Le réseau
de transport
d'électricité

GT PROG-MA



15 OCTOBRE 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

Sommaire

A

Actualités

1. Actualités diverses
2. Planning prévisionnel SI
3. Suivi de la participation des EnR

B

Concertation

1. REX MARI
2. Participation des sites mixtes
3. Mode secours pour la programmation
4. Concomitances entre Flexibilités Réseau et Mécanisme d'Ajustement
5. Envoi des PdF par les acteurs – point d'étape



ACTUALITES

1. Actualités diverses

Actualités diverses

- Une nouvelle version du guide d'implémentation TOPASE a été publiée. Elle intègre la possibilité de déclarer pour les offres implicites un DOmax, un DNA et le nombre d'activation maximum. Des développements sont nécessaires pour prendre en compte ces informations de manière automatique, ces évolutions sont donc associées à la date pivot (TP_3).
- Une nouvelle version du guide TAO a été publiée. Elle contient:
  - Une mise à jour du code de dialogue v4.5 en vigueur pour réintroduire la notion d'ordre composé et ajouter le retour au PA différé avec une entrée en vigueur au 1er février 2027
  - Une mise à jour du guide d'accompagnement v1.4.6 en vigueur pour spécifier qu'en cas de perte du SI, l'ajustement en masse par téléphone ne s'applique qu'aux EDA de type EnR
  - La mise à jour de la date d'entrée en vigueur de la version code explicite (ajustement à puissance variable) qui ne sera pas implémentée avant T2 2027
- RTE a décidé de lever les limitations de capacité aux frontières FR-DE et FR-BE pour MARI :
  - Initialement mises en place par précaution face aux risques de contraintes réseaux liés aux variations non maîtrisées proche temps réel. La faible liquidité actuelle du produit standard, à l'origine de ces variations, ne justifie plus le maintien de ces limitations.
  - Celles-ci pourront toutefois être réévaluées en fonction de l'augmentation de la participation des acteurs, des volumes échangés et des éventuelles contraintes réseaux observées.

Clés de répartition maille site

Depuis le 16 juillet, les Acteurs d'Ajustement doivent transmettre en M+1 les clés de répartition à la maille site pour les ajustements passés en M sur des EDA composées de plusieurs sites injection ou stockage.

Les fichiers reçus en juillet (pour le S1 2026) comportaient de nombreuses erreurs de format.

Seuls **15 %** des fichiers reçus jusqu'au 16 juillet ont été intégrés.

Suites aux différents échanges entre acteurs et CRC, une nette amélioration a été constatée sur les envois des mois d'août et septembre.

68 % des fichiers reçus en août ont été intégrés.

80 % des fichiers reçus en septembre ont été intégrés.

Les principales erreurs constatées :

- Des codes sites erronés (mention « PRM » manquante ou en trop) → les codes sites sont disponibles dans les exports GIPSE
- Somme des clés de l'EDA ≠ 1
- Format numérique erroné (« 7.80E-05 »)
- EOF ou ligne vide en fin de fichier

Merci de vérifier que les fichiers envoyés respectent le format décrit dans le guide d'implémentation.

2. Planning prévisionnel SI

Planning prévisionnel SI



Octobre 2026
Publication volume MA/SSY maille site (API Speed Balancing)

01/02/2027
MA_{10} : Petites offres avec des CUO 13/15
Retour au PA différé

?
Ajustement à puissance variable pour les EDA explicite

01/10/2027
PR_2 /MA_2 : Obligation de programmer pour toute l'injection RPD

Points clés

- Clés de répartition maille site: attendues pour les EDA multi sites au plus tard le 3ième jeudi de M+1
- Publication à partir de fin octobre des volumes activés sur le MA (et les SSY) à la maille site (une communication sera envoyée)
- MA_{10} :
  - Le respect des CUO 13/15 sera notifié pour le 1er février 2027
  - L'obligation de participer en explicite pour les petites offres sera liée dans la V3 à l'envoi des points de fonctionnement par les acteurs pour l'implicite (pas avant T1 2028)
- La gestion des ordres de retour au PA différé est attendue pour le 1er février 2027
- Les ajustements à puissance variable pour l'explicite (paramétrage par receveur d'ordre) : date de mise en service en cours d'instruction en fonction des réponses au sondage (**fin au 17 octobre**)
- MA_2 / PR_2 et bascule implicite/explicite à partir du 1er octobre 2027 (ajustement à puissance variable requis)

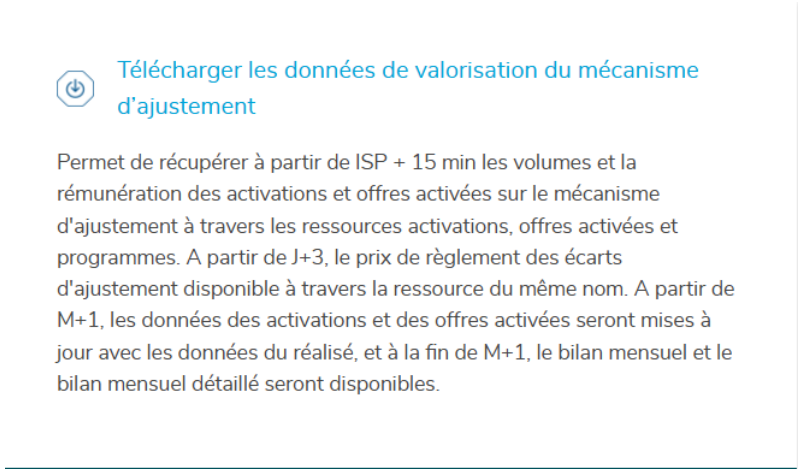
Publication des volumes activés sur le MA et les SSY à la maille site

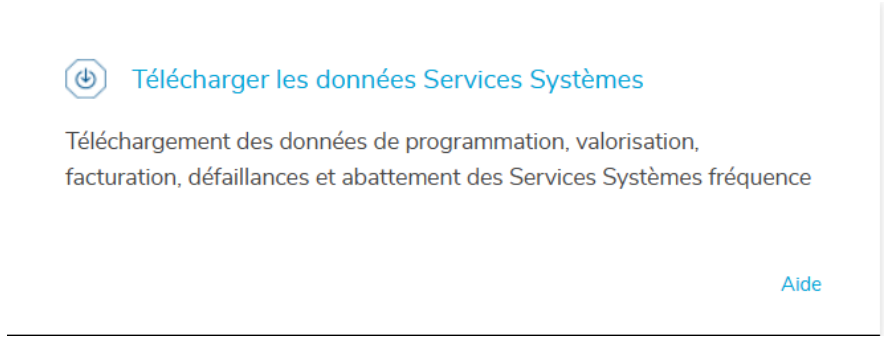
A partir de fin octobre, une nouvelle publication sera disponible sur le Portail Data (API Speed Balancing) et le Portail Services avec les volumes activés sur le MA et les SSY à la maille site.

Cette publication est destinée aux RE et AA pour le MA, et aux RE et RR pour les SSY, selon leurs périmètres respectifs.

Les volumes sont publiés à partir de ISP+15 min.

Pour les entités multisites, les volumes sont recalculés à réception des clefs de répartition (jusqu'en fin de M+1 pour le MA).



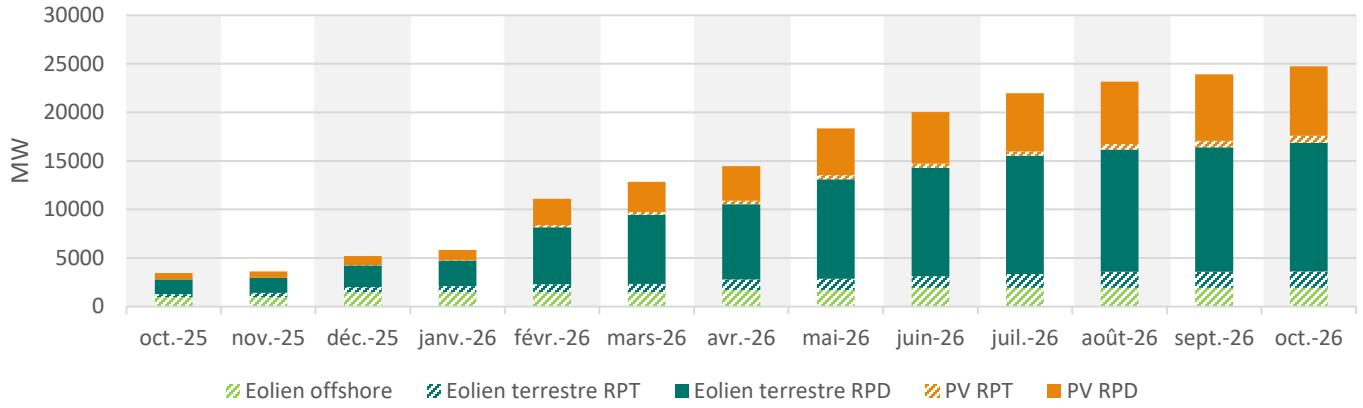


3. Suivi de la participation des EnR au Mécanisme d’Ajustement

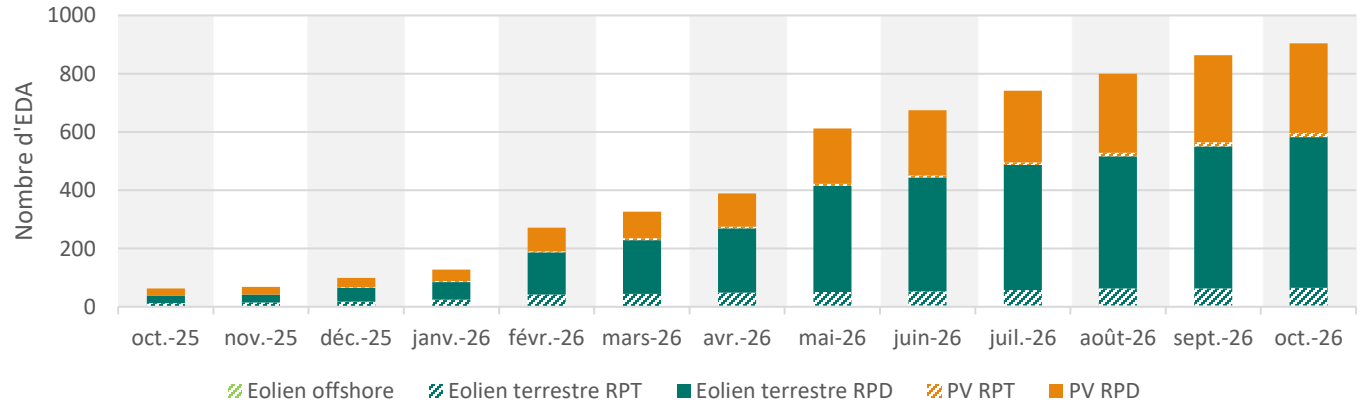
Suivi de la participation des EnR

AU 1ER OCTOBRE 2026

Capacité installée des sites éolien/PV participant au MA



Nombre d'EDA de type éolien/PV

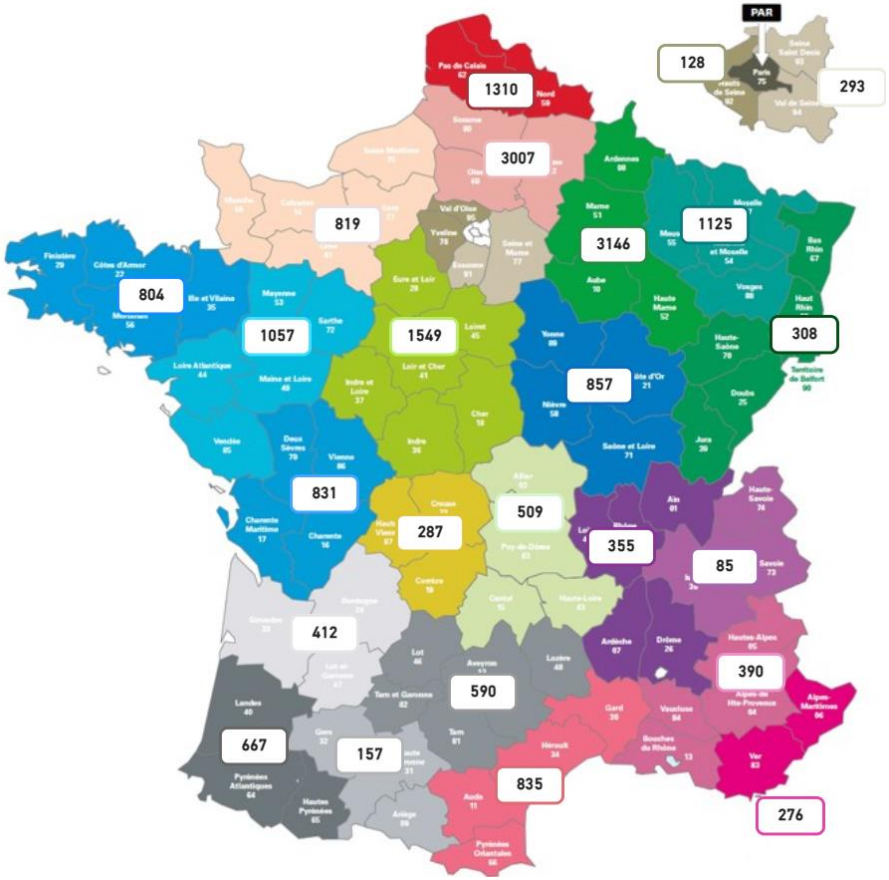


Messages clés

- ✓ La capacité installée PV + EO participant au MA a dépassé les **25 GW au 1er octobre 2026.**
- ✓ Le nombre d'EDA est passé **de 270 en janvier à plus de 930 en octobre.**

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)

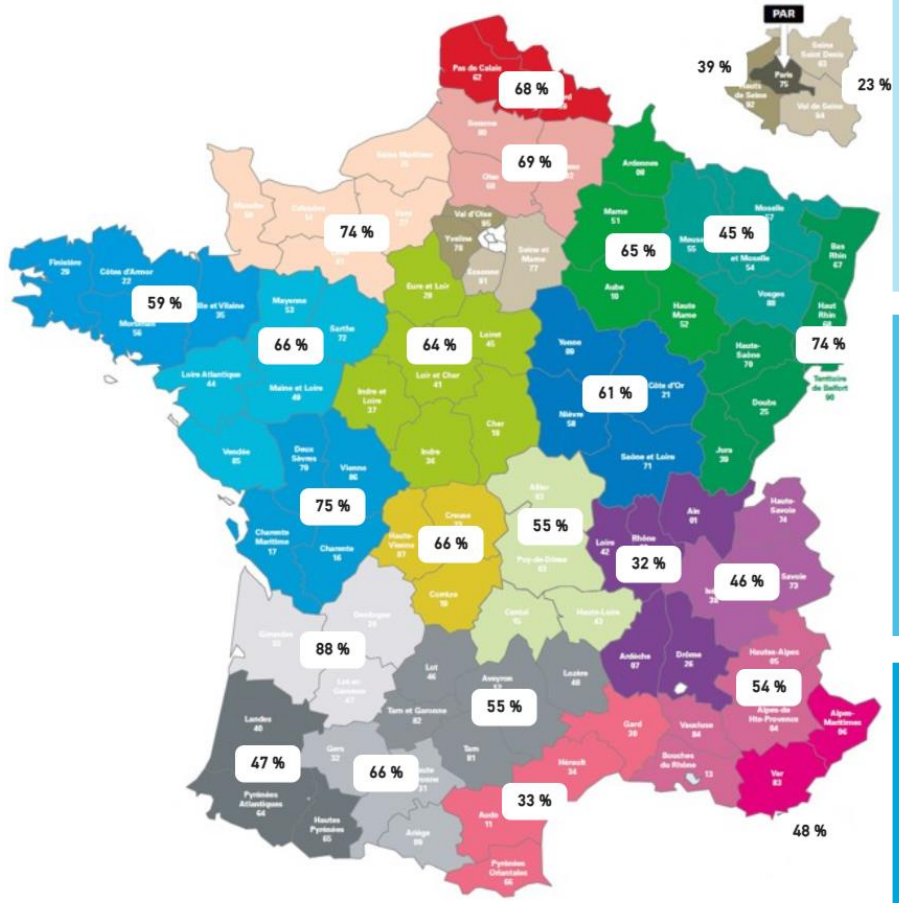


Puissance totale des installations de production (≥ 10MW) raccordées au RPD exploité par Enedis : 19,8 GW

Sur les 19,8 GW de sites de production ≥ 10MW attendus sur le réseau Enedis, participation au mécanisme d'ajustement de 12,1 GW (61% du gisement)

S'y ajoutent 7,8 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 d'octobre 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)

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

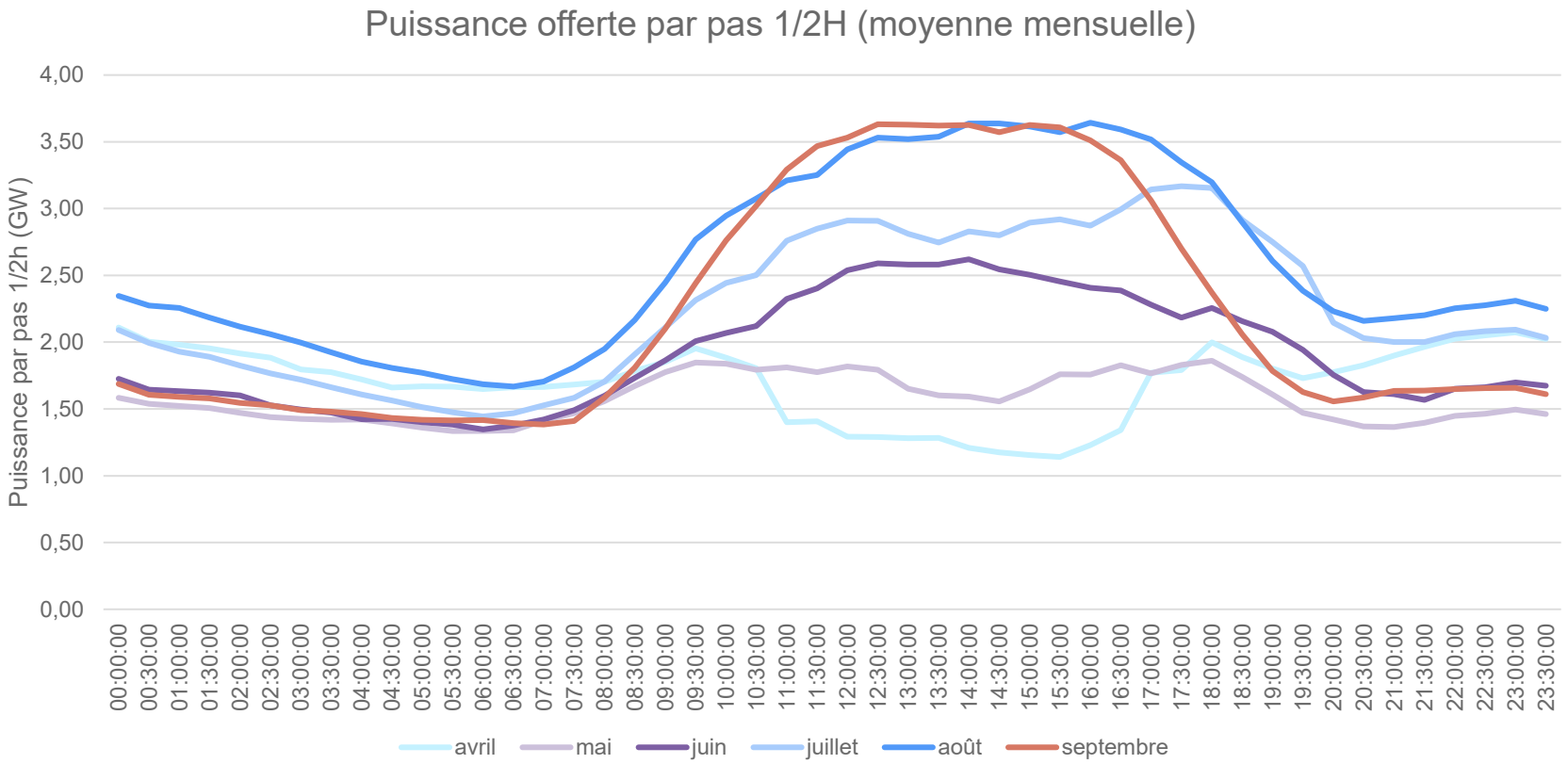
	Eolien offshore	Eolien terrestre RPT	Eolien RPD	PV RPT	PV RPD
au 1er janvier 2026	84 %	42%	27 %	31 %	10 %
au 1er octobre 2026	85 %	85%	63%	76%	25* %
	100 %	90 %	71 %	92 %	13 %

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

Participation effective (offres)

AVRIL À SEPTEMBRE 2026

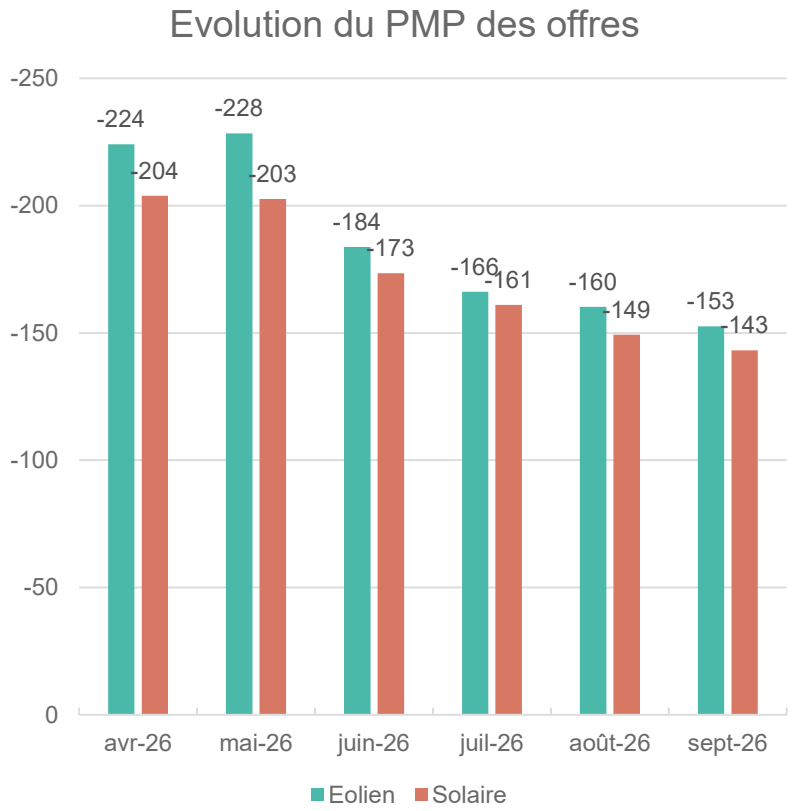


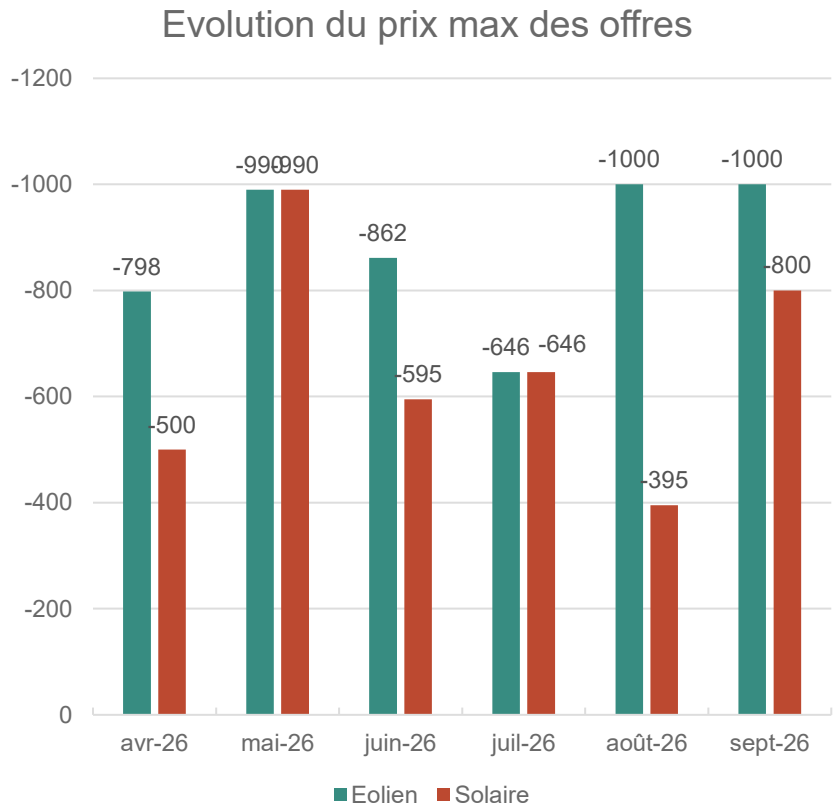
Mois	% EDA offertes*
Avril	51%
Mai	54%
Juin	58%
Juillet	59%
Août	58%
Septembre	58%

*EDA pour laquelle au moins une offre a été soumise sur le mois

RTE rappelle que **l'obligation porte sur le fait d'offrir sa puissance techniquement disponible** à la hausse et à la baisse, à tout moment de la journée. **Le taux d'EDA proposant des offres est actuellement insuffisant.**

Prix des offres





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

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

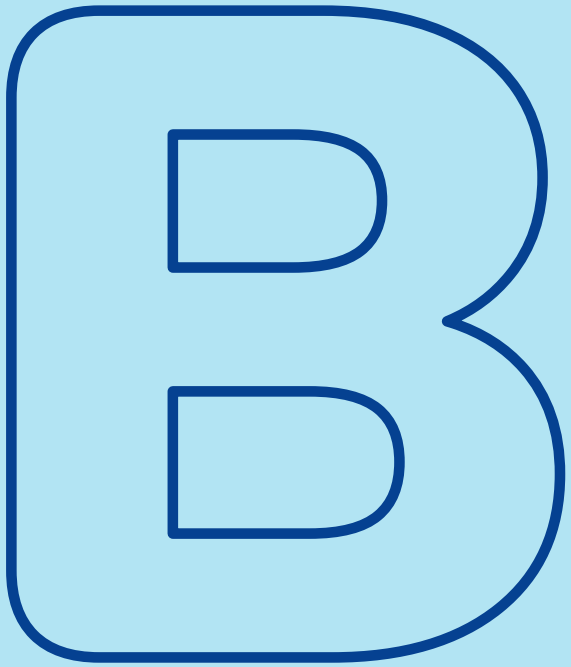
- D'après l'arrêté du 8 septembre 2025, les actifs renouvelables en complément de rémunération et en obligation d'achat seront rémunérés aux conditions d'achat d'énergie prévues par le contrat pour leur production **corrigée des activations sur le MA**. Il n'y a donc pas lieu d'intégrer dans le prix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



CONCERTATION

1. REX MARI

Cadre et contexte du REX MARI

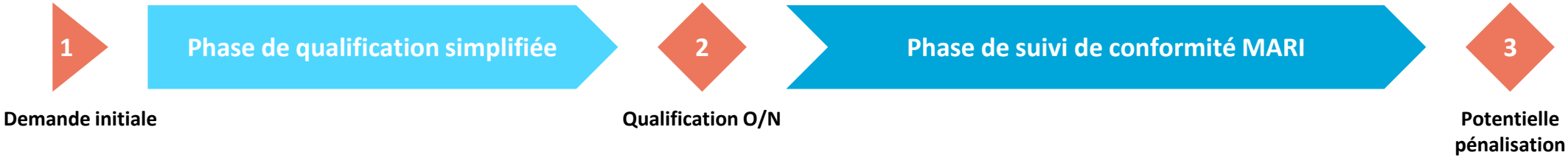
UN RETOUR D'EXPÉRIENCE APRÈS 6 MOIS DE CONNEXION À MARI

Contexte

Dans le cadre de la connexion de la France à la plateforme européenne MARI, RTE a mis en place des modalités spécifiques visant à inciter les acteurs français à respecter le profil standard tout en permettant un accès simplifié au marché standard :

- Qualification basée sur des tests SI uniquement ;
- Mise en place de contrôles ex-post ;
- Pénalisation financière en cas d'écart ;

Ces modalités ont été examinées par la CRE, qui a demandé à RTE de réaliser un retour d'expérience après six mois de connexion à MARI, afin d'évaluer leur fonctionnement effectif et leurs impacts sur la participation des acteurs français.

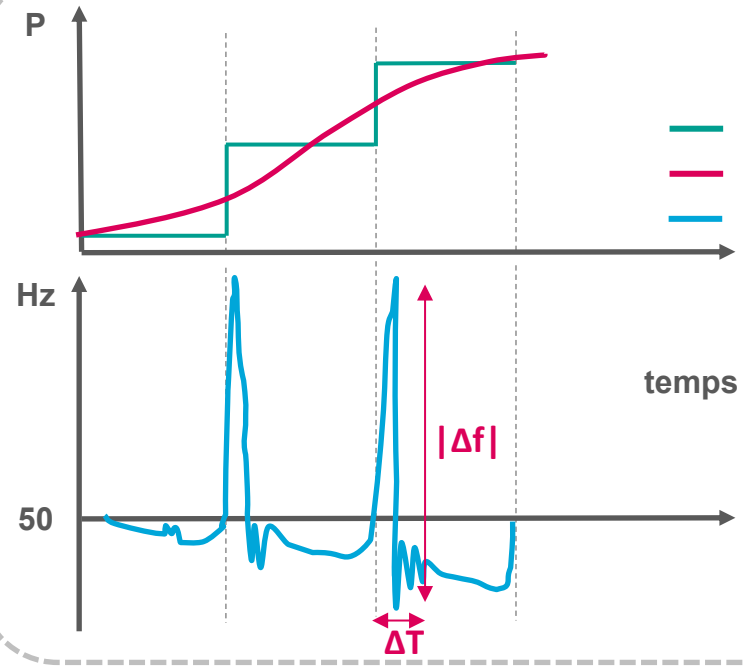


Objectifs du REX

- Faire un bilan sur les DfD en Europe et la contribution de RTE
- Quantifier le nombre d'acteurs français participant à la plateforme ;
- Evaluer l'évolution du gisement disponible et des offres déposées ;
- Mesurer l'impact des modalités de pénalisation sur la rémunération MARI ;
- Déterminer si des évolutions des règles de marché sont à envisager.

Contraintes d’exploitation RTE

Les **DFD* sont une des contraintes nationales** fortes de RTE en termes d’exploitation. Ce problème d’exploitation est connu au niveau européen, c’est d’ailleurs pour cela que le produit MARI a été pensé de manière rampée. Parmi les pays européens, la France est un **des pays les plus contributeur à ce problème**. Il est donc inscrit dans la **politique RTE** de réduire au maximum ce phénomène.



1 Critère DFD

- **|Δf| > 75mHz**
- **ΔT< 10min entre -5 et +5min**

2 Identification des contributeurs

- **Chaque GRT a une limite calculée annuellement en MW en fonction de la part de production et de consommation du GRT en Europe**
- **RTE est contributeur si |ACE| >651 MW**

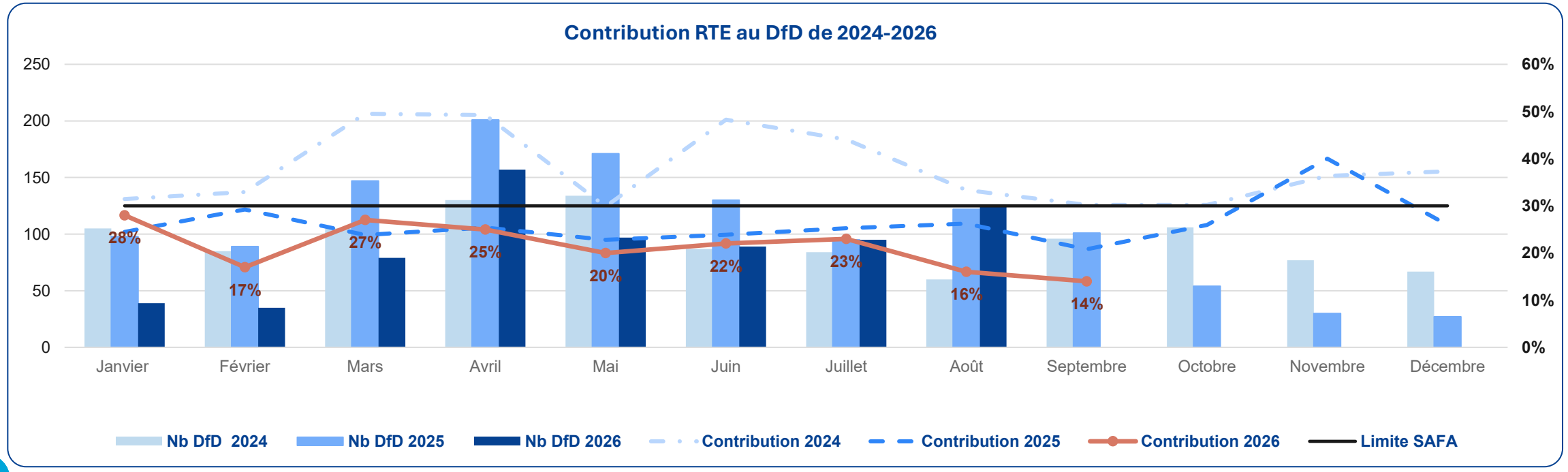
*DFD : Déviation de Fréquence Déterministe

Suivi des déviations de fréquence déterministes (DfD)

ÉVOLUTION DE LA DURÉE ET DU NOMBRE DE DfD ENTRE 2024 ET 2026

Amélioration des DfD

- Les indicateurs montrent une amélioration de la contribution française aux DFD, désormais **inférieure à 30 %. Toutefois, la France demeure l'un des principaux contributeurs,** alors que certains pays européens, comme l'Allemagne, affichent des niveaux proches de zéro.
- **A ce stade, le gisement standard est faible par rapport au gisement total mFRR.** En effet, nous ne disposons pas encore d'une vision claire du **gisement hydraulique mobilisable ni des modalités de ramping qui seront mises en place.**

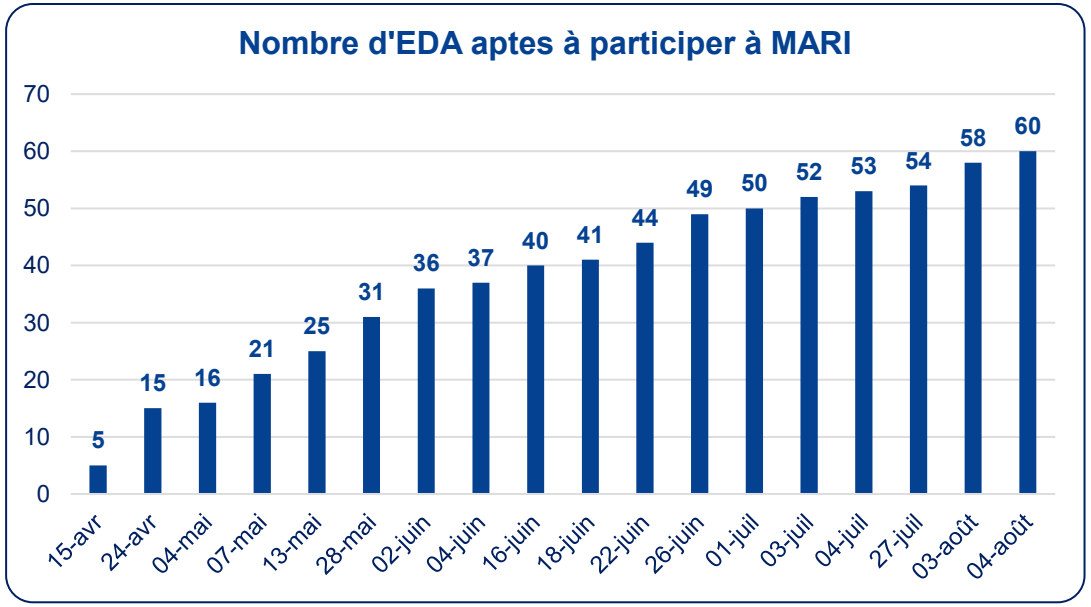


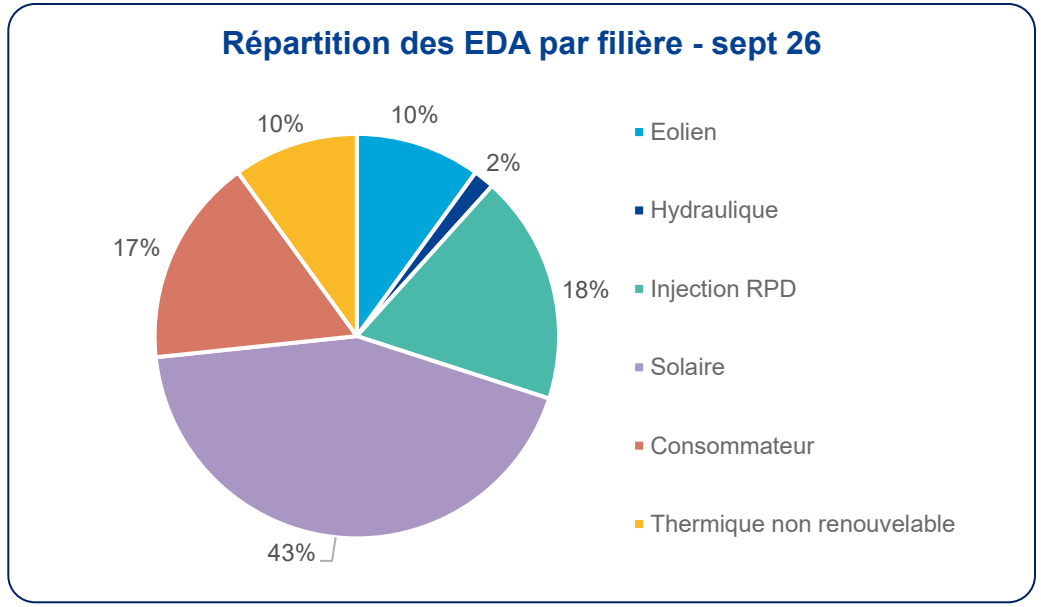
Bilan de la participation à la plateforme MARI

NOMBRE D'ACTEURS PARTICIPANTS ET NOMBRE D'EDA QUALIFIÉES / ACTIVES

Bilan des premiers mois d'exploitation sur MARI

- **60 EDA** sont aujourd'hui aptes à participer à MARI
- **Plus de 30 EDA participent quotidiennement**
- **8 acteurs d'ajustement participent actuellement à MARI**

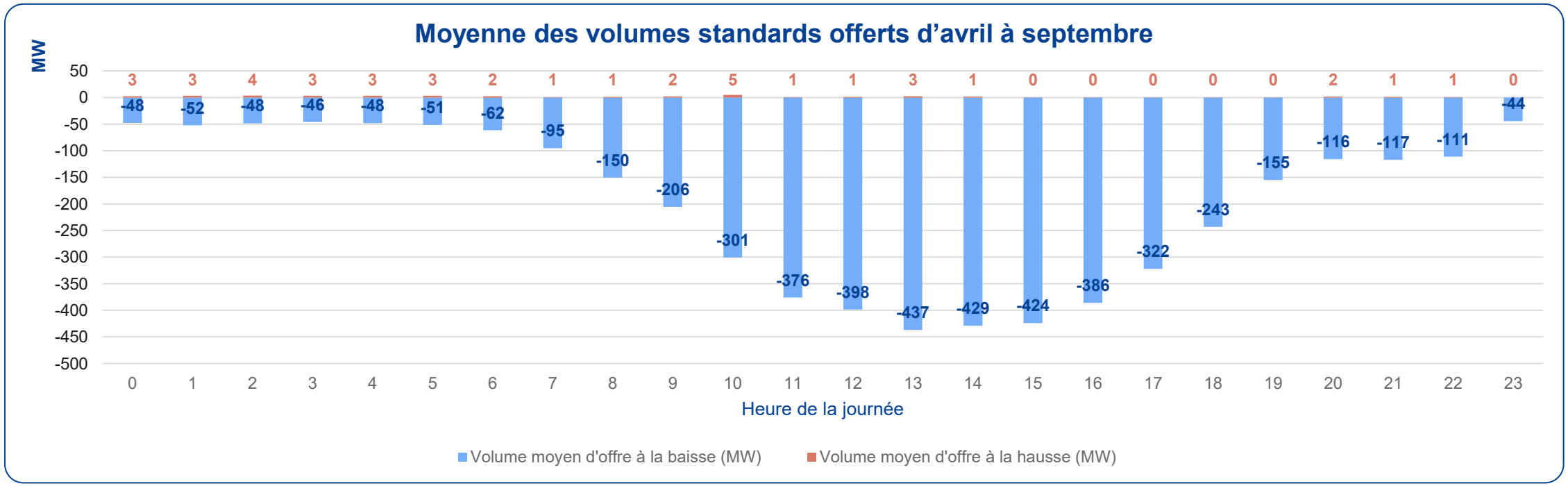




Évolution des volumes standard offerts à la baisse

Un profil de volumes offerts reflétant la participation de la filière solaire

- **Des offres standards sont présentes sur l'ensemble des tranches horaires**, avec un niveau moyen d'environ **200 MW** sur une journée.
- **Les gisements deviennent particulièrement importants entre 10h et 17h**, avec des volumes moyens supérieurs à **300 MW**, notamment en raison de la forte représentation de la **filière solaire** parmi les actifs participants.

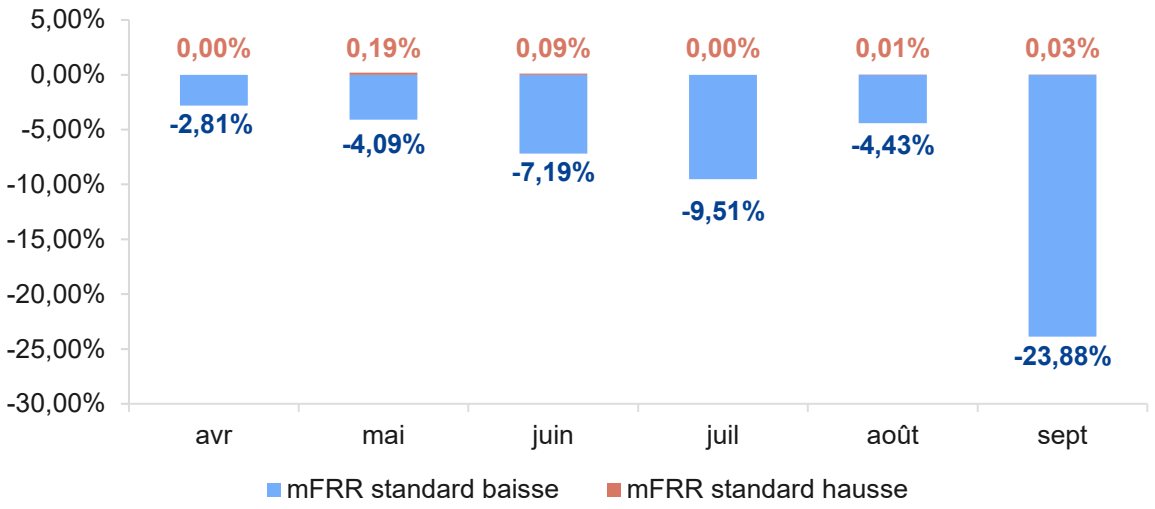


Évolution mensuelle des volumes activés en spécifique et en standard

La montée en charge de MARI est visible à la baisse principalement

- Sur l'ensemble de la période, les activations standards représentent environ **7 % des volumes activés à la baisse**.
- **Les activations spécifiques restent largement majoritaires à la baisse.**

Part du besoin mFRR satisfait par la plateforme MARI dans l'équilibrage



Volumes activés en spécifique et en standard



Méthodologie de comparaison des prix de clearing MARI et MA

RECONSTITUTION D'UNE RÉFÉRENCE THÉORIQUE MA AU PAS DE 15 MINUTES POUR COMPARAISON AVEC LE PRIX OBSERVÉ SUR MARI

Construction du prix de clearing MA

Le prix de clearing MA est un **prix théorique reconstitué au pas de 15 minutes** à partir des offres activées sur le mécanisme d'ajustement.

- Une offre est rattachée à un quart d'heure dès lors qu'elle recouvre tout ou partie du pas 15 minutes.
- À la **hausse**, le prix retenu correspond au **prix maximum des offres activées à la hausse sur chaque pas 15 minutes**.
- À la **baisse**, le prix retenu correspond au **prix minimum des offres activées à la baisse sur chaque pas 15 minutes**.

Prix de clearing MARI

- Le prix MARI correspond au **prix de clearing observé sur la plateforme MARI** au pas de 15 minutes.
- Un **prix unique** est retenu par quart d'heure, sans distinction entre hausse et baisse.
- **On comptabilise un prix de clearing MARI uniquement lorsque RTE exprime un besoin standard**.

Pour chaque mois, les prix disponibles au pas de 15 minutes sont moyennés par heure afin de construire un profil horaire moyen comparable entre MA et MARI.

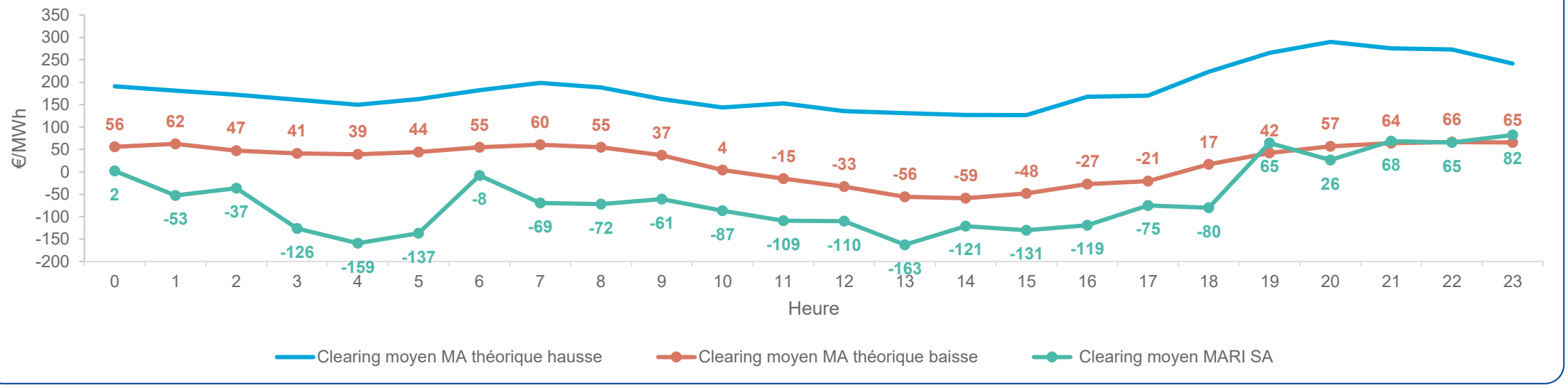
Comparaison des prix de clearing MARI avec le prix marginal théorique du mécanisme d'ajustement français

Les prix MARI restent inférieurs à la référence MA sur l'essentiel de la journée, avant de converger en soirée

Les prix MARI restent plus favorables que la référence MA sur l'essentiel de la journée.

- **Entre 0 h et 18 h, les prix de clearing MARI sont globalement plus négatifs que la référence théorique MA à la baisse**
- **À partir de 19 h, les prix standards convergent progressivement vers ceux du MA**, en lien avec une moindre présence des offres ENR et une contribution plus importante d'actifs thermiques, dont les niveaux de prix sont plus proches de ceux observés sur le mécanisme d'ajustement.

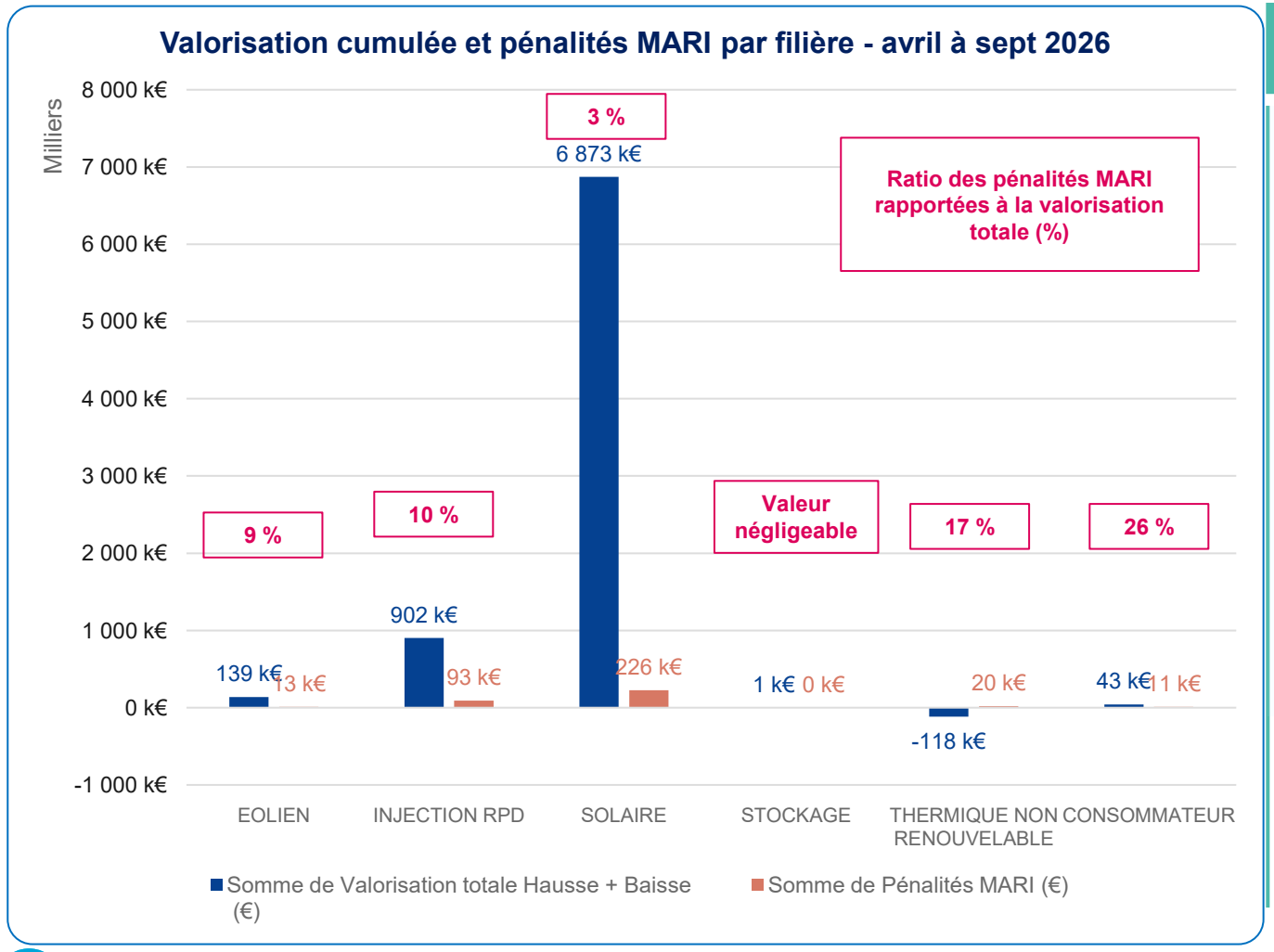
Comparaison des prix moyen de clearing MA* et des prix de clearing MARI – avril à septembre inclus



Clearing MA* : prix de clearing théorique reconstitué par pas de 15 minutes, afin de permettre une comparaison avec MARI.

Suivi des rémunérations et des pénalités

RATIO ENTRE LES PÉNALITÉS ET LES RÉMUNÉRATIONS MARI PAR FILIÈRE



Une valorisation dominée par le solaire et des pénalisations hétérogènes

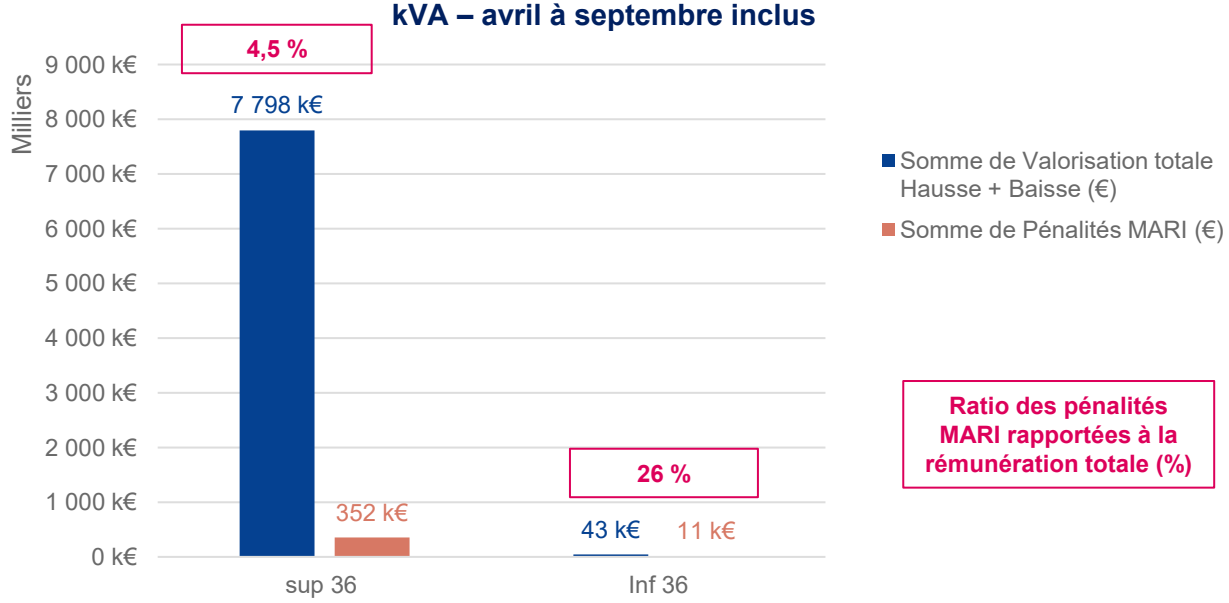
- **La filière solaire concentre l'essentiel de la valorisation cumulée, avec près de 6,9 M€, soit environ 90 % du total net observé entre avril et septembre,** en restent limitées à environ 3 % de sa valorisation.
- **Les filières éolienne et injection RPD présentent des montants de valorisation plus faibles, respectivement 139 k€ et 902 k€, avec des ratios de pénalisation** plus élevés, autour de 10%.
- **Le plus haut ratio de pénalité concerne la filière Consommateur qui englobe les sites BT inf 36kVA.**
- La valorisation négative du thermique non renouvelable (-117 k€), principalement portée par un seul acteur, **résulte d'activations MARI à la baisse, financièrement favorables à RTE.**
- En moyenne, **les pénalités représentent 5% de la rémunération standard**

- Pour le mois d'août et septembre, les montants des pénalités correspondent à des données provisoires, facturés avec un décalage de deux mois.

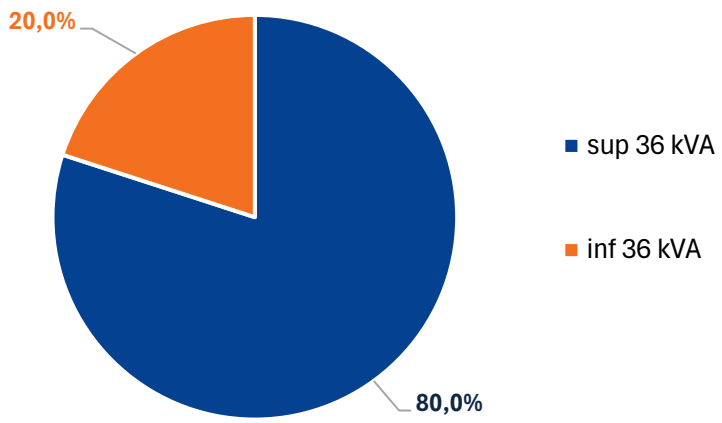
Suivi des rémunérations et des pénalités

FOCUS SUR LES SITES RACCORDÉS EN BASSE TENSION DE PUISSANCE INFÉRIEURE À 36 kVA

Rémunération et pénalités MARI des sites inférieurs et supérieurs à 36 kVA – avril à septembre inclus



Répartition des EDA activées selon le seuil de 36 kVA – avril à septembre inclus



Pour les sites inférieurs à 36 kVA

Règles de marché et pénalisation MARI

- Les sites inférieurs à 36 kVA sont soumis aux **mêmes modalités de contrôle du réalisé au pas 5 minutes**, malgré des courbes de charge au pas de temps 15 minutes

Constats opérationnels

- Le périmètre des sites inférieurs à 36 kVA est constitué de **9 EDA et sont actifs depuis juillet.**
- La valorisation cumulée atteint **43 k€**, **soit 0,5 % de la valorisation totale, avec un fort taux de pénalité de 26%.**

➢ Pour le mois d'août et septembre, les montants des pénalités correspondent à des données provisoires, facturés avec un décalage de deux mois.

Proposition de modifications du suivi de conformité MARI

Retour d'expérience encore limité

- La faible liquidité standard avec une participation d'un faible nombre d'acteurs de marché ne permet pas encore d'évaluer pleinement l'effet des pénalités MARI sur les DfD

Limites des contrôles de ramping

- Les courbes de charge au pas de 15 minutes des sites BT de moins de 36 kVA ne permettent pas de vérifier efficacement le respect des rampes puisque les contrôles se font au pas 5 minutes

Proposition de RTE en accord avec la CRE

1. **Supprimer l'application des contrôles MARI pour les EDA constituées exclusivement de sites BT, afin d'éviter de pénaliser des actifs dont la conformité ne peut être vérifiée efficacement**
2. En fonction des gisements concernés, la mise en place d'une solution de contrôle plus équitable entre les acteurs pourra être étudiée.

2. Participation des sites mixtes



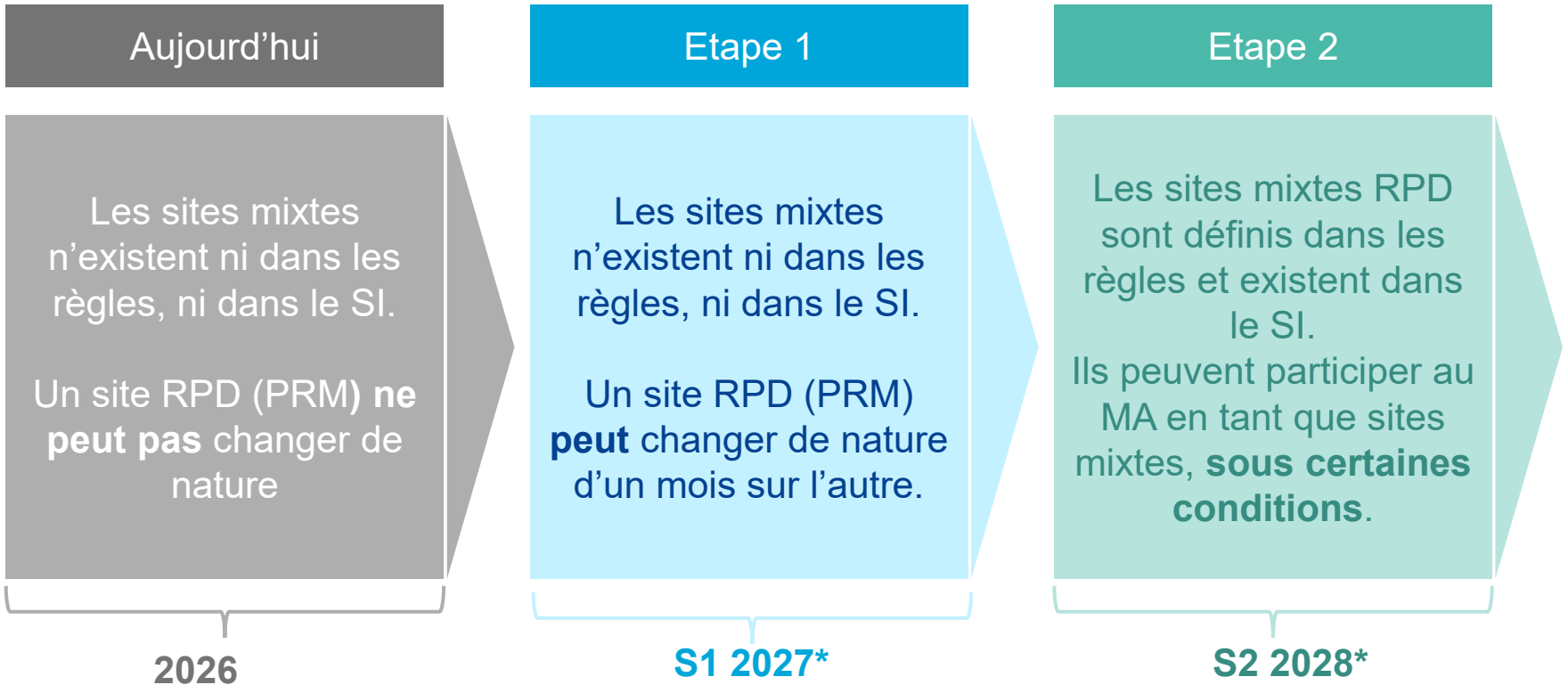
Etude sur la participation des sites mixtes

28 avril au 17 juin	Appel à contributions Gisement de nouvelles flexibilités d'équilibrage
7 juillet	Restitution sur l'appel à contributions lors GT PROG-MA
Juillet à septembre	Etude (échanges internes, bilatérales avec des acteurs, GRD, la CRE, …)
15 octobre	Proposition de cadre de participation pour les sites mixtes

Enseignements notables

- L’installation de batterie avec les panneaux PV se généralise et ferait du modèle conso+prod+stockage (batteries en aval de compteurs) la norme.
- Le gisement associé à la configuration « sites mono-RE » reste limité (exclut tous les sites sous OA).
- La configuration d’une EDA avec 1 RE injection et *n* RE soutirage couvrirait une part non-négligeable du « gisement multi-RE ».
- Le changement de nature des sites RPD présente déjà des opportunités pour les acteurs avec la valorisation « saisonnière » des installations ou des changements de valorisation (ex: soutirage plutôt qu’injection).

Participation progressive de configurations mixtes RPD



Participation des configurations mixtes selon un rythme saisonnier (ex.: injection en été et soutirage en hiver)

Participation au MA en tant que sites mixtes (injection et soutirage) dans une même EDA.

***Dates de mise en service visées**

Etape 1 : changement de nature des sites

Un site RPD (PRM), qu'il soit de nature injection, stockage ou soutirage, pourra changer de nature d'un mois sur l'autre.

Les règles de cohérence trans-mécanismes persistent, c'est-à-dire que le site devra avoir la même nature sur tous les mécanismes à un même instant (maille mensuelle).

Les règles de composition des périmètres (EDP, EDA, EDR, EDE ne changent pas).

Points de vigilance

- En amont d'une Période de Livraison MECAPA, il n'y aura plus de contrôle de cohérence entre la nature déclarée sur MA/NEBCO/SSY vs. la nature de l'EDC à laquelle le site est rattaché pour cette période.
- Pendant une Période de Livraison MECAPA, en cas d'incohérence entre les déclarations de nature via MA/NEBCO/SSY vs. la nature de l'EDC de rattachement, des rejets de sites pourront avoir lieu.
- Il sera impossible de modifier la nature d'un site sur MA/NEBCO/SSY *a posteriori*.
- De manière générale, les acteurs sont responsables de la cohérence des demandes de rattachement site/entité qu'ils soumettent.

Etape 2 : participation des sites mixtes

DÉFINITION DE SITE MIXTE

- Au sens des Règles de Marché (Dispositions Générales), un « Site est soit un Site d'Injection soit un Site de Soutirage soit un Site de Stockage Stationnaire »

- Ajout dans la V3 des Règles de Marché de la notion de site « Mixte » avec les caractéristiques suivantes :
  - Point de connexion unique au RPD identifié par un code PRM unique ;
  - Associé à un seul Utilisateur ;
  - Au niveau duquel l'énergie électrique est soutirée du réseau et également injectée ;
  - Pour lequel a été conclu un contrat d'accès au réseau pour l'énergie soutirée (composante soutirage) et un autre pour l'énergie injectée (composante injection).

- Le site « Mixte » peut disposer d'un RE différent entre la composante soutirage et la composante injection.

Etape 2 : participation des sites mixtes

CONDITIONS DE PARTICIPATION

Sur le MA

- Participation en injection et soutirage dans une même EDA
- Un site mixte a un RE injection et un RE soutirage (potentiellement différents)
- L'EDA a un même RE injection, et jusqu'à *n* RE soutirage
- Méthode de Contrôle du Réalisé : Rectangle simple (*à étudier : programmation et contrôle sur le PA*)

Sur les SSY et NEBCO

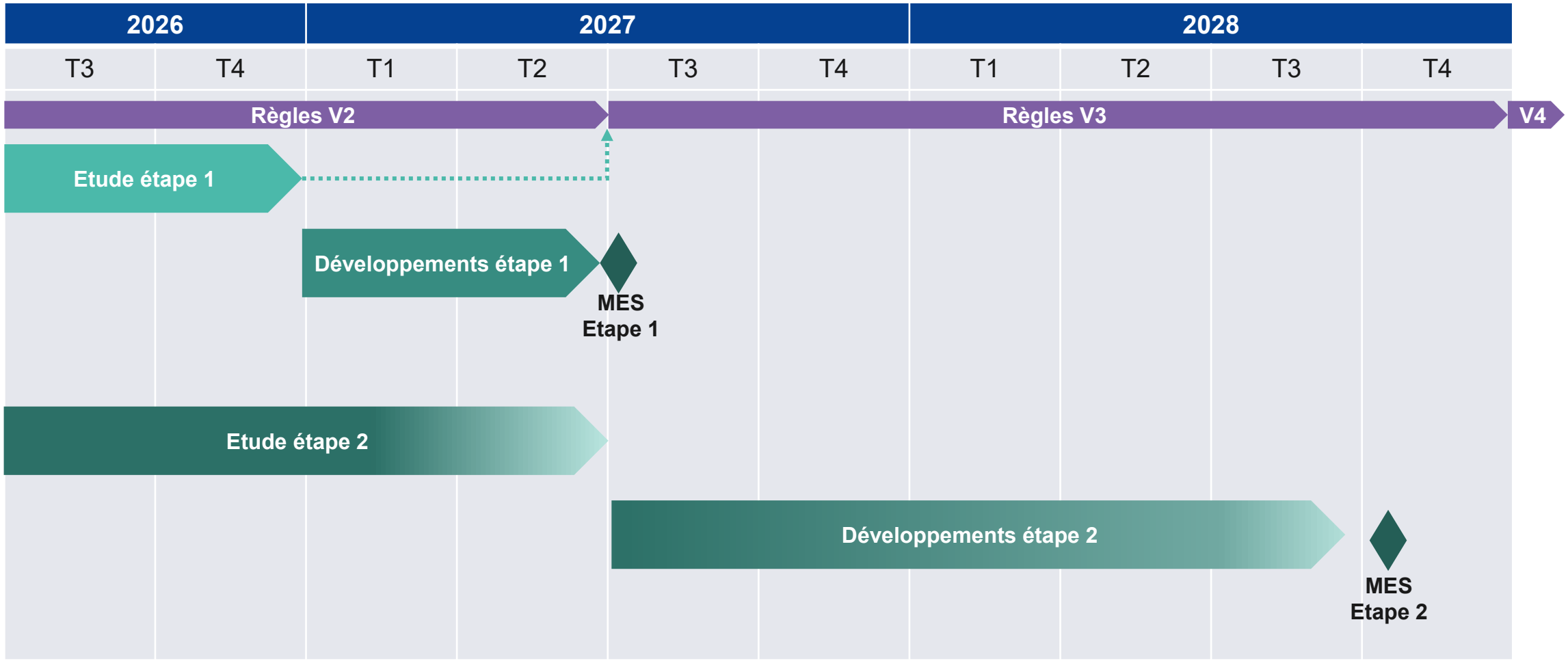
Les sites mixtes ne pourront participer que comme des sites de soutirage.

MECAPA

Application des nouvelles règles MECAPA : la part injection rattachée à une EDC injection certifiée en méthode normative peut également être rattachée à une EDC soutirage – un contournement technique est en place dans le référentiel GIPSE pour couvrir ce cas.

Planning (très) prévisionnel

Etape 1	Changement de nature des sites RPD
Etape 2	Participation des sites mixtes RPD multi-RE



3. Mode secours pour la programmation

Contexte

En cas d'indisponibilité de l'application TOPASE, créant une impossibilité pour les acteurs de redéclarer leur programme d'appel, les EDP sont tenues de suivre le dernier programme d'appel accepté par RTE. Cependant, une indisponibilité prolongée peut causer un préjudice aux responsables d'équilibre en les empêchant de se rééquilibrer durant l'indisponibilité.

Un mode secours est mentionné dans les règles de programmation (article 1.P.2) : *« Lorsque les conditions techniques le permettent, RTE met en place un Mode Secours. »*

Un tel mode n'a cependant jamais été implémenté opérationnellement.

A la suite des épisodes d'indisponibilité prolongées subies par TOPASE en 2026, RTE a reçu des demandes pour mettre en place le mode secours décrit dans les règles.

L'objectif est ici de valider le principe de fonctionnement de ce mode secours.

Principe du mode secours

Hypothèse : TOPASE est indisponible, tant pour les acteurs que pour RTE. Le mode secours consisterait en un contournement semi-automatisé de TOPASE, visant à assurer des guichets de redéclaration IJ pour une volumétrie à une fréquence limitée :

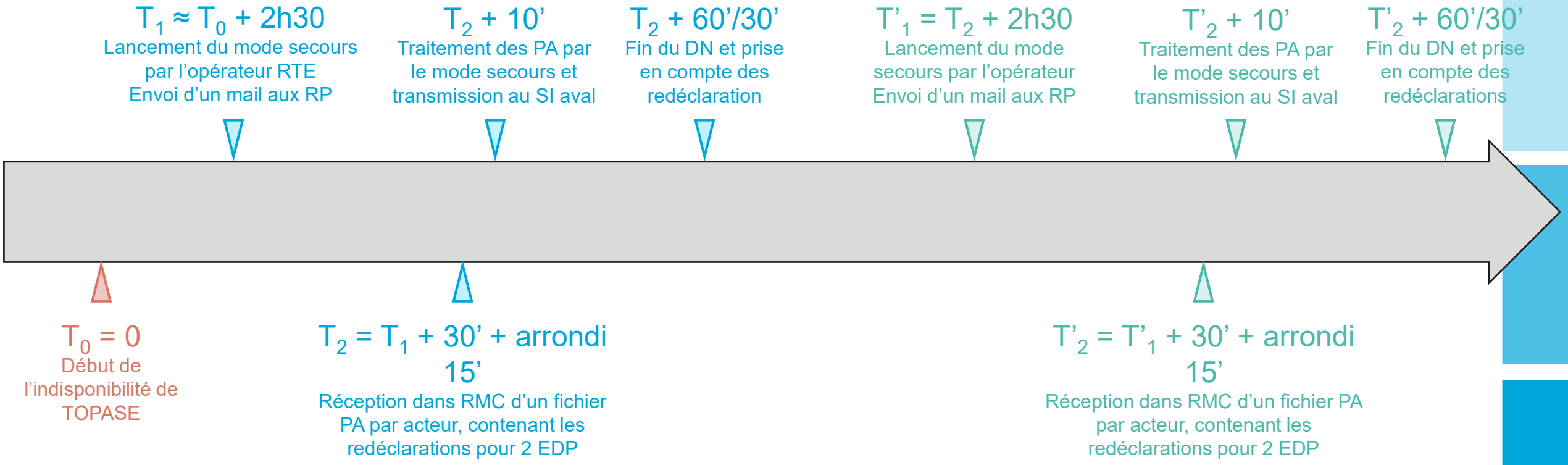
- Un guichet de redéclaration toutes les trois heures
- Redéclaration des PA de 2 EDP par guichet.

L'objectif de ce mode secours est de permettre aux acteurs de se rééquilibrer lors d'une situation de crise causée par la perte d'un système critique pour l'exploitation du système électrique.

Principe de fonctionnement :

- La procédure est lancée manuellement par l'opérateur RTE, en cas d'indisponibilité prolongée de TOPASE
- Les acteurs sont informés par mail de l'ouverture d'un guichet secours de redéclaration, avec un préavis ≈ 30 minutes
- Chaque acteur peut déposer dans un canal RMC dédié un fichier PA, contenant la mise à jour du PA de 2 EDP au maximum
- Les PA sont contrôlés et transmis à la chaîne SI avale de RTE pour une prise en compte dans le respect du DN

Vision chronologique du mode secours



Le réseau de transport d'électricité

4. Concomitances entre Flexibilités Réseau et Mécanisme d'Ajustement

Evolution des Règles MA

SOMMAIRE

RAPPEL DE L'HISTORIQUE

1 – EVOLUTION DES DEFINITIONS RELATIVES AUX FLEXIBILITES RESEAU (Enedis et RTE)

2 - GESTION EN TEMPS REEL DES CONCOMITANCES (RTE)

2.1 – Site participant au MA : redéclaration des offres et des programmes

2.2 - Cas de concomitance avérés : priorisation entre ordre réseau et ordre MA

3 – GESTION EN BACK OFFICE DES CONCOMITANCES (Enedis et RTE)

Traitement pour ventiler le volume effacé entre flexibilité réseau et mécanisme d'ajustement

Rappel de l'historique

En 2022 Introduction de la correction de périmètre d'équilibre pour les Flexibilités Réseau et modalités de rémunération en cas de **concomitance entre Flexibilité Locales Marchés** et **participation au MA** avec une double logique:

1. le même MW peut rendre service à la fois au réseau et à l'EOD
2. pas de double rémunération. Le volume effacé est attribué en priorité à la Flexibilité Locale Marché, le reliquat au Mécanisme d'Ajustement

En 2025, les Règles MA v2 et leur rapport d'accompagnement précisent le comportement à adopter et les rémunérations associées en cas de **concomitance entre Flexibilités Réseaux** et **participation au MA**
(en mentionnant une **concertation à venir des DTR** pour les flexibilités autres que Locales Marchés, dites contractuelles).
Les paragraphes suivants ont été modifiés:

- **Règles MA v2**: MA 2.K.3.5, MA 2.L.2.2.3, MA 2.M.2, MA 2.M.4, MA 2.M.5.1
- **Rapport d'accompagnement** à la saisine des Règles v2: MA 8.4

En 2026, le sujet a été concerté aux GT CAR « producteur/stockeur » et CCPS/CASE.

Concernant les EnR, la mise à jour de la DTR RTE (article 7.7) est entrée en vigueur le 30/09/2026 et celle de la DTR 87^{E} d'Enedis entrera en vigueur le 09/11/2026.

Concernant les sites de stockage, la consultation de la DTR RTE démarrera très prochainement, pour une entrée en vigueur prévue enT1 2027. Les travaux sont menés conjointement sur la DTR Enedis, dont les dates de consultation et entrée en vigueur restent à caler.

Objectifs de la concertation

RTE et Enedis souhaitent réaborder le sujet des concomitances en GT PROG-MA :

- il est proposé de **faire évoluer les définitions relatives aux Flexibilités Réseau** dans les Dispositions Générales des **Règles v3**

- pour la **gestion back-office des concomitances** (répartition des volumes pour éviter une double rémunération/correction), le besoin se confirme **d'harmoniser les traitements** quel que soit le type de Flexibilité Réseau dans les **Règles v3**

- pour la **gestion temps réel des concomitances**, RTE souhaite rappeler les attendus en termes de redéclaration des offres et des programmes.
  - **Concernant les EnR**, il leur est demandé à ce stade de faire leur **« best effort »**.
  - **Concernant les sites de stockage**, la consultation actuelle propose **un délai de 2h30** pour la redéclaration.

  Un **retour d'expérience** permettra de statuer sur la nécessité d'introduire des mesures incitatives à ce sujet dans les **Règles v4.**

Le réseau
de transport
d'électricité

1. Evolution des définitions relatives aux Flexibilités Réseau

Copyright RTE – 2025. 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)

Dispositions Générales v2: définitions en vigueur

Flexibilité Réseau
Levier d'un ou plusieurs Sites raccordés au RPD ou au RPT, qui vise à moduler leur puissance d'injection et/ou de soutirage, et auquel un Gestionnaire de Réseau peut recourir dans le but de résoudre une contrainte sur le Réseau qu'il opère. Au sens des Règles, toute activation de ce(s) Site(s) pour cause réseau qui se ferait via le Mécanisme d'Ajustement reste considérée comme un Ajustement et non comme une activation de Flexibilité Réseau.

Flexibilité Réseau RPT
Flexibilité Réseau d'un ou plusieurs Sites d'Injection raccordés au RPT à laquelle le GRT peut recourir pour résoudre une contrainte du RPT.

Flexibilité Réseau RPD
Flexibilité Réseau d'un ou plusieurs Sites raccordés au RPD à laquelle un Gestionnaire de Réseau peut recourir pour résoudre une contrainte du RPD ou du RPT.

Flexibilité Locale
Flexibilité Réseau RPD à laquelle un GRD peut recourir par appel au marché.

Dispositions Générales v3: proposition de révision des définitions

Il est proposé de revoir les définitions afin de pouvoir nommer explicitement une Flexibilité Contractuelle (Flexibilité Réseau qui n'est pas une Flexibilité Locale) et prévoir les cas de Flexibilité Locale Marché sur le RPT.

Flexibilité Réseau
Levier qui vise à moduler leur puissance d'injection et/ou de soutirage d'un ou plusieurs sites raccordés au RPD ou au RPT, auquel un Gestionnaire de Réseau peut recourir dans le but de résoudre une contrainte sur le Réseau qu'il opère. Au sens des Règles, toute activation de ce(s) Site(s) pour cause réseau qui se ferait via le Mécanisme d'Ajustement reste considérée comme un Ajustement et non comme une activation de Flexibilité Réseau.

Flexibilité Contractuelle
Flexibilité Réseau à laquelle un Gestionnaire de Réseau peut recourir selon les modalités inscrites dans la convention de raccordement / contrat d'accès au réseau du site.

Flexibilité Locale Marché
Flexibilité Réseau ~~RPD~~ à laquelle un ~~GRD~~ Gestionnaire de Réseau peut recourir par appel au marché. L'ordre réseau du GR~~D~~ est envoyé au site ~~raccordé au RPD~~ via un acteur de marché.

Le réseau
de transport
d'électricité

2. Gestion en temps réel des concomitances

Copyright RTE – 2025. 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)

Redéclaration des offres

- **A ce jour, la participation au MA concerne essentiellement les EnR**. Celles-ci sont de plus en plus incitées à participer au MA et **représentent un volume d'offres MA de plusieurs GW**.
- **Ces offres MA doivent rester fiables et réalisables** pour préserver la sûreté du système électrique. En cas de limitation réseau, il est important pour RTE:
  - **que les offres MA réalisables continuent d'être proposées**

    La limitation d'un site n'entraîne pas nécessairement la non réalisation de l'offre MA, celle-ci pouvant être éventuellement reportée sur les autres sites de l'EDA. Seul l'acteur est en mesure de confirmer l'éventuel impact sur l'offre.

    Par ailleurs, RTE estime que la majorité des activations MA seront à la baisse, dans le même sens que l'activation réseau. En adaptant leur production pour respecter la plus contraignante des deux activations, les producteurs pourront ainsi satisfaire aux deux demandes.
  - **que les offres MA soient redéclarées au plus tôt , afin de disposer d'offres fiables**

    conformément au **§2.K.3.5 des Règles MA v2 en vigueur:*« Chaque Acteur d'Ajustement doit prendre en compte, au Guichet le plus proche, toute activation de Flexibilité Réseau ayant un impact sur l'élaboration de ses Offres d'Ajustement ».***

    En effet, si une EnR qui participe au MA ne met pas à jour ses offres MA à réception d'un ordre réseau de limitation d'injection:
    - l'ajustement à la baisse activé par RTE restera sans effet, l'EnR ayant déjà réduit voir arrêté sa production.
    - la vision RTE des marges disponibles en cas d'aléa sera erronée
- **Néanmoins, les écarts d'ajustement et défaillances au titre du MA seront neutralisés** sur les périodes de concomitance et de rééquilibrage:

RTE propose d'étendre aux flexibilités contractuelles (EnR et stockage) le §2.M.5.1 des Règles MA v2 en vigueur relatif à la neutralisation des écarts d'ajustement, dans les Règles v3.

Redéclaration des Programmes d'Appel



Les modalités décrites ci-après concernent uniquement les programmes d'Appel envoyés à RTE.
Elles ne s'appliquent pas aux Programmes « Réseau » envoyés au GRD par un producteur raccordé au RPD.

➢ **Sont tenus d'envoyer des Programmes d'Appel à RTE:**

- tous les sites de production raccordés au RPT, de façon individuelle
- tous les sites de production raccordés au RPD participant au MA ou SSYf, de façon agrégée à la maille d'une EDP

Les programmes sont utilisés dans différents processus d'exploitation de RTE. Suite à réception d'un ordre de limitation réseau, ils sont sensés être redéclarés dès que possible.

➢ **A ce stade, RTE demande aux producteurs EnR de faire leur « best effort »**

Dans la consultation de la DTR en cours, il est proposé **aux sites de stockage de se redéclarer au plus tard 2h30 après la notification de la limitation**.

➢ **En effet, RTE n'est pas en mesure d'internaliser cette problématique** :

RTE et les GRD envoient les limitations aux titulaires des CART/CARD. Dans le cas d' un site de tête HTB ou d'un poste source GRD, RTE n'a pas connaissance de la façon dont la limitation est répartie sur les sites en décompte ou en aval du poste.

➢ **Néanmoins, un retour d'expérience permettra de mesurer l'écart par rapport à cette cible** et juger de la nécessité d'introduire une incitation dans les Règles v4:

- **via les indicateurs de qualité du Programme** (Règles Programmation)
- **via la restriction de la durée de neutralisation des écarts d'ajustement** (Règles MA)

Concomitances avérées

Dans les cas avérés de concomitance (le site reçoit un ordre réseau et un ordre MA):

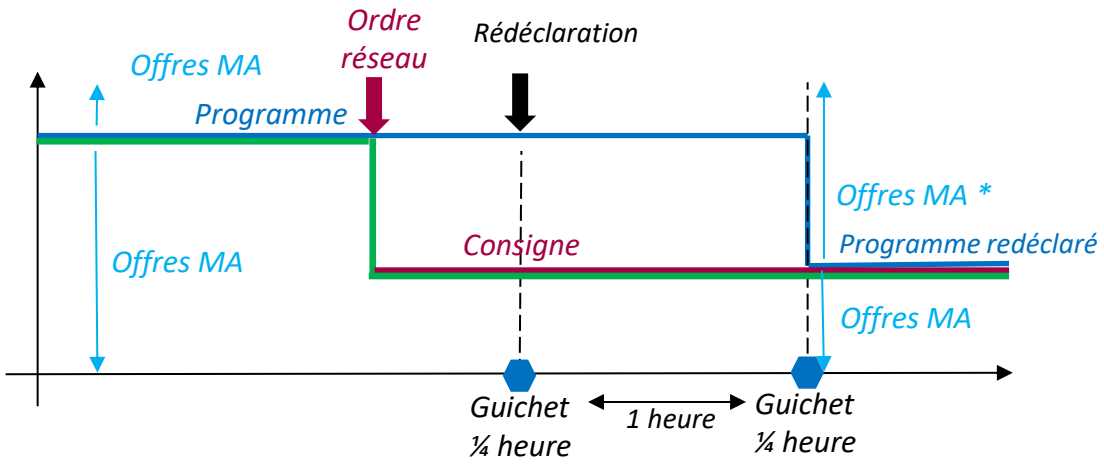
- **Les règles de priorisation en vigueur dans les Règles v2 seront reprises dans les Règles v3**:
  - seuls certains ordres réseau peuvent être refusés (Flexibilités Locales Marchés sans réservation de capacité)
  - pour les autres, l'ordre réseau doit être respecté, potentiellement au détriment de l'activation MA
  - l'activation MA ne doit être acceptée que si elle peut être réalisée

- Le délai de prise en compte de redéclaration des offres et des programmes induit une période (période P1 pour les sites de stockage) pendant laquelle les formules actuelles ne permettent pas d'identifier séparément la contribution du producteur à chacune des deux sollicitations: **un traitement back-office s'avère nécessaire, pour éviter la double rémunération et la double correction du périmètre d'équilibre.**

Concomitance MA / flexibilité réseau: gestion en temps réel

Cas A — **Le producteur reçoit un ordre Réseau puis un ordre MA**

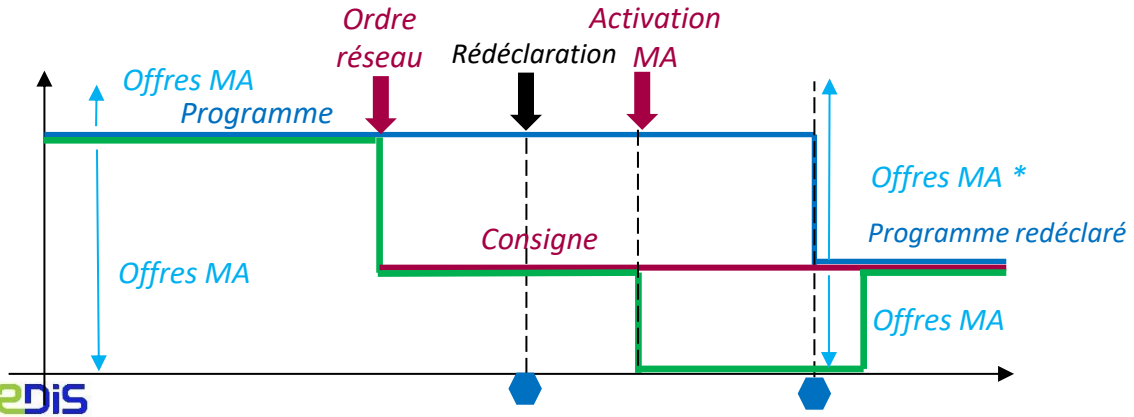
Etape 1: le producteur reçoit un ordre réseau



1.1 Respecter la consigne réseau

1.2 Redéclarer offres MA et programme d'appel pour RTE dès que possible pour intégrer la consigne. La redéclaration sera prise en compte avec un délai de 1 heure.

Etape 2: puis il reçoit un ordre MA avant la rédéclaration



2.1 Le site limité continue de respecter la consigne

2.2 N'accepter l'activation MA que si elle peut être réalisée

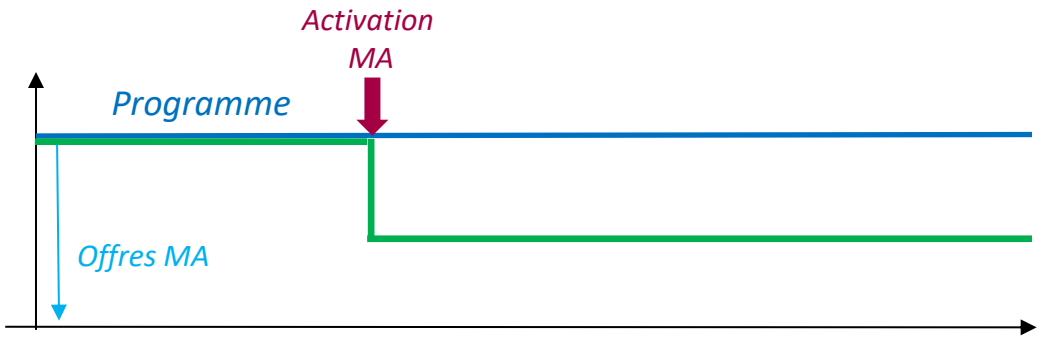
Les écarts d'ajustement et les pénalités pour refus d'ordre MARI ne seront pas appliqués.

*Si l'ajustement hausse peut être réalisé avec d'autres sites de l'EDA

Concomitance MA / flexibilité réseau: gestion en temps réel

Cas B — Le producteur reçoit un ordre MA puis un ordre Réseau

Etape 1: Le producteur reçoit une activation MA

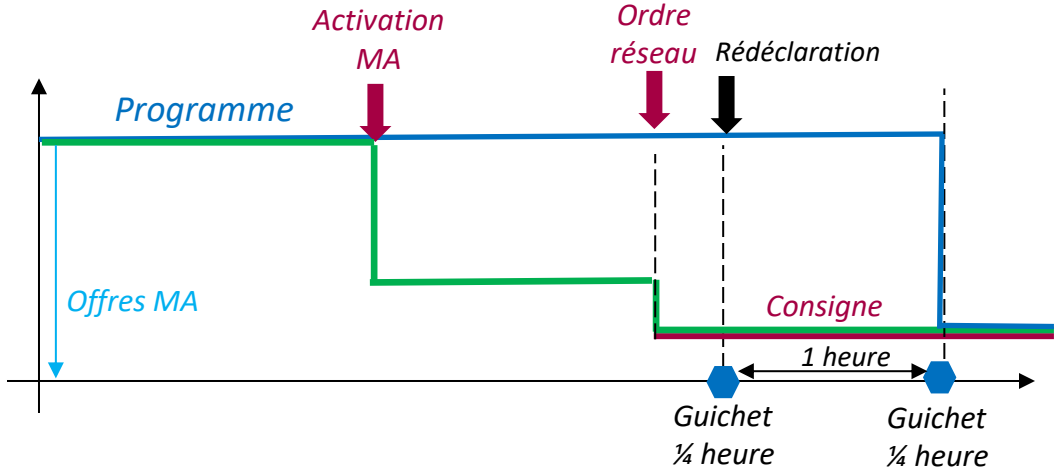


1.1 Mettre en œuvre l'activation MA

1.2 Le programme (d'appel) reste inchangé.

1.3 L'activation est tracée dans le Programme de marche

Etape 2: puis il reçoit un ordre réseau



2.1 **De même sens**: accepte l'ordre réseau, respecte la contrainte max, redéclare programme et offres au prochain guichet

2.2 **De sens opposé et ne peut pas refuser l'ordre réseau** (cas des flex contractuelles et flex locales marché avec réservation de capacité): la consigne réseau est mise en œuvre, éventuellement au détriment de l'ordre MA

2.3 **De sens opposé et peut refuser l'ordre réseau** (cas des flex locales marché sans réservation de capacité): refuse l'ordre réseau

Cas 2.1 et 2.2 *Les écarts d'ajustement et les pénalités pour refus d'ordre MARI ne seront pas appliqués.*

3 Gestion Back-Office des concomitances

Répartition du volume effacé pour éviter la double rémunération et la double correction des périmètres d'équilibre

Applicable aux Limitations Contractuelles et aux Flexibilités Locales Marché

Gestion back-office des concomitances

En cas de concomitance d'activation, le volume réalisé répond à deux besoins (EOD et réseau) mais ne doit pas être rémunéré deux fois ni corrigé deux fois dans les périmètres d'équilibre. Il doit donc être réparti entre les différents mécanismes:

La règle d'affectation proposée est la suivante:

1/ Mécanisme d'Ajustement
2/ Flexibilités Locales Marché
3/ Limitations contractuelles



Inversion par rapport aux Règles v2 actuelles pour les Flexibilités Locales Marché

Il est proposé que le volume activé répondant aux deux besoins soit attribué en priorité au mécanisme d'ajustement et le reliquat à la limitation réseau.

- **Concernant les flexibilités contractuelles:** En cas de concomitance, le volume limité est déjà rémunéré au titre du MA, donc *la limitation ne donne pas lieu à un préjudice supplémentaire.*

- **Concernant les flexibilités locales marché:** *Ceci introduit un changement par rapport aux Règles MA V2 où le volume effacé était attribué en priorité à la limitation réseau et le reliquat au Mécanisme d'Ajustement.*

Etapes du traitement Back Office

1 – Identifier pour chaque pas de temps s'il y a concomitance

2 – Si c'est le cas,

- Le volume réalisé MA est rémunéré au titre du MA
- Le volume commun MA/limitation est
  - déduit de l'ENE/ENI sur laquelle est basée l'indemnisation de l'EnR
  - déduit du volume corrigé dans le périmètre d'équilibre du RE de l'EnR ou du site de stockage

3- Il y a plusieurs cas de figure à gérer, pour identifier ce volume commun, selon que:

- l'ordre MA est de même sens ou de sens contraire à la limitation
- la position du PA par rapport à la Cref, consigne et Courbe de charge

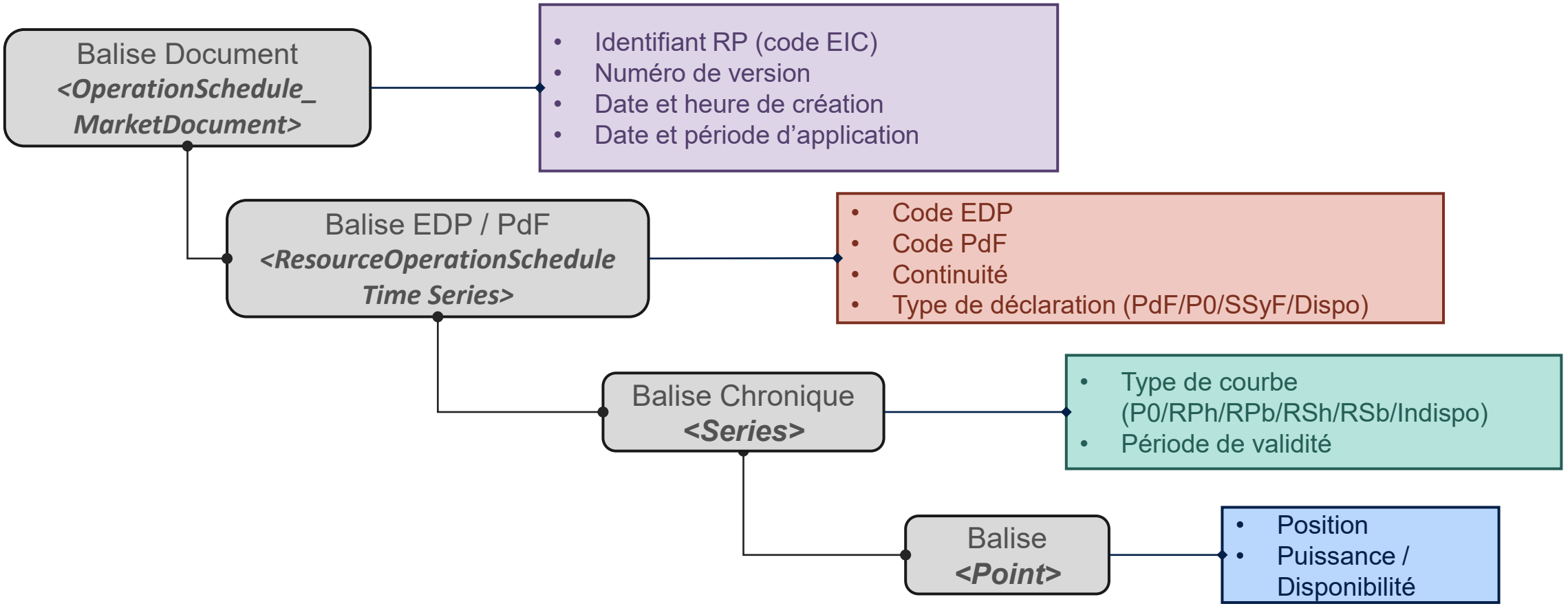
Ce traitement est **effectué par les Gestionnaires de Réseau à la maille du site limité**.
Les références utilisées sont les suivantes:

Volume calculé	Courbe de référence
Volume réalisé MA *(établi à la maille de l'EDA)*	**Programme d'Appel** - suite à *l'arrêté du 8 septembre 2025 relatif à l'application des III et IV.A et B de l'article 175 de la loi de finances pour 2025*, à compter du 21/10/26, RTE enverra les volumes MA et SSYf ventilés à la maille site RPD aux GRDs
ENE/ENI pour les EnR	**Courbe de référence** calculée selon la méthode du trapèze ou des KPPV géo comme défini dans les DTR 7.7 et 87E.
Volume corrigé dans le PE en période P1 pour les sites de stockage	**Dernier Programme d'Appel reçu avant notification de la limitation (DTR en cours de consultation).**

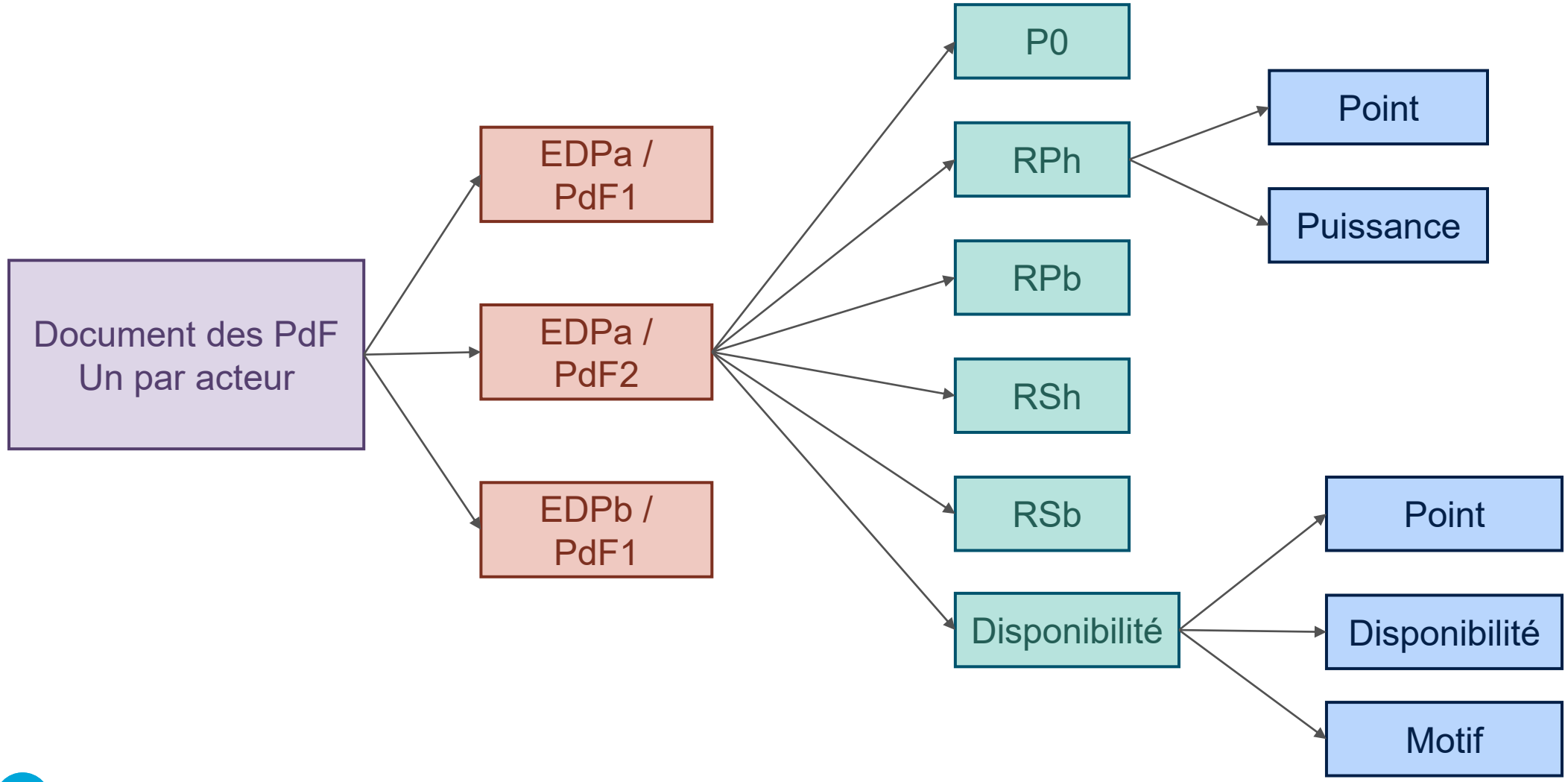
5. Envoi des points de fonctionnement



Structure des PdF transmis

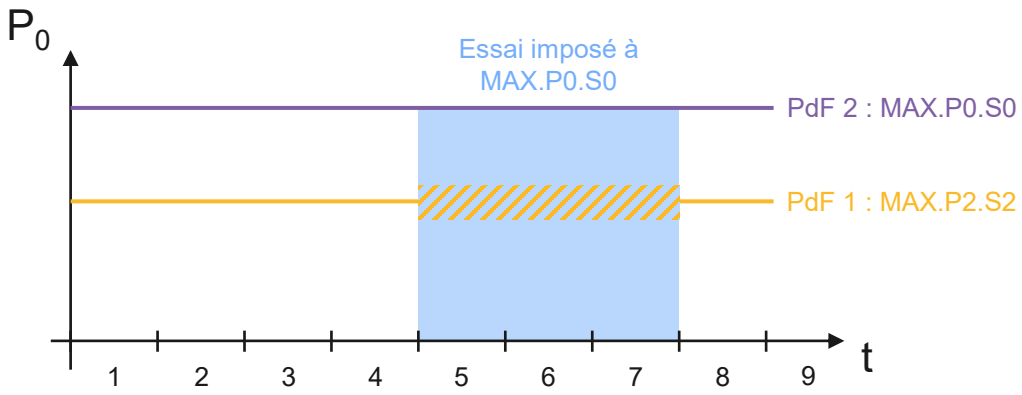


Structure du fichier PdF



Indisponibilités et redéclarations

Situation initiale



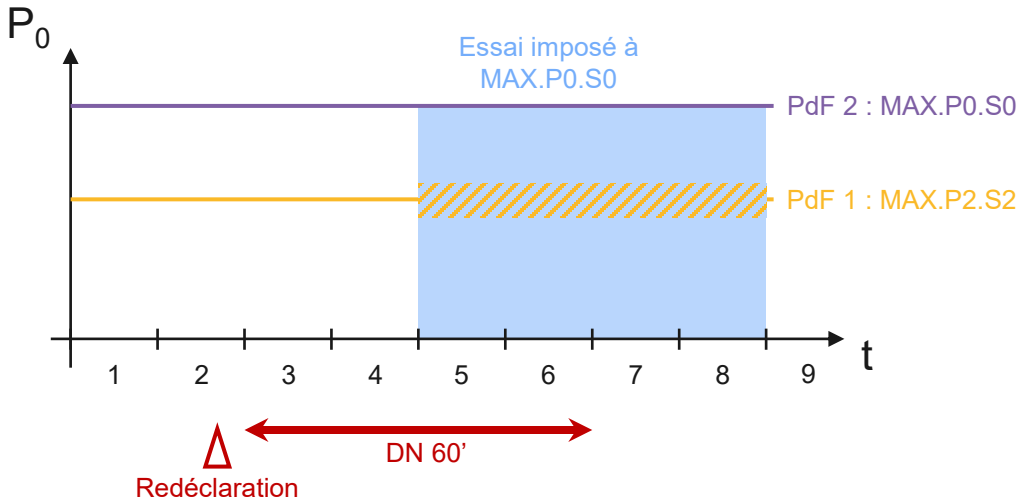
PdF2	1	2	3	4	5	6	7	8	9
P0	100								
RPh	0								
RPb	0								
RSh	0								
RSb	0								
Dispo	T								

PdF1	1	2	3	4	5	6	7	8	9
P0	70								
RPh	10								
RPb	10								
RSh	20								
RSb	20								
Dispo	T				F			T	

Les points de fonctionnement sont déclarés en points de brisure → seuls les points pour lesquels la valeur change sont décrits

Indisponibilités et redéclarations

Prolongation de l'essai → redéclaration de l'indisponibilité du PdF 1



PdF2	1	2	3	4	5	6	7	8	9
P0	100								
RPh	0								
RPb	0								
RSh	0								
RSb	0								
Dispo	T								

PdF1	1	2	3	4	5	6	7	8	9
P0	70								
RPh	10								
RPb	10								
RSh	20								
RSb	20								
Dispo	T				F				T

Pour indiquer que l'indisponibilité du PdF 1 est prolongée, l'acteur peut effectuer une redéclaration « allégée »

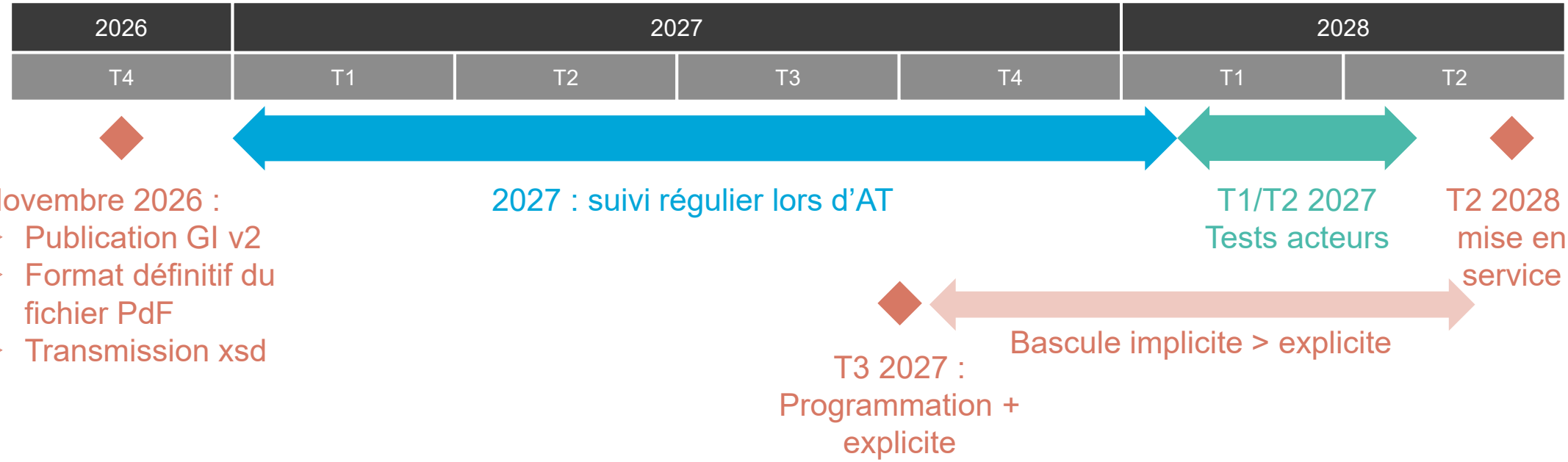
- Redéclaration uniquement du PdF 1 (PdF 2 inchangé)
- Redéclaration uniquement de la chronique de disponibilité (indiquée via la balise **<marketObjectStatus.status>**

La redéclaration porte sur la période postérieure à l'heure de guichet + DN

PdF1	7	8	9
Dispo			T

Document des PdF → EDP / PdF 1 → Disponibilité → Point / Disponibilité

Calendrier indicatif de mise en œuvre



Des AT seront organisés à intervalles régulières et sur demande des acteurs jusqu'à la mise en service.
La stratégie de recette et de tests interconnectés avec les acteurs sera affinée en 2027, en tenant compte des retours d'expérience issus des précédentes évolutions (envoi d'ordres d'ajustement en quintuplet, passage aux chroniques 15', redéclarations des CT_PROD en IJ)

Merci !