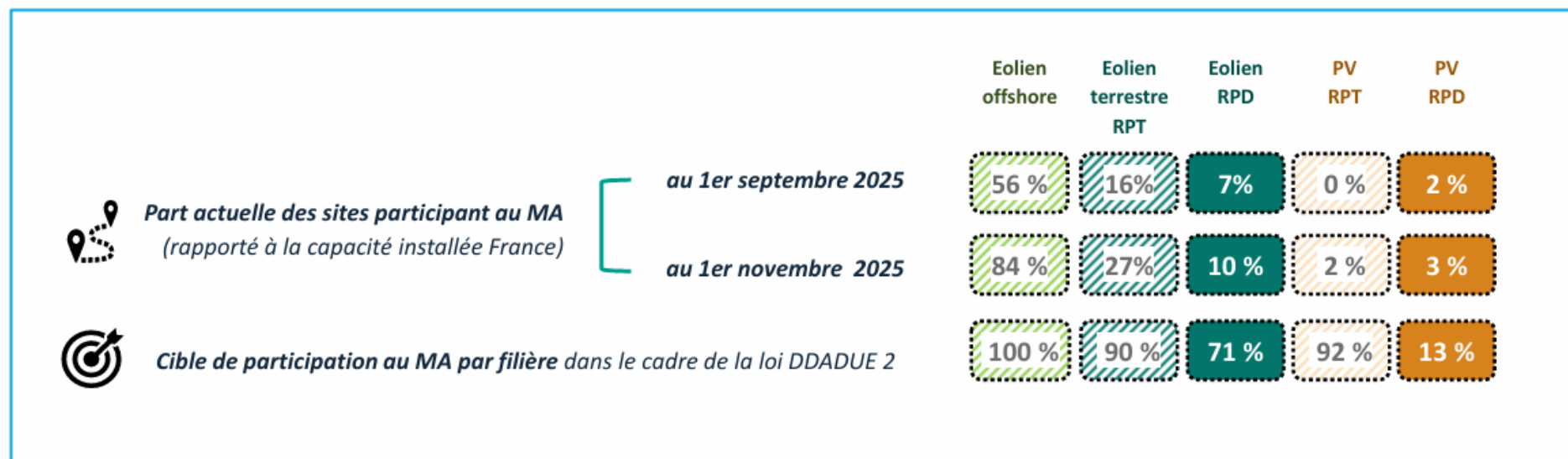
1- Actualités générales

1.1 Rappel des évolutions réglementaires : Participation au MA (DDADUE 30/04/2025)

A partir du 01/01/2026

L'article 175 donne la possibilité pour les installations sous OA de participer au MA (Mécanisme d'Ajustement) et au SSy (Services Systèmes).

La loi DDADUE du 30 avril 2024 introduit **l'obligation de participer au MA pour les sites de puissance installée de plus de 10MW**, à partir du 1^{er} janvier 2026. Toute la capacité « techniquement disponible » doit être proposée sur le MA.



1- Actualités générales

1.1 Rappel des évolutions réglementaires : CR sur la production théorique (Article 175 LF 2025)

Depuis le 01/10/2025

Afin d'encourager les installations à s'offrir à leur prix réel d'ajustement, le volume d'électricité résultant de la correction d'un écart du périmètre d'équilibre est inclus dans la production rémunérée au titre du contrat.

→ La participation aux mécanismes de flexibilité pour l'équilibre offre-demande ou réseau est insensibilisé : **c'est la production théorique qui sert pour le calcul de l'énergie soutenue en cas d'activation à la baisse** (et non plus la production effective).

Par conséquent, le soutien OA ou CR est versé sur la base de la production affectée au périmètre d'équilibre, y compris les corrections de périmètre d'équilibre résultant des activations issues :

- Du **Mécanisme d'Ajustement**
- Des **Services Systèmes**
- D'un **marché flex réseau** (Flexibilités Locales Enedis par exemple)

(NB : Les limitations contractuelles dans le CART-I ou CARD-I ne sont pas intégrées).

→ La **régularisation du volume d'énergie non effectif** (activé sur le MA, sur les SSy ou flexibilités réseau mais également la prime pour prix négatifs) **sera annuelle**, à partir d'avril 2027.

Les données entre le co-contractant et les gestionnaires de réseau seront transmises en M+4 dès 2027.

1- Actualités générales

1.2 Projet de décret portant diverses dispositions relatives aux énergies renouvelables électriques

Ce projet de décret a fait l'objet d'une [délibération de la CRE](#), et prévoit d'**appliquer les modalités de l'article 175 de la loi de finances 2025 pour les futurs contrats** (l'arrêté du 8 septembre 2025 décline cet article pour les contrats dont l'appel d'offres a lieu avant le 31/12/2026) ainsi que de faire évoluer plusieurs dispositions réglementaires des mécanismes de soutien :

- Possibilité pour les sites sous OA de participer au MA (La DGEC propose l'introduction d'un prix plafond pour les offres déposées, la CRE y est défavorable)
- Conditions de versement de la prime pour négatifs pour les futurs contrats de CR (similaire à l'arrêté du 08/09/2025), et possibilité de mettre une incitation à l'arrêt lorsque le prix d'une des enchères infrajournalière est négative.
- Possibilité d'arrêt des futures installations sous OA en cas de prix négatifs
- Adaptation au passage au pas de temps 15mn pour les installations sous CR
- Evolution de la méthodologie de calcul des indemnités en cas de résiliation anticipée du contrat de soutien pour les contrats d'OA ou de CR (Introduction d'un niveau d'indemnité plancher)
- La déduction des volumes autoconsommés pour le versement du CR
- D'autres ajustements mineurs (Clarification de la mise en œuvre de sanction, dérogation de l'attestation de conformité pour toutes les installations P <100kWc)

1- Actualités générales

1.3 Traitement des heures à prix négatifs – Etat des lieux et perspectives

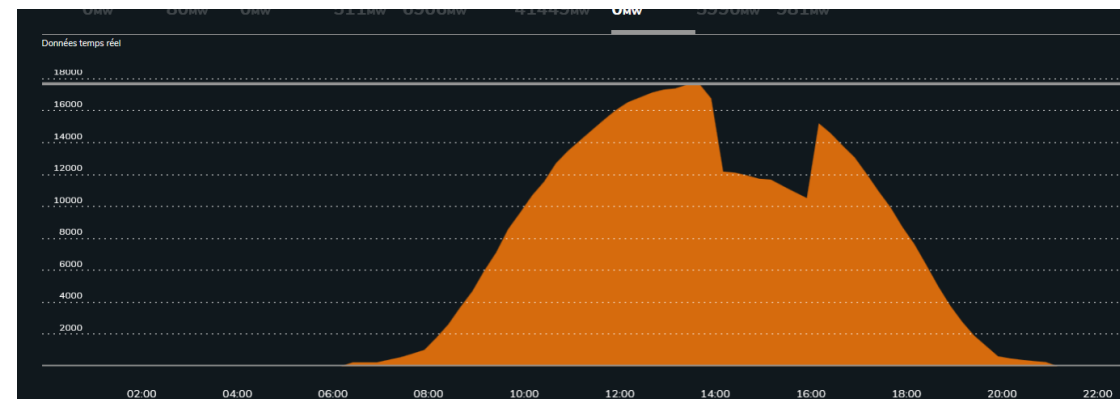
Fin octobre, la CRE a recensé 508 heures à prix négatifs pour l'année 2025 (361 heures en 2024)

RTE constate un volume d'arrêt / reprises important et rapide au début/fin des épisodes de prix négatifs.

L'application de l'article 175 va permettre de modifier le comportement des acteurs lors des heures de bascule, mais RTE souhaite aller plus loin et introduire un échelonnement progressif des installations en cas d'arrêt.
(Initialement RTE souhaitait que ce soit dans le PLF 2026 mais à date rien n'a été inclus)

Ces arrêts/relances augmentent les choix de fonctionnement des acteurs, ce qui accroît l'enjeu de prévisibilité de la production.

→ RTE et Enedis souhaitent renforcer le volume et la qualité des programmes d'appel.



Exemple : Production du 10 avril 2025 (source RTE)

2 - Appels d'offres et complément de rémunération

2 – Appels d'offres et complément de rémunération

2.1 Discussions AO PPE3

Plusieurs GT organisés par la DGEC se sont réunis pour définir le cadre des futurs appels d'offres PPE :



2. Evolution des cahiers des charges pour les AO à partir de 2027

- 2.1 Intégration des critères NZIA en éligibilité [Julie B./Alban + DGE]
- 2.2 Evolution des critères de notation [Julie B./Alban + DGE]
- 2.3 Suppression des CETI dans l'appel d'offres PV sol [Julie B./Alban]
- 2.4 Valorisation des projets situés dans les zones d'accélération des énergies renouvelables [Alexandre]
- 2.5 Dispositions sur la capacité/le délai de raccordement [Alexandre/Julie B. + Florian]
- 2.6 Evolutions du complément de rémunération [Simon/Julie A.]
- 2.7 Optimiser le soutien par l'AO neutre [Simon/Julie A.]
- 2.8 Projets hybrides incluant du stockage [Simon/Julie A.]
- 2.9 Autres évolutions

1. Calendrier prévisionnel

Septembre-octobre : concertation

- Aujourd'hui : GT de lancement
- D'ici au 20 octobre : sous-GT thématiques
- Avant le 20 octobre : transmission de contributions écrites
- Mi ou fin octobre : GT de clôture

Mi-novembre : fiche descriptive des principes/évolutions envisagés pour les cahiers des charges

- transmission aux participants au GT du projet de descriptif
- Fin novembre : retours écrits sur la fiche

S1 2026 : élaboration des cahiers des charges et saisine CRE

2 – Appels d'offres et complément de rémunération

2.1 Discussions AO PPE3

- Dispositions relatives à l'insertion sur le réseau :

En réaction à l'augmentation des volumes en FA et à la saturation de certaines zones, la DGEC proposait d'introduire une incitation à se raccorder dans les zones où les capacités sont disponibles, via un critère de notation sur le délai de raccordement ou sur la localisation dans certains ZAEnR prédéterminés.

Enerplan souhaite en premier lieu un nettoyage de la FA pour une meilleure visibilité des contraintes réseaux.

Les développeurs anticipent dans leurs réponses d'AO les coûts et délais de raccordement → les incitations existent déjà. Enerplan n'est pas favorable à contraindre les porteurs de projets à des zones qui seraient déterminées en fonction de la disponibilité du réseau.

- Evolutions du complément de rémunération : prime de performance annuelle

La DGEC a proposé d'introduire une prime de performance annuelle pour favoriser les installations ayant produit les mois où les MO sont les plus élevés.

Appliquée au PV, cette prime ne paraît pas amener de plus-value. L'incitation à surpasser le MO existe déjà en infra-journalier pour les producteurs actuellement, et peut être renforcé par les incitations au stockage.

Les installations conservent un MO mensuel auquel on ajoute :

$$Prime_{annuelle} = E_A * \left[\frac{\sum_{i=1}^{12} (E_i * M_{0,i})}{E_A * M_{0,A}} - 1 \right] * P$$

Ratio de performance

- E_A et E_i les productions mensuelles et annuelles
- $M_{0,i}$ et $M_{0,A}$ les prix de référence mensuel et annuel
- P en €/MWh, fixé indépendante de l'évolution des prix de gros P ex. 50 €/MWh

2 – Appels d'offres et complément de rémunération

2.1 Discussions AO PPE3

- Evolutions du complément de rémunération : prime de gestion pour les aléas de coût d'agrégation

Cette prime, en % du M0, permettrait de couvrir en partie les risques d'évolution des frais d'agrégation versés par les producteurs, dont une partie (les coûts d'équilibrage) est en général corrélée aux prix spot.

Une telle prime va dans le bon sens, car elle permettrait de sécuriser les aléas de coût d'agrégation indépendants de la volonté du producteur. Il convient néanmoins de veiller à ce que sa mise en œuvre ne se traduise pas par une hausse de ces coûts d'agrégation. Un pourcentage du prix spot, au-delà d'un certain montant, pourrait être une modalité de calcul de cette prime de gestion.

- Evolutions du complément de rémunération :

Baser le calcul du complément de rémunération sur un volume de production normatif

Enerplan ne comprend pas vraiment l'intérêt d'une telle évolution, le producteur étant rémunéré sur les volumes effectivement produits et injectés, pas sur un volume théorique.

2 – Appels d'offres et complément de rémunération

2.1 Discussions AO PPE3

- Evolutions du complément de rémunération :

Introduction d'un coefficient (alpha) modulant le tarif pour qu'il soit plus élevé en début de contrat et plus bas en fin de contrat, afin de réduire le coût de portage financier

Cette proposition, et notamment ses implications financières, doit être approfondie car, si elle peut être favorable au porteur de projet dans son financement initial, son impact réel doit être vérifié auprès des acteurs du financement car, tel que le schéma est proposé, l'engagement de l'état sur la durée de soutien du projet serait identique.

En outre, cela pourrait avoir des effets contre-productifs en terme de message, alourdissant l'engagement de l'État sur les premières années de contrat, et donc le montant annuel alloué aux soutiens aux renouvelables.

- Evolutions du complément de rémunération :

Réévaluer les paramètres permettant de calculer les coefficients K et L, afin qu'ils correspondent mieux à la structure de coût actuelle des projets

Mieux calibrer ces coefficients pour les cahiers des charges à venir afin de raffiner la distribution des coûts des projets peut être utile, sous réserve que les indicateurs à utiliser dans ces coefficients soient certains et suivent effectivement les évolutions de structures de coûts appliquées aux projets.

En revanche, Enerplan ne souhaite pas d'application rétroactive aux contrats en cours.

2 – Appels d'offres et complément de rémunération

2.1 Discussions AO PPE3

- Evolution du complément de rémunération : Prime pour prix négatifs

La CRE recommande d'uniformiser la franchise à 30 heures pour toutes les filières (15h actuellement pour le PV), ainsi que de revoir le calibrage de la prime en réduisant le facteur de charge, à 45% pour le PV (50% actuellement), ou en se basant sur une estimation de la production théorique lors des épisodes de prix négatifs (en se basant sur un critère géographique couplés aux données des actifs sous OA ou à des données météorologiques).

Enerplan souhaite que ce sujet des prix négatifs soit intégré dans la réflexion globale sur les AO hybride, avec stockage. Si les actifs PV sont disposés à contribuer à l'atténuation de ces épisodes, leur équilibre économique doit être préservé. Le système actuel, prévoyant une franchise spécifique et une compensation des producteurs permet aux projets de conserver une rentabilité normale malgré la survenance accrue de ces évènements.

Enerplan propose cependant de préciser dans tous les cahiers des charges, comme cela a été fait dans l'AOS, que l'interdiction faite à ces actifs est bien celle d'injecter sur le réseau, et non de produire.

- AO neutre : Augmenter le volume de l'AO neutre et mettre en place un M0 unique :

Enerplan n'est pas favorable à augmenter le volume de cet AO neutre, les AO sectoriels permettant mieux de répondre aux ventilations prévues par la PPE des différents segments. Enerplan n'est pas favorable à unifier le M0 dans cet AO.

2 – Appels d'offres et complément de rémunération

2.2 Appel d'offres expérimental pour projets hybrides

Contexte :

Dans son rapport sur le dispositif de complément de rémunération, la CRE a recommandé de mettre en œuvre un **appel d'offres expérimentale pour les installations hybrides (PV+stockage)**.

Dans le cadre des discussions sur les AO PPE3, la DGEC a sollicité Enerplan pour avoir des propositions de modalités pour cet AO hybride.

Les objectifs recherchés par la DGEC :

- 1) **Réduire les charges de CSPE des nouvelles installations**, en réduisant la prime pour prix négatifs et en augmentant le prix capté
- 2) Donner un cadre pour les installations hybrides plus flexibles

Enerplan a proposé les modalités ci-dessous :

- Un AO commun pour toutes les grandes installations PV (PV seul et PV+stockage)
- Introduction d'un nouveau M_0' pour l'ensemble des AO des grandes installations au sol
- Mise en place d'une franchise d'heures négatives journalière
- Abaissement du prix plafond
- Les batteries doivent pouvoir soutirer sur le réseau

2 – Appels d'offres et complément de rémunération

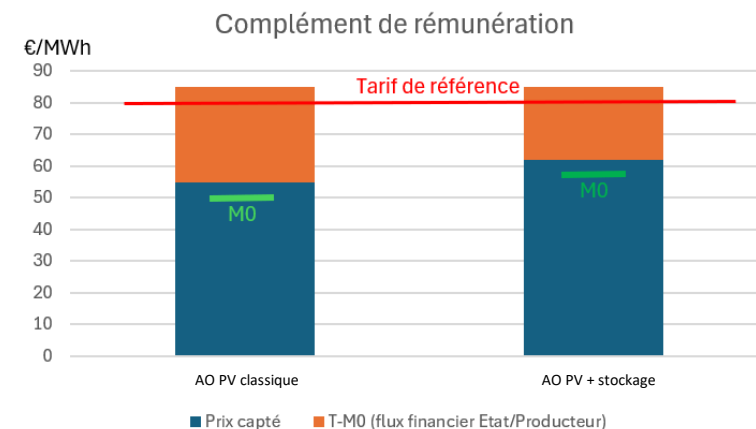
2.2 Appel d'offres expérimental pour projets hybrides

Hypothèses d'Enerplan :

- Installation HTA PV 10 MW / Stockage 2,5MW 2h sur 20 ans
- Coût de la batterie 7€/MWhsolaire (basé sur l'AO MACSE italien de septembre, en Allemagne la différence entre les deux derniers AO PV seul et PV hybride est du même ordre de grandeur)
- Revenu net marginal du stockage colocalisé 2,5MW/5MWh : 15€/MWhsolaire (essentiellement SSy-f)

Enerplan a proposé les modalités ci-dessous :

- **Un AO commun pour toutes les grandes installations PV** (PV seul et PV+stockage)
→ Mise en concurrence des projets PV seul et des projets PV+stockage
- **Introduction d'un nouveau M_0' pour l'ensemble des AO des grandes installations au sol** ($M_0' = M_0 + 7$)
→ Définition d'un M_0' supérieur au M_0 PV pour refléter des prix capturés plus importants avec des installations hybrides Cela permet d'envoyer un signal clair et lisible sur la baisse des CSPE apportée par les installations hybrides.



2 – Appels d'offres et complément de rémunération

2.2 Appel d'offres expérimental pour projets hybrides

- **Mise en place d'une franchise d'heures négatives journalière** basée sur une configuration de projet PV hybride avec une batterie 25% / 2 heures
→ Le volume de la prime pour prix négatifs est réduit et correspond mieux aux spécificités du stockage. Dans la majorité les jours d'occurrence de prix négatifs, l'épisode dure plus de 2 heures (moyenne de 5 heures en 2024).
- **Abaissement du prix plafond** pour éviter que ces nouvelles modalités ne renchérissent les prix des AOs, assurant ainsi une baisse de la CSPE
→ Cela permet d'envoyer un signal clair et lisible sur la baisse des CSPE apportée par les installations hybrides : seul les projets PV simples très compétitifs ou les projets hybrides seraient incités à candidater.
- **Les batteries doivent pouvoir participer aux mécanismes de réserves.**
Afin d'être compétitif, les revenus de la batterie doivent être diversifiés, entre report de charge et services systèmes, arbitrage...

2 – Appels d'offres et complément de rémunération

2.2 Appel d'offres expérimental pour projets hybrides

Enerplan a également remonté les freins concernant le développement du stockage :

- Besoin de clarté dans les procédures de raccordement pour les installations hybrides
- Nécessité de plus de transparence sur les capacités de soutirage du réseau
- Contrainte imposée par l'article 24 de l'arrêté du 9 juin 2020 : seuils de 17MW et 250kVA en Pinst
- L'interdiction de produire en cas de prix négatifs, qui doit passer à une interdiction d'injecter, tel que cela a été écrit dans l'Appel d'Offres Simplifié.
- Le temps nécessaire à l'obtention d'un permis de construire modificatif pour ajouter du stockage à un projet PV permitté
- Homogénéisation des règles SDIS

Avez-vous identifié d'autres freins technico-économiques ?

3 - Marché

3 – Marché et flexibilités

3.1 Evolutions des règles Marché Prog-MA

RTE a proposé plusieurs évolutions des règles PROG-MA, RE et SSy-f, pour une mise en œuvre prévue des ces règles « Marché v2 » le 1er janvier 2026. Ces règles sont en cours de validation par la CRE.

- Programmation :

- Création d'**indicateurs de qualité de programmation**, transmis par les acteurs à RTE à maille EDP (Entité de Programmation)

Deux incitations :

- Une pénalisation des défaillances des EDP (à partir du T1 2027).
- Prise en compte des écarts de programmation dans le contrôle du réalisé du mécanisme d'ajustement (T3 2026)

- Mécanisme d'Ajustement :

- Introduction d'un seuil d'**obligation de participation au MA** pour les sites raccordés sur le RPT et sur le RPD (10MW).
- Calcul du volume réalisé à la maille site, avec une méthodologie de répartition
- Précisions sur les situations d'activation simultanée MA et flexibilités réseau

- Responsables d'Equilibre et Services Systèmes fréquence :

- Des dispositions techniques sur le dispositif de RE (Responsable d'Equilibre) et sur les SSy-f

3 – Marché et flexibilités

3.2 Programmation et EnR

Le code de l'énergie prévoit que les producteurs >1MW doivent envoyer leur programme d'appel en J-1 :

Sur le RPT, la quasi-totalité des producteurs envoient leur programme d'appel mais 75% des producteurs éoliens ou PV ne réactualise sa programmation en intraday.

Sur le RPD, 6% des acteurs envoient leur programme d'appel.

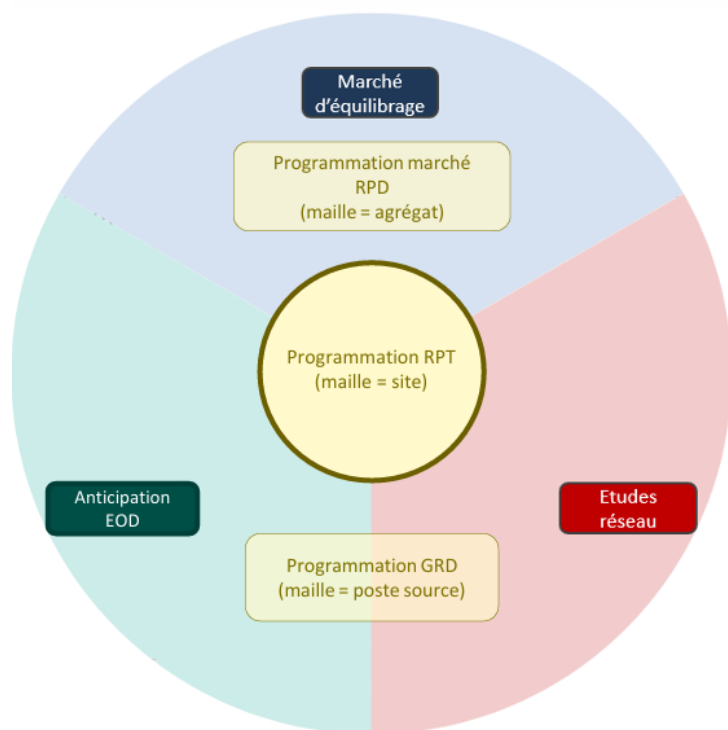


Schéma cible des usages de la programmation

Sur le RPT, le programme d'appel à la maille site sert pour 3 usages :

- Participation aux marchés d'équilibrage (MA, SSYf)
- Construction de la vision prévisionnelle de l'équilibre offre demande (EOD)
- Etudes de réseau nécessitant de connaître les points d'injection et soutirage

Les nouvelles modalités pour la programmation introduites dans les règles de marché v2 concernent la production qui envoie directement ses programmes d'appel à RTE.

3 – Marché et flexibilités

3.2 Programmation et EnR

3 finalités :

- Participation aux **marchés d'équilibrage** (Mécanisme d'Ajustement et Services Système)



Programmes transmis à RTE à **maille agrégée EDP** en lien avec les offres formulées à maille EDA / EDR

EDP : Entité de programmation
EDA : Entité d'Ajustement (MA)
EDR : Entité de Réserve (SSyf)

- **Vision prévisionnelle de l'équilibre offre-demande (EOD)**



Programmes agrégés remontés à RTE par les GRD à la maille transformateur/poste source

- **Gestion des flux sur les réseaux**



ENEDIS



Programmes d'appel transmis par les producteurs aux GRD, à maille **site**

**Une obligation pour les sites ≥ 1 MW
(L322-9 et arrêté raccordement 9 juin 2020)**

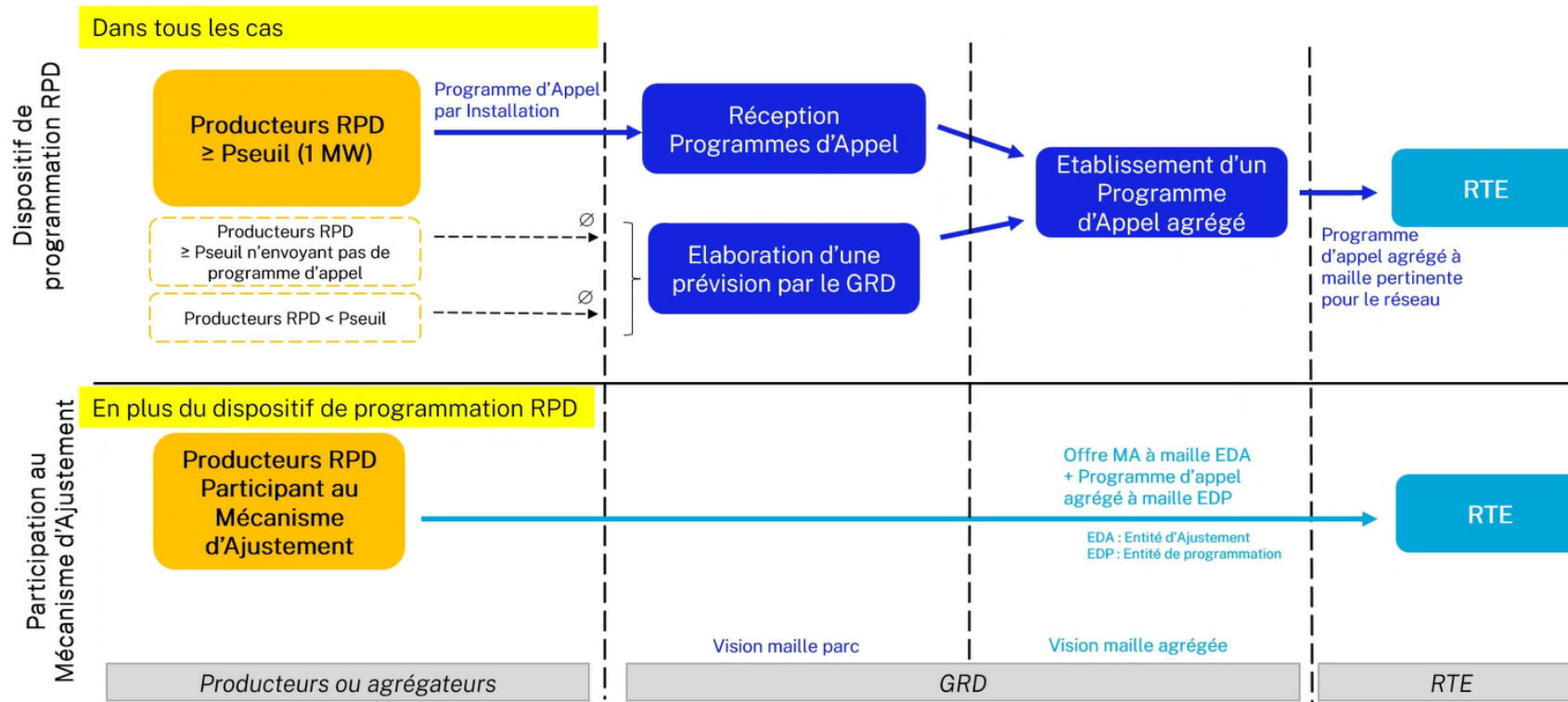
NB : Sur le RPT, la participation à l'équilibrage est obligatoire, à maille site : les programmes et offres 'marché' répondent à ces 3 besoins.

Sur le RPD, la programmation 'marché' présente un caractère partiel (sites offrant au MA et SSyf) et agrégé (maille EDA/EDP) → ne répond pas aux besoins #2 et #3

3 – Marché et flexibilités

3.2 Programmation et EnR

Le dispositif de programmation en synthèse



Sur le RPD :

Le programme d'appel remonté par les GRD sert pour l'EOD et les études réseau.

Le programme d'appel maille EDP sert pour la participation aux marchés d'équilibrage.

3 – Marché et flexibilités

3.3 Participation au Mécanisme d'Ajustement

Processus opérationnel : Délai entre 1 et 2 mois entre la création de l'entité d'ajustement et la participation effective au MA, si ces délais repoussent la participation au-delà du 1^{er} janvier 2026, il faut remplir le formulaire justifiant la non-participation.

Le volume de réalisé est fait à la maille EDA pour la correction du périmètre d'équilibre :

→ Comme décrit en 1.1, pour calculer le montant du soutien (OA ou CR) sur la production théorique, RTE doit connaître le volume d'énergie activé sur le MA :

- Pour les EDA (Entité d'Ajustement) mono-site : Depuis le 1^{er} octobre 2025, la production théorique additionne le réalisé et le volume activé sur le MA
- Pour les EDA multi-site : A partir du 1^{er} janvier 2026, la production théorique additionne le réalisé et le volume activé sur le MA pour chaque site **à la condition que l'Acteur d'Ajustement envoie les clés de répartitions.**

Précisions sur les situations d'activation simultanée MA et flexibilités réseau :

Les règles de marché v2 détailleront les règles de priorisation en cas de concomitance entre participation au MA et activation de flexibilités réseaux autres que locales, à savoir les limitations de production demandées directement aux producteurs dans le cadre de leur CARD ou CART (Contrat d'Accès au Réseau de Distribution ou de Transport).

3 – Marché et flexibilités

3.3 Participation au Mécanisme d'Ajustement

Justification de non-participation pour les acteurs obligés ($P_{inst} \geq 10MW$) :

Les producteurs devront envoyer un justificatif à RTE (RTE-PROG-MA@RTE-FRANCE.COM) avant le 31 janvier 2026. Ces données seront transmises à la CRE et feront l'objet d'un suivi de la part de RTE.

Producteur									
Raison sociale		Informations d'identification et de contact du producteur							
SIRET									
Nom(s) contact(s)									
Email(s) contact(s)									
		Code externe Site Correspond au code par lequel le GRD (code PRM, voire PDL ou CARD) identifie le site pour la participation au MA		Puissance installée Telle que définie dans le CARD		Motif retard Cause de non-participation au 1 ^{er} janvier 26		Actions mises en place Actions mises en place pour respecter la date prévisionnelle de début de participation	
1 ligne par site		Nom Site	Code externe Site (code PRM, PDL, CARD, ...)	Filière	Puissance Installée (en kW)	Participation actuelle au MA	Date prévisionnelle début de participation au MA	Motif retard	Actions mises en place
	Site 1		PRM01234567890						
	Site 2		PRM01234567891						
		Filière							
		<ul style="list-style-type: none"> Bioénergies Energies marines Eolien Géothermie Hydraulique Solaire Thermique non renouvelable 							
				Date prévisionnelle de début de participation					
				Date à laquelle le site aura rejoint une EDA et celle-ci commence à avoir des offres associées					

3 – Marché et flexibilités

3.3 Participation au Mécanisme d'Ajustement - Compléments

RTE va publier prochainement (sur son PortailService) une fiche pédagogique traitant des règles d'agrégation des entités multi-sites, détaillant :

- Les conditions générales pour créer une entité (EDP ou EDA) multi-sites
- Les règles d'agrégation pour les EDP multi-sites selon le domaine de raccordement (pour les sites HTA/BT, limitation de puissance de l'EDP à 300km au total et 40MW dans un rayon de 100km, pour sites d'une même filière avec le même RE)

Participation en explicite et programmation

- A partir de la date PR2/MA2 (juin 2026), **toutes les EDA injection devront être liées à une EDP et ces EDA pourront participer en offre explicite au MA** (ie déclarer directement les volumes offerts à RTE).
- A partir de la date MA10 (S2 2026), les **EDA souhaitant déposer des offres de moins de 10 MW devront être en explicite et respecter les Conditions d'Utilisation de l'Offre (CUO) normalisées**, sinon ces offres seront considérées comme nulles
→ Nécessité pour les EDA souhaitant offrir des CUO moins flexibles de s'agréger pour avoir une puissance maximale offerte suffisamment élevée (tolérance à définir pour les EDA offrant ponctuellement moins de 10 MW)

3 – Marché et flexibilités

3.4 Participation au Services Systèmes Fréquence

Cadre de participation aux SSy-f :

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)

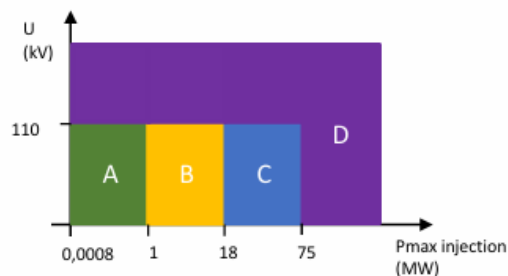
← Equilibrage national →

GT EnR RTE
28/11/2025

3 – Marché et flexibilités

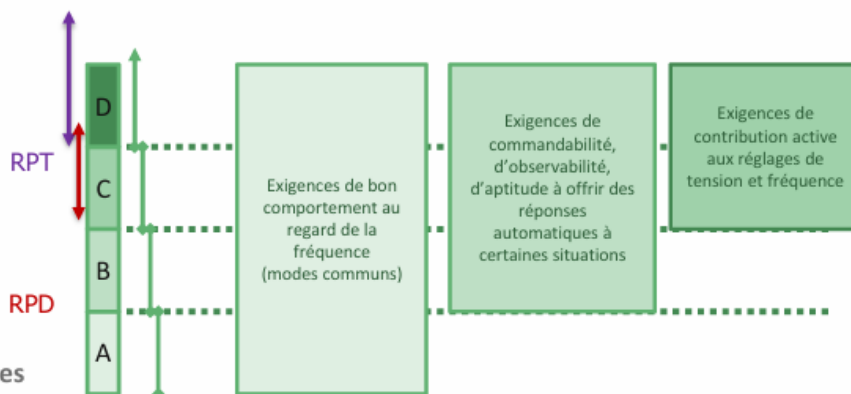
3.4 Participation au Services Systèmes Fréquence

Rappel : Les obligations de capacité constructive de réglage de la fréquence s'appliquent à tous les nouvelles unités de type C et D (dont la PTF a été signée après le 26 Juin 2020) et aux existantes en cas de modification substantielle.



Elles portent sur :

- 2,5 % Pmax de l'unité pour la FCR (unité de type C, D)
- 4,5 % Pmax de l'unité pour l'aFFR (unité de type D raccordées en HTB2 ou HTB3)



Pour donner la possibilité de participer aux acteurs non obligés (volontaire), RTE est en train d'écrire une fiche de certification FCR & aFFR spécifique aux EnR.

RTE élabore également une méthode de participation aux SSy-F pour les EnR (avec une puissance de référence variable)

(Plus de détails dans votre [espace adhérent](#))

4 – Réseaux et flexibilités

4 – Réseaux

4.1 Services Systèmes Tension

Les nouvelles **règles de rémunération pour les Services Systèmes Tension pour les actifs raccordés au RPT** vont être l'objet d'une consultation publique, en vue d'une saisine de la CRE en janvier.

- De façon générale, RTE souhaite inciter à participer à ce service en réduisant la part fixe et en augmentant la part variable, versé en cas d'activation. La part fixe est proportionnelle à un taux de disponibilité déterminé pour chaque filière.
- Pour la filière PV, RTE propose un taux à 41,3% (ensemble des périodes au cours desquelles une installation PV délivre ou peut délivrer de l'énergie active). Ce taux cible sera révisé à chaque TURPE.

Les détails du projet de nouvelles règles sont disponibles dans votre [espace adhérent](#).

En complément des services systèmes de réglage de la tension durant les périodes de production des centrales PV, RTE souhaite développer la **compensation statique** (quand la puissance en injection est nulle et que la puissance en soutirage permet uniquement de faire la CS).

4 – Réseaux

4.1 Services Systèmes Tension – Compensation statique

RTE propose une rémunération zonale et temporaire pour le Sud-Ouest électrique, pour une Compensation Statique (CS) mise en œuvre sous forme expérimentale dès le 15 mars 2026 :

- La rémunération forfaitaire est accessible à tout acteur qui peut nous proposer des capacités supplémentaires en absorption aux capacités contractualisées en CS dans la zone. (Pas de pénalité si non réalisation du service)
- Cette rémunération ne s'applique que sur les capacités contractualisées supplémentaires du max des 3 dernières années
- Soumis à un retour d'expériences réalisé annuellement sur le coût et la maintenance de l'implémentation des équipements dédiés CS



Prime fixe (€/Mvar/an)

- Calculée sur la capacité d'absorption maximale
- Versée au prorata temporis du service réalisé de CS sur la période 2026-2028
- Majoration de 50% si raccordement au RST

(€/MVAR/an)	Réglage primaire de tension (RPT)	Réglage secondaire de tension (RST)
Eolien	2560	3840
PV	4000	6000

Demande de volontariat pour faire de la CS :

Acceptation de RTE sous réserve d'une analyse coûts bénéfiques pour la collectivité

Rémunération de la CS composée de:

- + Une rémunération égale au **surcoût de la facture d'utilisation du RPT aux points de connexion : PF + PV**
- + **Part Fixe pour équipements dédiés CS sur approbation des justificatifs** **OU** **Rémunération forfaitaire zonale et temporaire pour les groupes en expérimentation**
- + **part variable: remboursement de l'énergie active x Prix SPOT**
- + **part variable (technologique par démarrage ou par heure de CS) par installation qui couvre les éventuels coûts supplémentaires d'exploitation/maintenance des équipements dédiés au fonctionnement en CS soumis à approbation de RTE sur justificatifs**

4 – Réseaux

4.2 Zones TURPE pour les installations de stockage et offres avec gabarit

La CRE a [publié](#) les zones pour les installations de stockage éligibles à la composante annuelle d'injection soutirage introduite dans le TURPE 7.

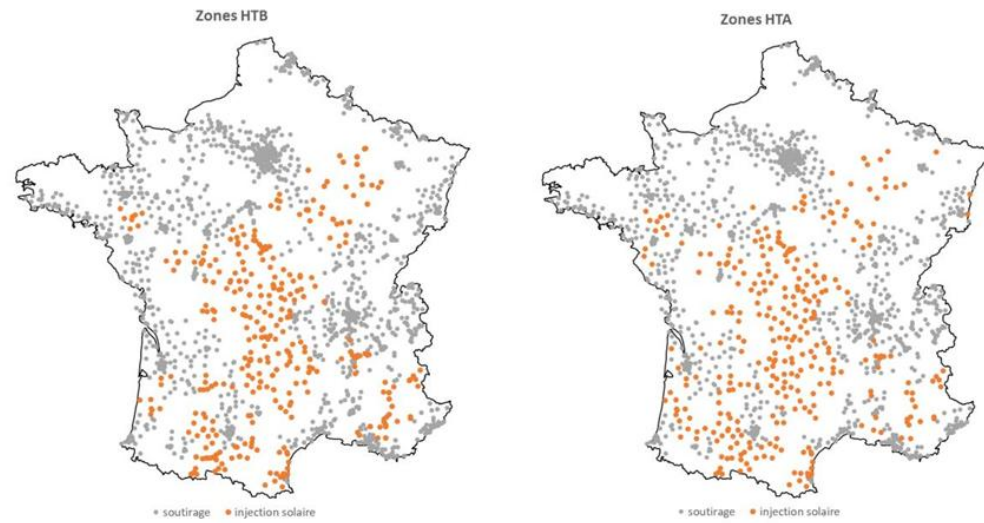
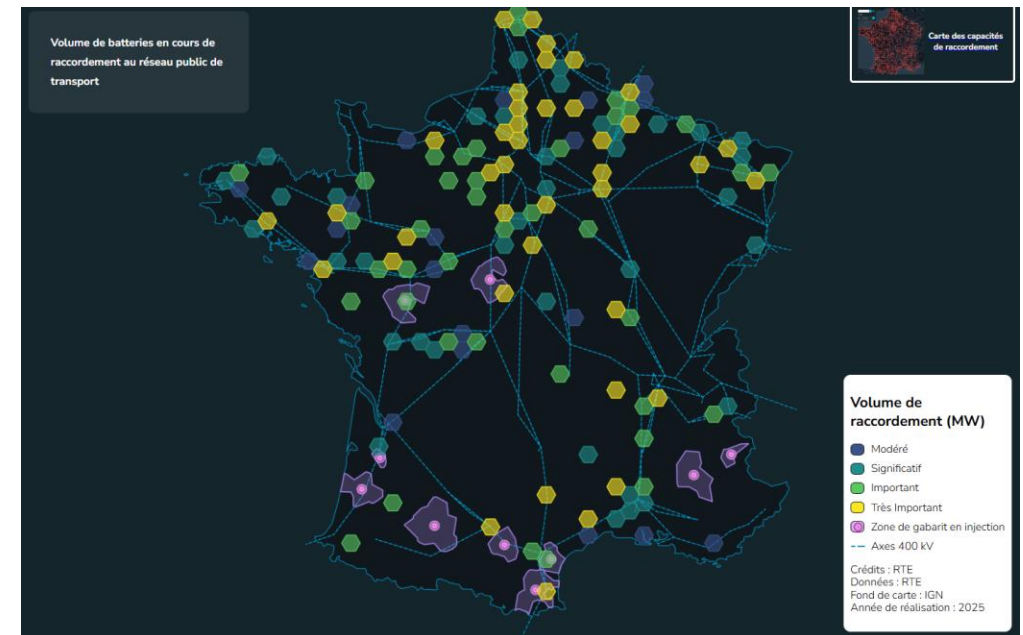


Figure 2. Zones d'injection et de soutirage retenues par la CRE aux termes de ses listes

RTE a également partagé une [carte](#) détaillant le volume de batteries en cours de raccordement sur le RPT. Au 1er septembre 2025, la file d'attente contenait 12,6GW de projets de stockage (0,3GW sont actuellement en service sur le RPT)

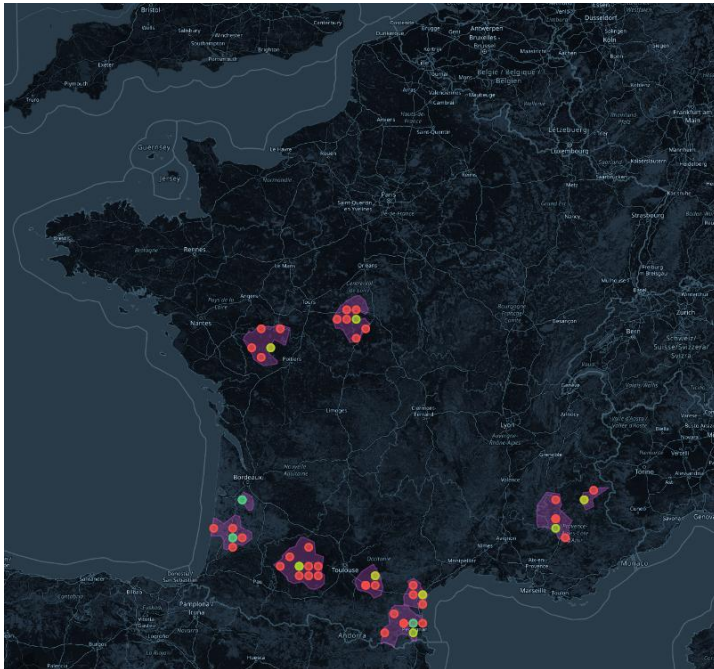


4 – Réseaux

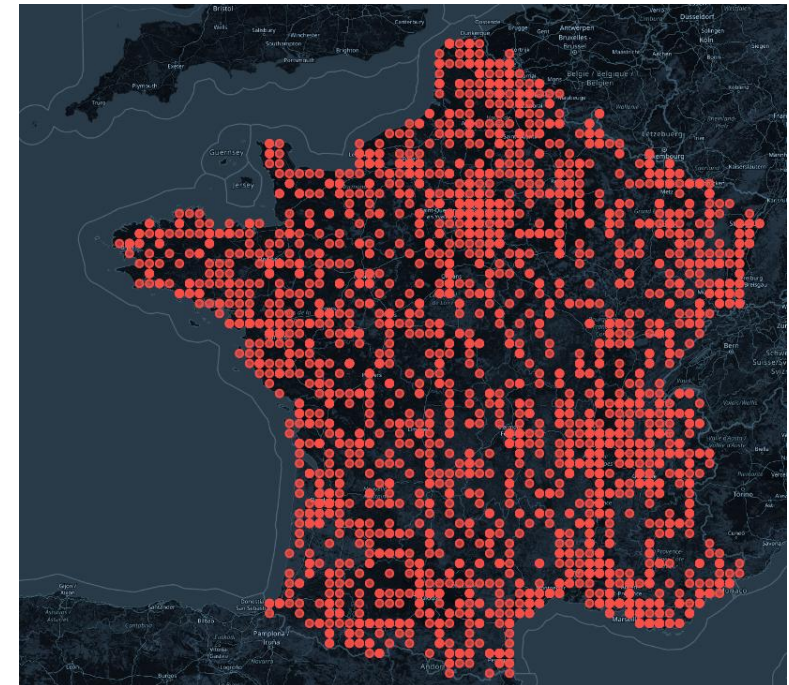
4.2 Cartographie du volume de batteries en cours de raccordement

Début octobre, RTE a partagé sur [CartoStock](#) les postes ouverts aux offres avec gabarit « solaire » pour les installations de stockage. Tous les postes concernés ont fait l'objet de nombreuses demandes (Total des demandes >3x Puissance accessible sur la zone).

Les postes éligibles au gabarit « consommation » seront publiés début 2026.



Pour les installations de stockage, les capacités de raccordement sans contraintes sont très limitées. (<5MW de capacité disponible pour tous les postes)



4 – Réseaux

4.3 AO Flex RTE

RTE va ouvrir en février 2026 une concertation pour définir les modalités d'un deuxième appel d'offres Flex, sur la base de l'expérience l'appel d'offre pilote lancé à Perquie en 2022.

Cet AO fait l'objet d'une régulation incitative dans le TURPE 7 :

- Concertation d'un nouveau cadre
- Publication de quatre AO flex avant mi-2029, donc deux avant mi-2027

L'Appel d'Offre flexibilité de Perquie est un service de gestion des congestions réseau

- En soutirage
- Par une batterie
- Sur activation en temps réel par un automate réseau
- Avec une part fixe et une part variable à l'activation

4 – Réseaux

4.4 Offre de raccordement optimisé avec modulation de puissance

Enedis va proposer des ORA-MP à destination dans un premier temps des **installations de stockage uniquement** (l'incitation TURPE prévoit une extension d'une ORA à tous les utilisateurs au S2 2027).

Ces **modalités de raccordement permettront au stockeur de se raccorder avec des délais et/ou coûts réduits, en contrepartie de possibles limitations en injection ou soutirage.**

Ces ORA-MP seront proposés en complément des offres de raccordement de référence standard.

Objectif : repousser certains travaux sur le RPT ou le RPD en contrepartie de limitations à l'injection (et au soutirage dans un second temps)

Deux types d'ORA-MP seront proposés : avec gabarit (proche des offres RTE avec gabarit) ou avec des limitations « dynamiques » (volume d'heures maximale de limitation, avec envoi par Enedis d'un plafond de puissance, sans prévenance)

Le support de présentation du GT est disponible dans votre espace adhérent.

Prochain GT organisé par Enedis sur les ORA MP le 16/12.

4 – Réseaux

4.5 Prolongation dépôt des offres AO Flex Locales Enedis

Rappel : Enedis a ouvert quatre appels d'offres pour des services de **Flexibilités Locales à la baisse** avec réservation de capacité.
(Plus de détails du dernier GT dans votre [espace adhérent](#))

Enedis a prolongé la période de dépôt des offres sur les lots n'ayant pas reçu de proposition :

- RFQ-2502 Villefranche 2
- RFQ-2503 Bourbon l'Archambault 1
- RFQ-2503 Bourbon l'Archambault 2
- RFQ-2504 Auzances 2

Le nouveau calendrier est le suivant :

- Date limite de remise des offres : 02/01/2026 (*initialement 24/11/2025*)
- Attribution : 09/01/2026
- Date limite de signature des contrats : 23/01/2026
- Pour rappel, les périmètres de flexibilité devront être adressés au plus tard pour le 16/04/2006, pour un démarrage de la période de besoin au 1er mai.



Enerplan

Syndicat des professionnels
de l'énergie solaire

Questions / Réponses

Merci de votre attention !

**Prochain GT réseaux, Flexibilités et Stockage
« Technique » le 9 décembre 14-16h.
(Inscription)**

Armand de Saint Martin

Chargé de mission - Réseaux, Stockage et Flexibilité

Armand.desaintmartin@enerplan.asso.fr

06 15 65 12 02

Annexes

Annexe

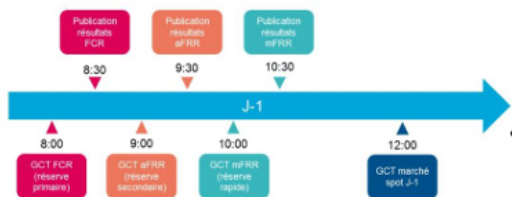
Participation au Services Systèmes Fréquence

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 JJ

- Programmation des puissances des EDP (Puissance active + bandes de SSY = quintuplet (P₀; FCRh; FCRb; aFRRh; aFRRb))

Tous les jours

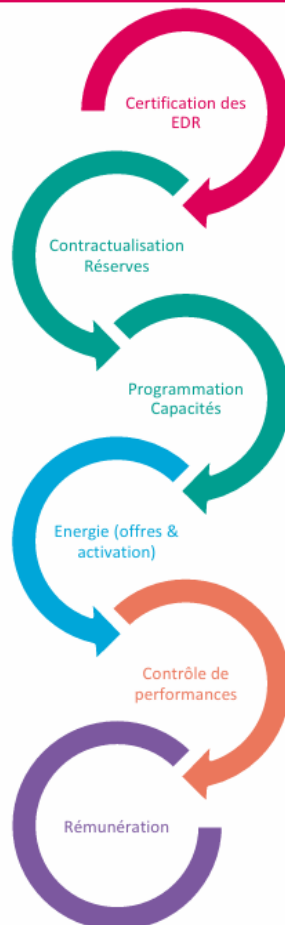
- FCR : activation automatique locale sur l'écart réel de Fréq.
 - aFRR : Les acteurs envoient des offres en énergie RTE envoie un niveau Ni propre à l'entité, au pas 4s

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

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

RTE rémunère les 8 MW baisse à $8 \times 30 \times 6 = 1440\text{€}$

L'acteur est redevable d'une pénalisation financière s'il programme moins à RTE, ou ne suit pas correctement le Ni

GT EnR RTE 28/11/2025