Le réseau de transport d'électricité

GT SSYf

18 février 2026

v2

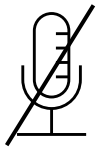
Copyright RTE – 2026. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

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

GT SSYf

1. Actualités
2. Participation des ENRs aux SSYf et au MA
3. REX trimestriel PICASSO
4. Dimensionnement aFRR été 2026
5. [LER] Evolution participation aFRR – programmation dynamique
6. Pédagogie sur le processus pour les EDR similaires
7. AO FCR – Sondage Puissance maximale des offres indivisibles
8. AO aFRR – REX Puissance maximale des offres indivisibles fixée à 80 MW
9. Annexes
   - Planning prévisionnel de concertation
   - Mode opératoire d'inscription aux mailing listes

1 Actualités

Actualités

➢ BOSS

L'application BOSS sera indisponible le 31 mars entre 9h15 et 10h55 pour maintenance SI. Cette indisponibilité impactera les API de mise à disposition des données d'énergies SSYf en temps réel.

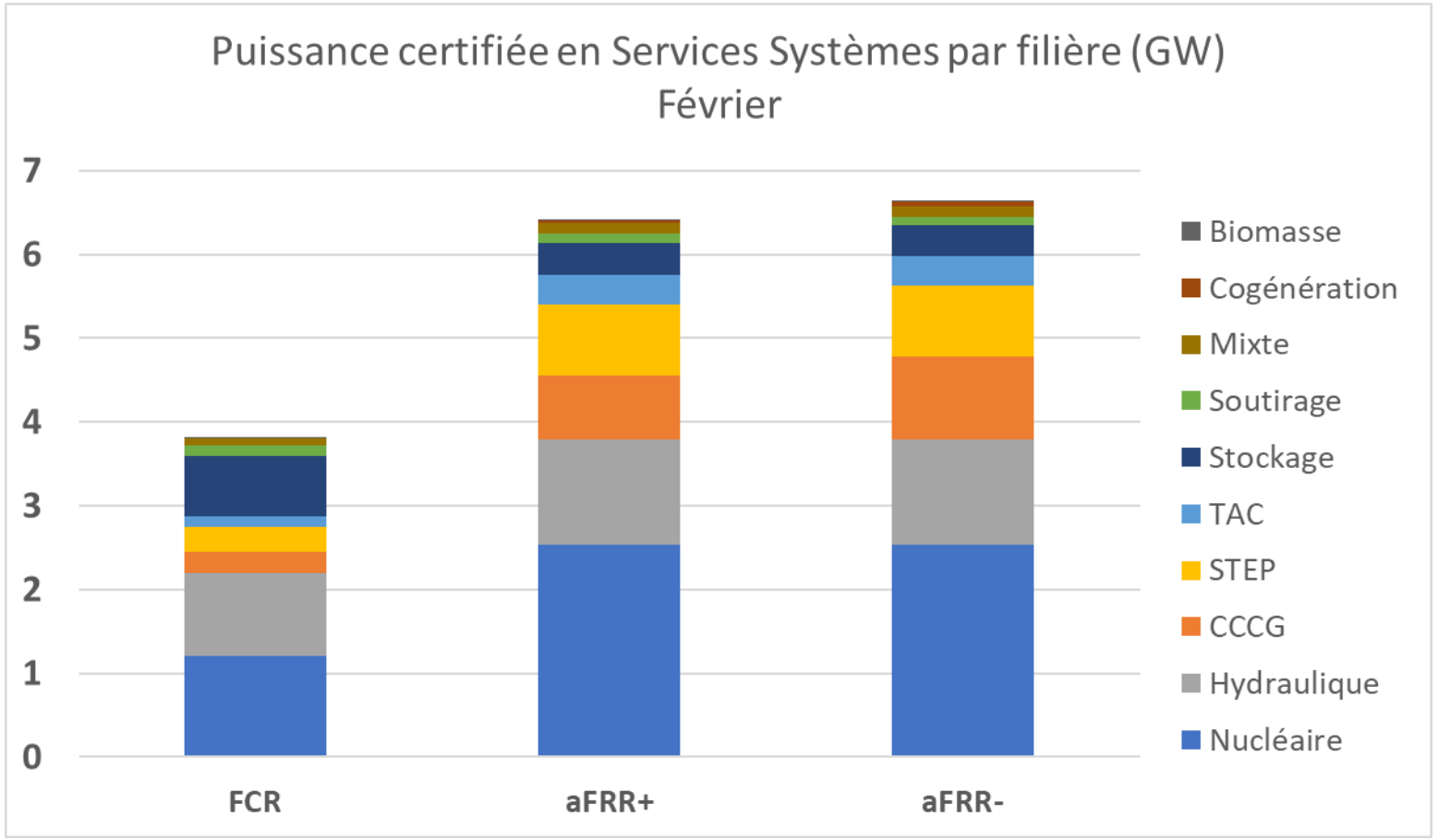
Les données seront bien disponibles à postériori.

➢ GT MA-Prog : appel à contribution sur les nouveaux gisements

Lancement d'un appel à contribution en mars/avril. **Cet appel est ouvert aux gisements disponibles sur les SSYf**, en complément du MA.

Le contexte et les objectifs sont disponibles dans la présentation du GT MA-Prog du 29 janvier.

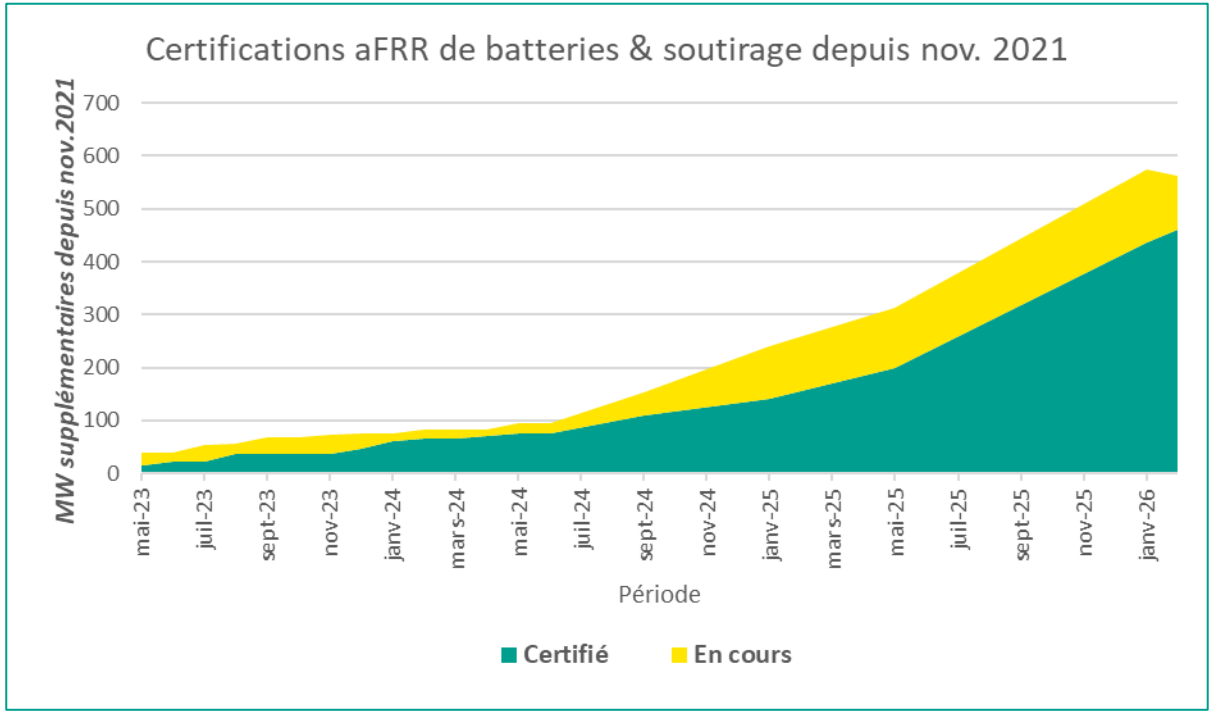
Certifications SSYf – février 2026



(GW)	FCR	aFRR+	aFRR-
Nucléaire	1,21	2,54	2,54
CCCG	0,26	0,76	0,98
Hydraulique	0,98	1,25	1,25
STEP	0,29	0,85	0,85
TAC	0,13	0,36	0,36
Soutirage	0,12	0,12	0,09
Stockage	0,73	0,37	0,37
Cogénération	0,00	0,03	0,07
Biomasse	0,00	0,01	0,01
Mixte	0,08	0,13	0,13

Evolutions des certifications du stockage et soutirage

- Mise à jour de l'indicateur pour la réouverture de l'AO aFRR :



2 Participation des EnRs aux SSYf et au MA

Introduction

Dans le cadre du développement de la participation des **EnR** aux **services d'équilibrage du Système électrique**, les possibilités d'offrir leurs capacités de modulation sur les mécanismes MA et aux SSY-F ont été présentées dans chaque processus.

L'objectif de cette présentation est d'expliciter le fonctionnement cumulé SSYf et ajustement sur une EnR participant aux deux marchés, afin d'éclairer sur la déclinaison opérationnelle idéale à mettre en œuvre.

Présentation en 4 parties :

1. EnR et Programmation (PA), sans MA et SSY
2. EnR sur le MA (ajustements), sans SSY
3. EnR sur les SSYf (FCR et aFRR), sans ajustement
4. EnR sur MA + SSYf

1 EnR et Programmation (PA)

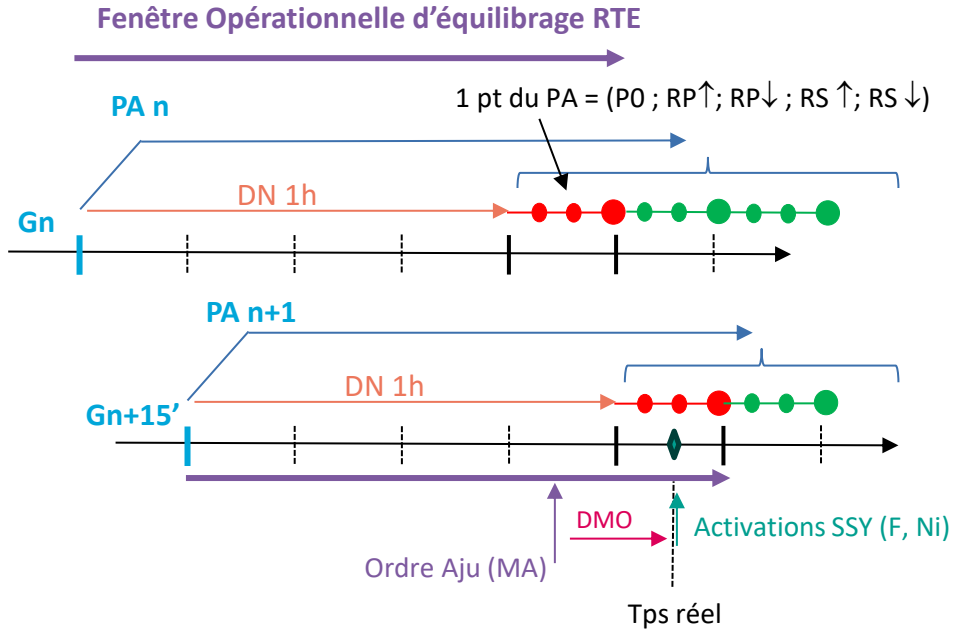
EnR et Programmation (PA) : rappels

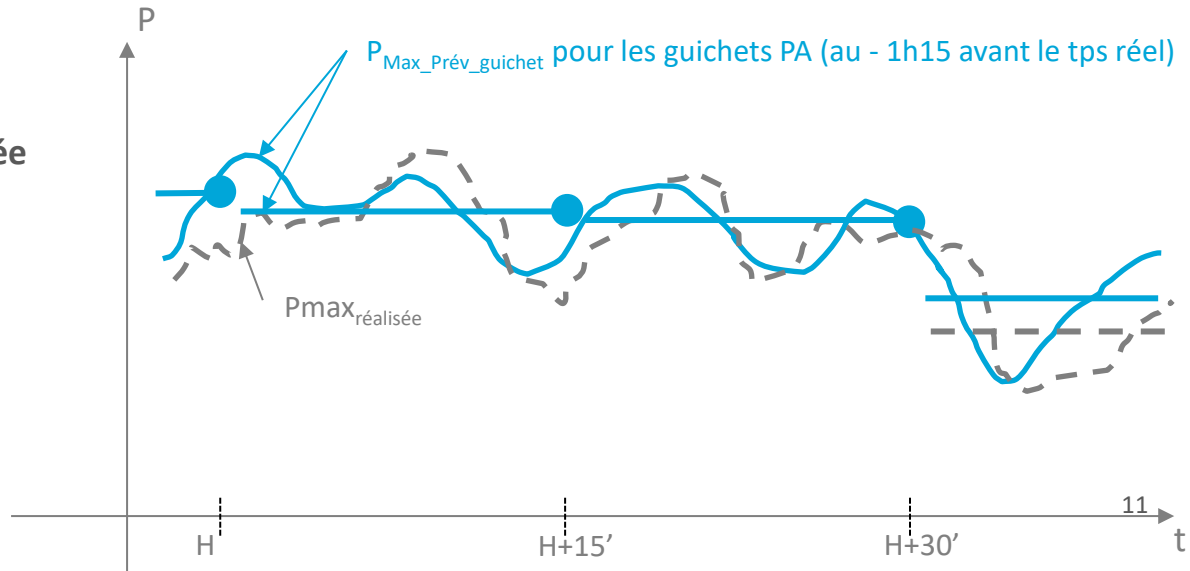
Généralités Programmation PA (Programme d'Appel) :

- Les **PA** donnent la **meilleure vision** à l'instant t de la **production prévue** d'un actif, sur l'horizon restant de la journée :
  - Pour les moyens pilotables, il s'agit de la production qui sera mise en œuvre
  - Pour les moyens dit « fatal », il s'agit de la prévision (ex. : EnR à Pmax)
- Le PA peut être **mis à jour** en Infra Journalier :
  - **Tous les ¼ d'heure** via les guichets, au-delà de G+DN(1h), finalisant ainsi l'intervalle [G+DN;G+DN+15']
  - La qualité de ce PA est importante pour RTE afin de fiabiliser la vision prévisionnelle de l'équilibrage durant la Fenêtre Opérationnelle G+DN(1h)
- Les PA sont établis **au pas 15' (ISP) ou 5'**
  - En théorie, chaque point du programme est censé correspondre à la puissance atteinte à la fin du pas 5' ou 15'.
  - En pratique, pour les EnR, il s'agit plutôt de la **puissance moyenne injectée sur le pas de temps** (donnée de sortie des algorithmes de prévision)

Les **EnR** se caractérisent par une **forte variabilité** en temps réel au sein du pas de programmation, ainsi qu'en terme de prévision :

➢ le réalisé moyen peut s'écarter du PA estimé, et le réalisé instantané encore plus





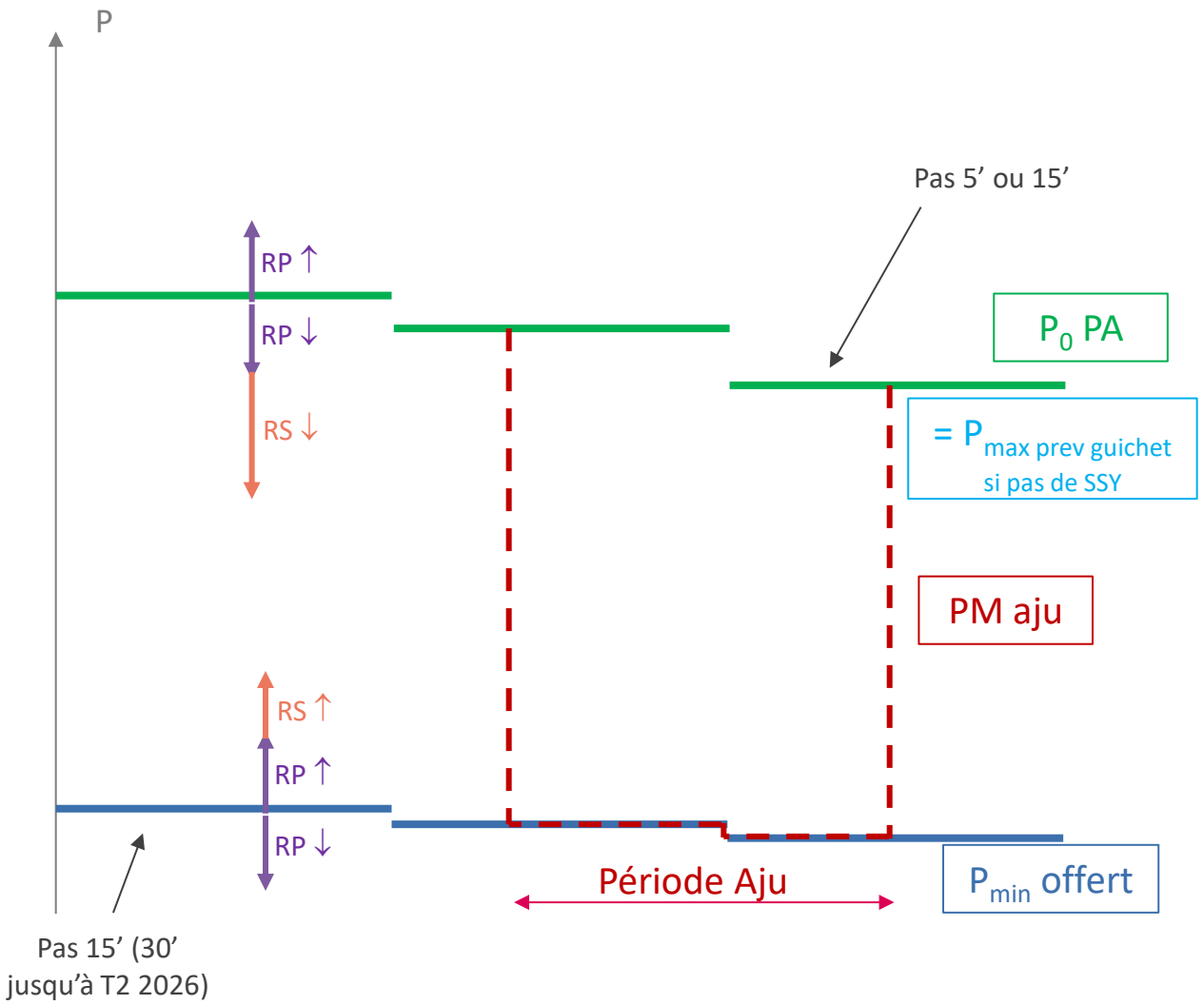
2 EnR sur le MA (Ajustements), sans SSY

MA : format d'offre, grandeurs modifiables et traçabilité PM

- **Les opérateurs RTE vont recevoir le PA ainsi que la puissance offerte à l'ajustement** :
  - Formulée implicitement (point de fonctionnement) / Ex. ordre « passer à (P0; RPh; RPb; RSh; RSb) »
  - Formulée explicitement (delta de puissance offert) Ex. ordre « baisser de x MW »

- **L'activation de l'ajustement est tracée par un PM** (Programme de Marche), différent du PA reçu (respectant le DMO par rapport à l'instant d'activation)

NB 1 : actuellement il n'est pas possible de représenter en explicite les SSYf disponibles à Pmin.
NB 2 : actuellement, il n'est pas possible en explicite de passer des ordres d'ajustement avec puissance variable



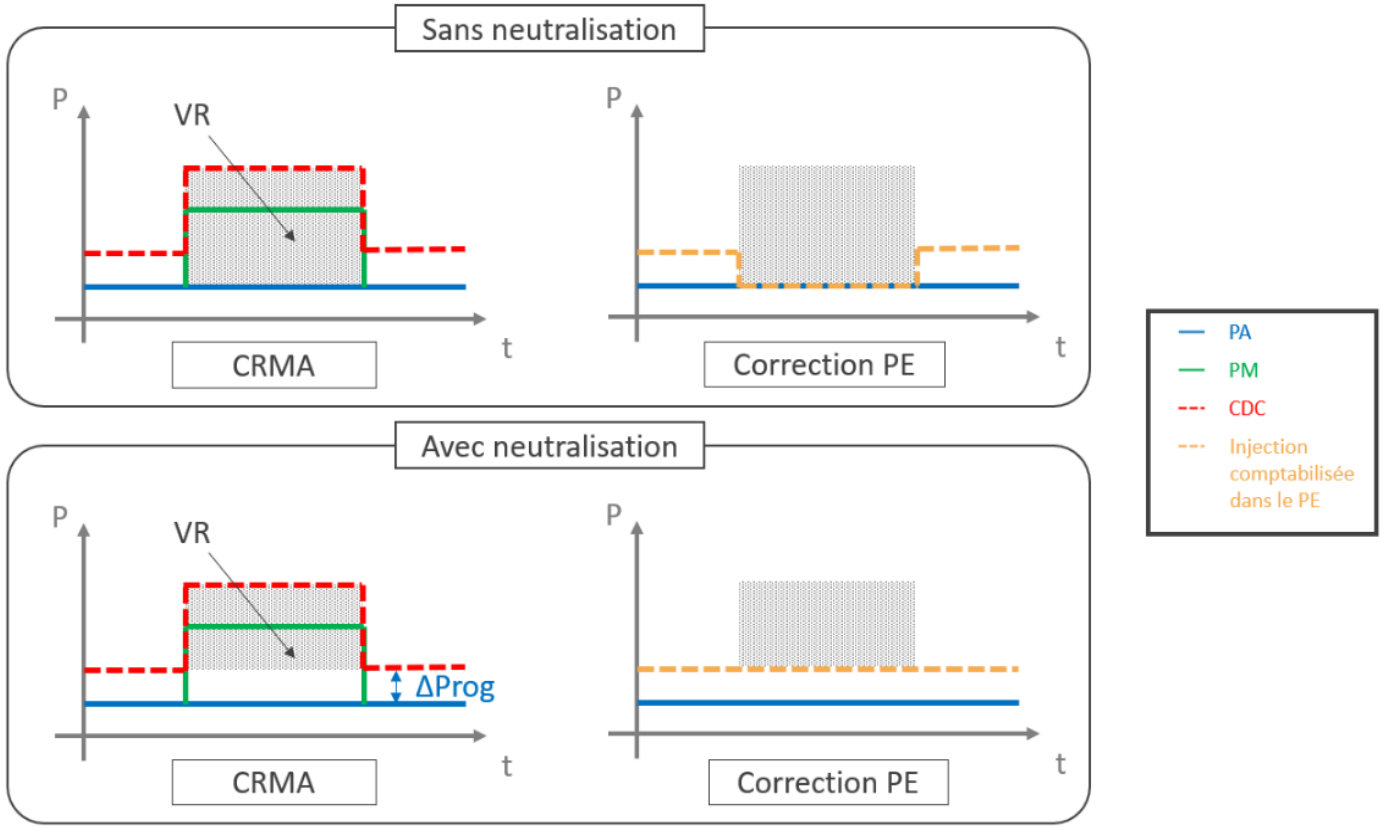
MA : comportement attendu à la mise en œuvre de l'Ajustement

Rappel CRMA – date MA_{17}

- Actuellement : VR (Volume Réalisé) calculé par rapport au PA
- Date MA_{17} : prise en compte de l'écart initial et final au PA pour ne garder que la variation de puissance

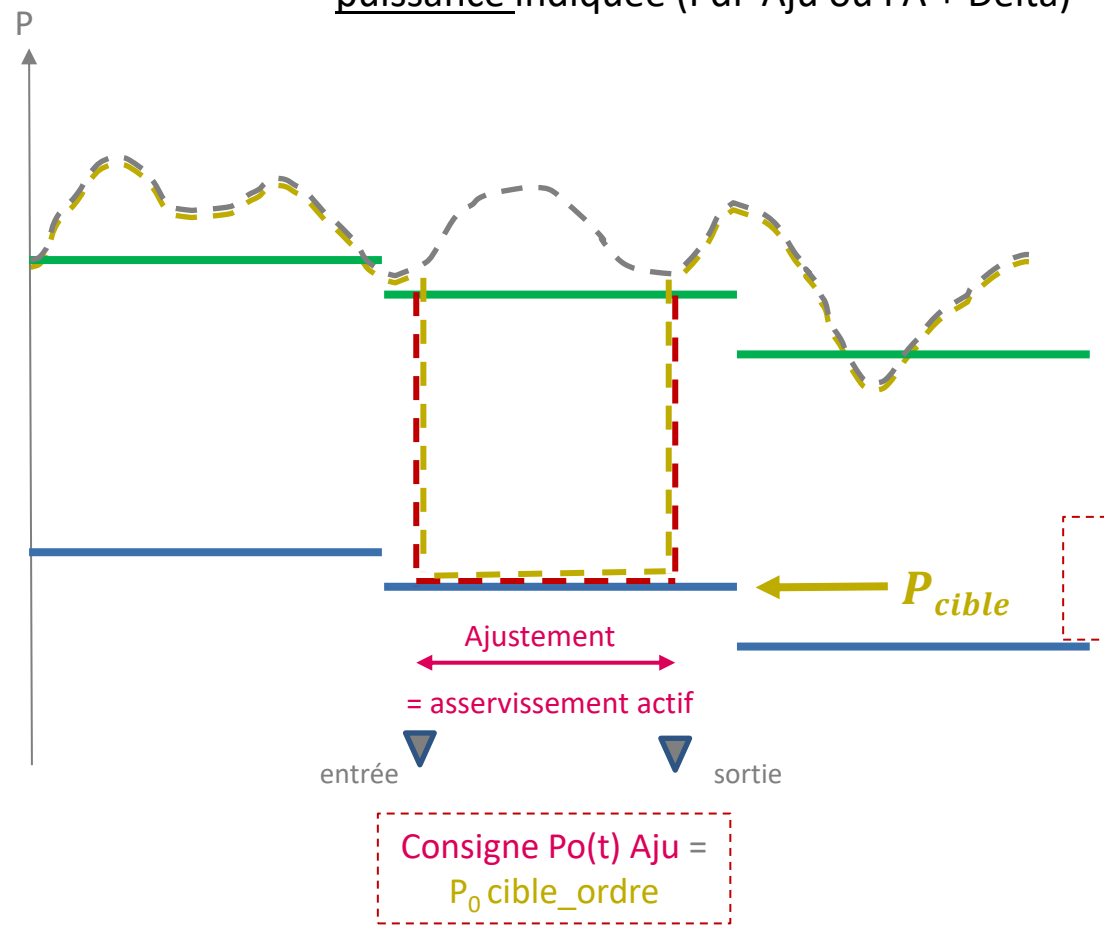
➢ Impact sur l'attendu acteur :

- Actuellement : il faut coller au PM = PA + Ajustement
  → viser une Puissance cible
- MA_{17} : il faut coller à la variation de puissance induite par l'ordre d'ajustement (explicite : formulée dans l'ordre / implicite : déduite de PA – $PdF_{demandé}$) à partir du réalisé
  → appliquer un Δ de Puissance



MA : Comportement attendu des EnR

Avant MA17 : coller en moyenne à la puissance indiquée (PdF Aju ou PA + Delta)



Consigne Po(t) Aju = P_0 cible_ordre

P_{max} réelle

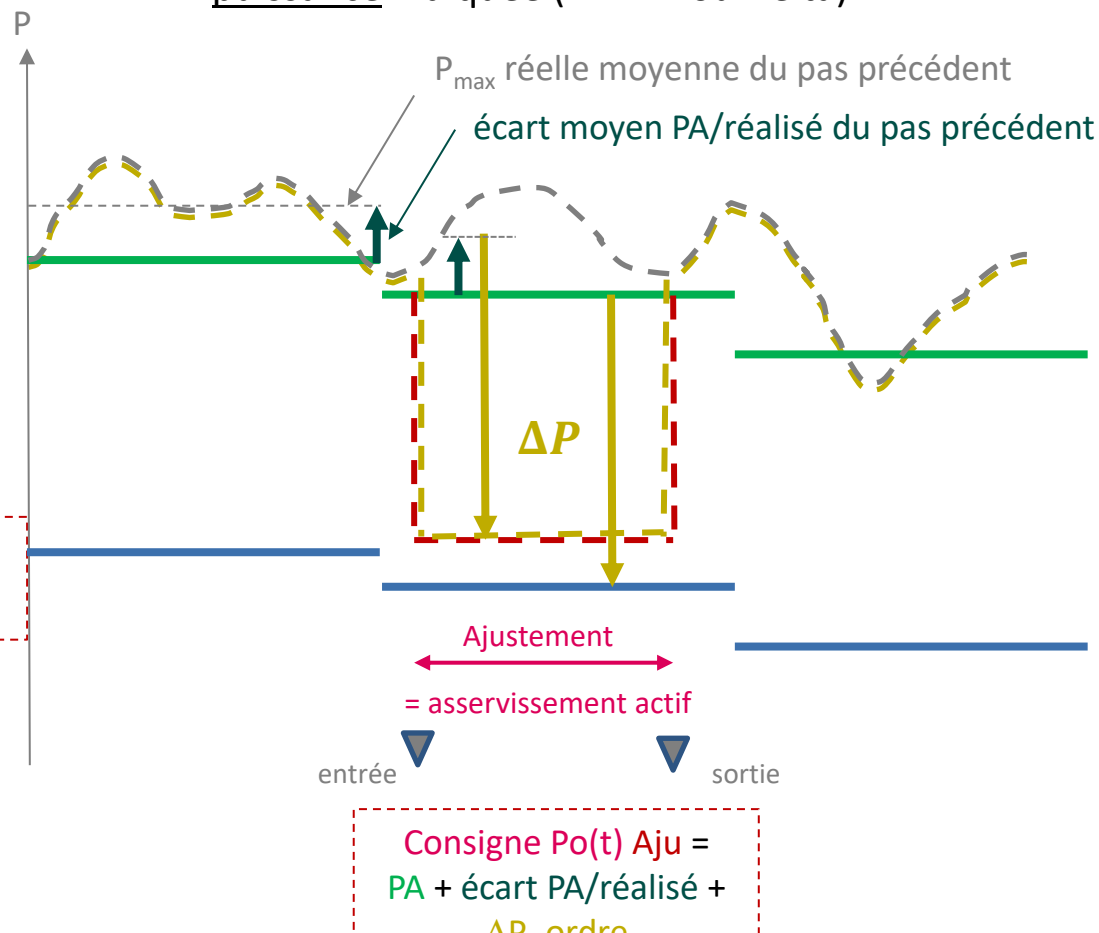
P réalisé attendue

P_0 PA = P_{max} prev guichet

Comportement attendu

P_{min} offert

Après MA17 : effectuer la variation de puissance indiquée (PM-PA ou Delta)



Consigne Po(t) Aju = PA + écart PA/réalisé + ΔP_ordre

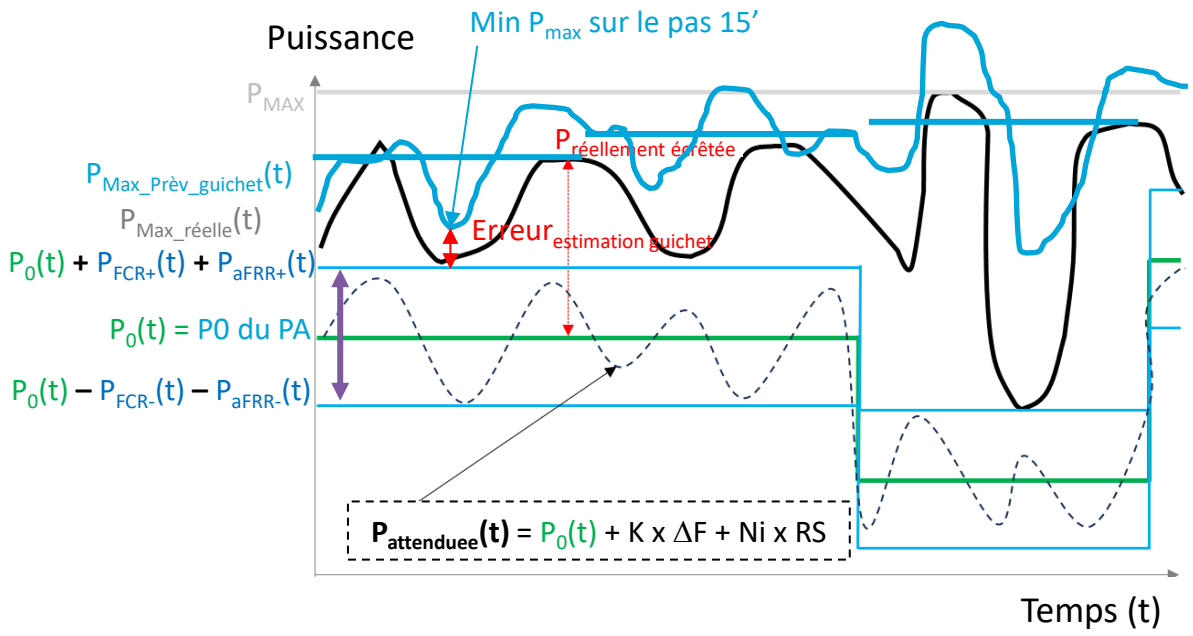
3 EnR sur les SSY-F (FCR et aFRR)

SSY-F : deux méthodes de participation pour les EnR

Objectif RTE pour les **SSY-F** : **garantir la disponibilité du productible dans toute les bandes SSY du PA autour de la P_0 (« baseline »)**

- Les **ENR** peuvent participer aux SSY selon **deux méthodes** (avec des **paliers** en FCR et aFRR multiples des **pas 15'** au PA) :

Méthode « P0 palier » classique

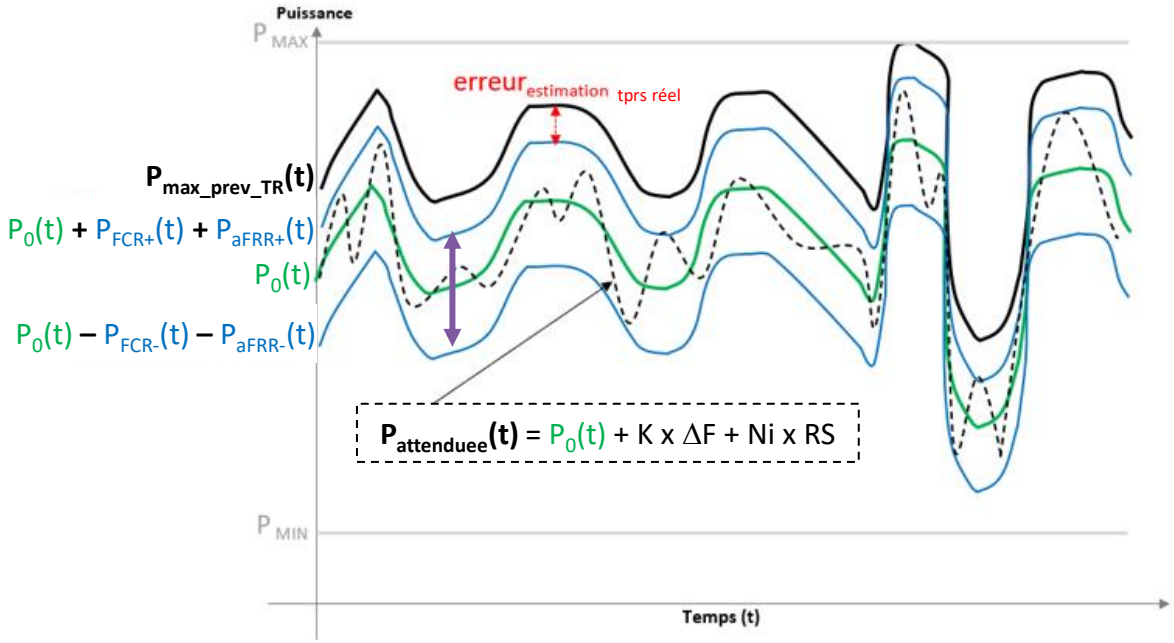


⇒ une « baseline » **P_0 de référence** (avant activation des SSY) **constante** sur les pas 15' du PA,

⇒ *$P_{max_prev_temps\ réel}$ (t) non utilisée*

Ou

Nouvelle méthode « P0 variable » spécifique aux EnR car fortement variables



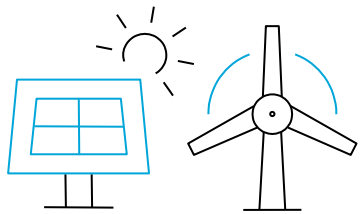
⇒ introduction d'une **prévision de Pmax(t)** très proche du **tps réel**

⇒ une « baseline » **P_0 variable**, suivant la forme de cette $P_{max_prev_TR}(t)$

⇒ P_0 du PA n'est pas utilisée pour caler la « baseline » $P_0(t)$

NB : cette P0 du PA pourra être définie par la valeur $P_{max_prev_guichet}(t)$ du pas 15', abattue de l'erreur d'estimation tps réel et des SSY hausse

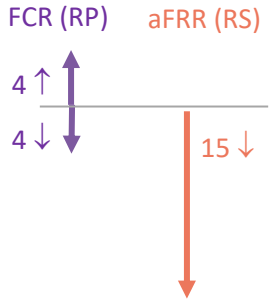
SSY-F : Résumé et illustration sur un exemple réaliste – « P0 variable »



Parc de **100 MW** installés

RS certifiée de **15 MW ↓**

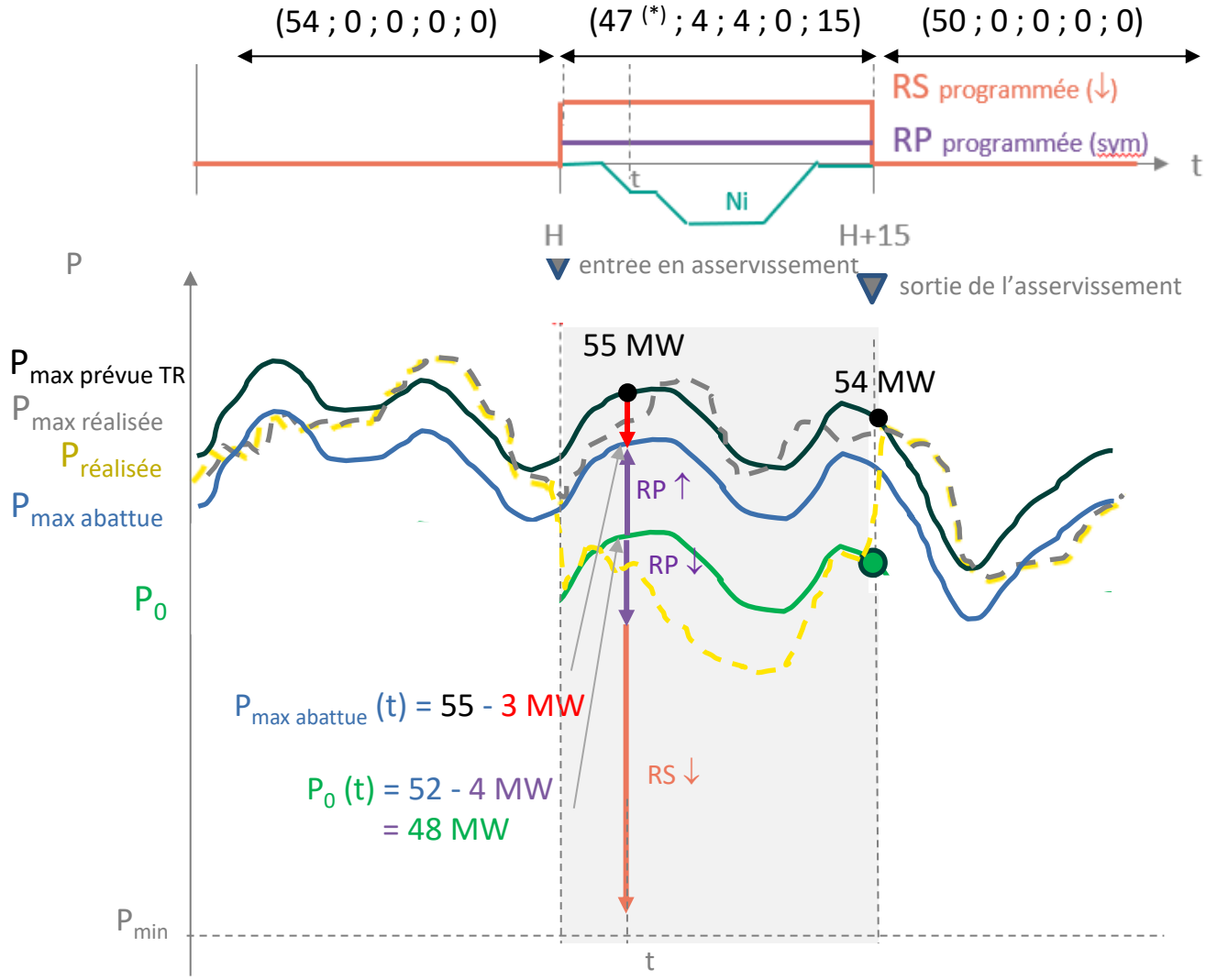
RP de **4 MW ↓&↑**



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)

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

PA final envoyé :



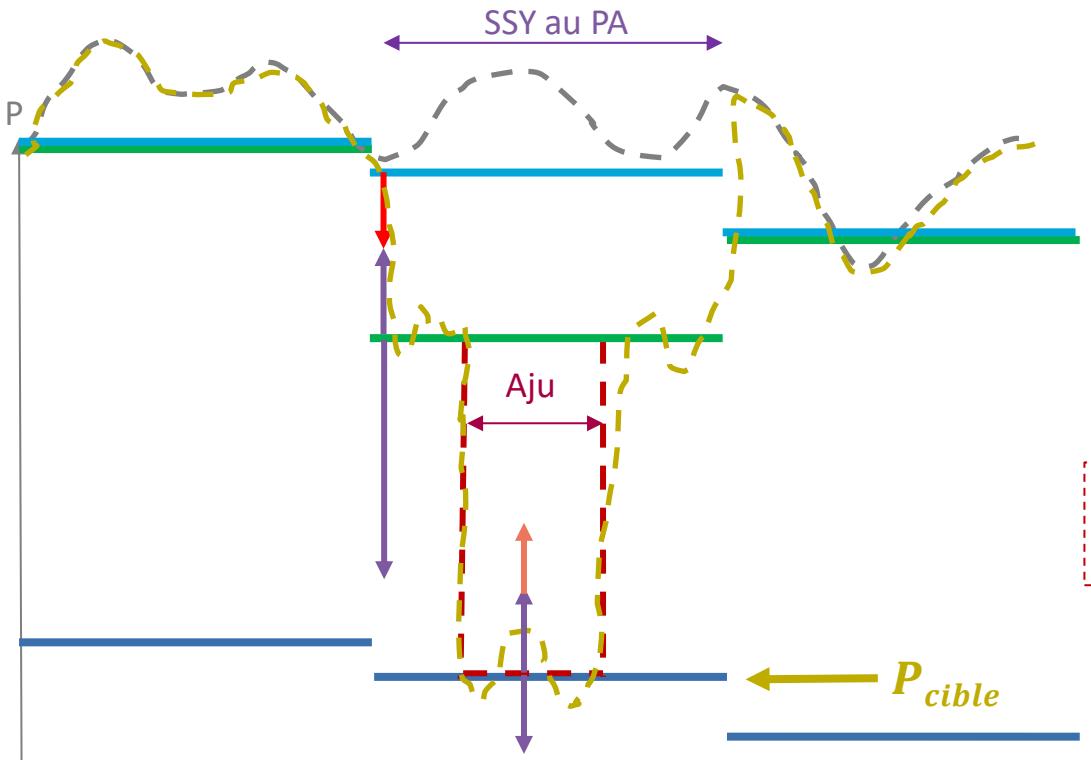
(*) : la P0 du PA (non utilisée côté SSY) pourra être définie par la valeur instantanée finissante ou moyenne de la $P_{max_prev_guichet}(t)$ sur le pas 15', abattue de l'erreur d'estimation tps réel et des SSY hausse

4 EnR sur MA + SSY-F

MA+ SSY EnR : Comportement attendu de l'acteur

P0 palier

Avant MA17 : coller en moyenne à la puissance indiquée (PdF Aju ou PA + Delta)



baseline Po(t) Aju = P_0 ordre en implicite
= Po_PA + Delta en explicite

$P_{max\ réalisée\ sans\ MA\ et\ SSY}$

$P_{max\ prev\ guichet}$

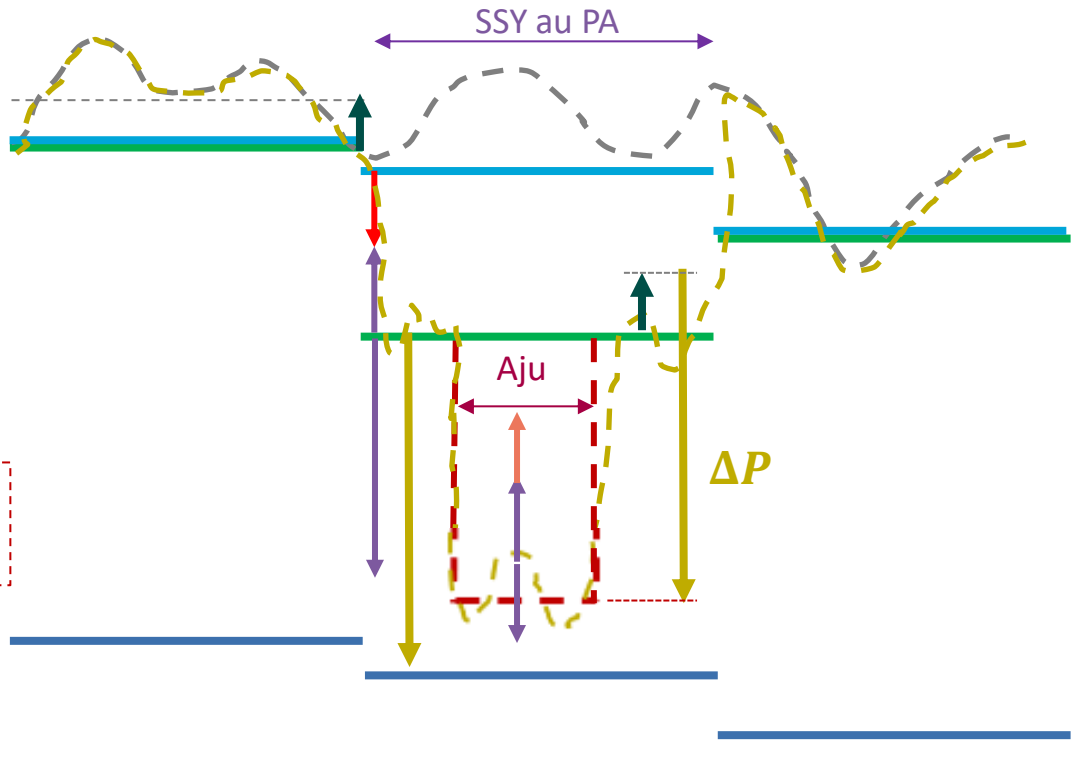
P_0 PA

P réalisé attendue

Comportement attendu

P_0 ordre ou PA+Delta

Après MA17 : effectuer la variation de puissance indiquée (PM-PA ou Delta)



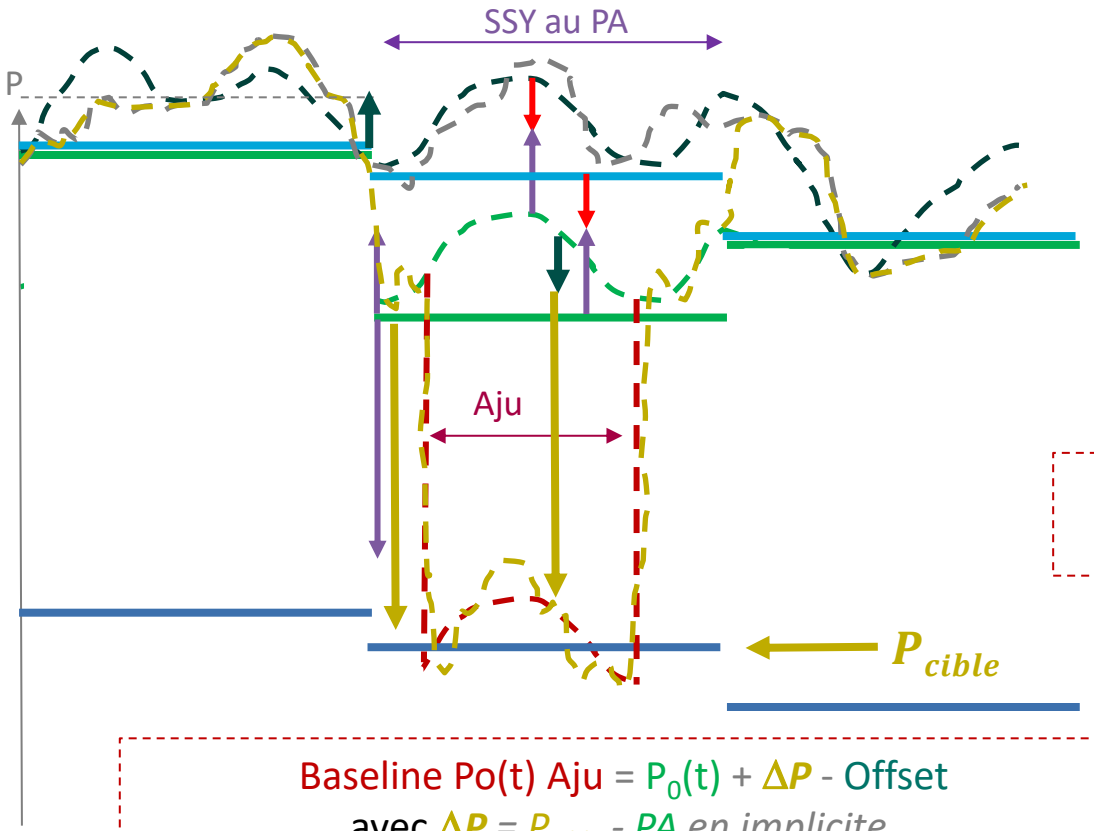
baseline Po(t) Aju =
PA + écart PA/réalisé + ΔP_ordre
avec $\Delta P = P_{cible}$ - PA en implicite, et Delta de l'ordre en explicite

Ajustement = changement de palier pour la baseline

MA+ SSY EnR : Comportement attendu de l'acteur

Po variable

Avant MA17 : coller en moyenne à la puissance indiquée (PdF Aju ou PA + Delta)



$P_{max\ réalisée\ sans\ MA\ et\ SSY}$

$P_{max_prev_TR}$

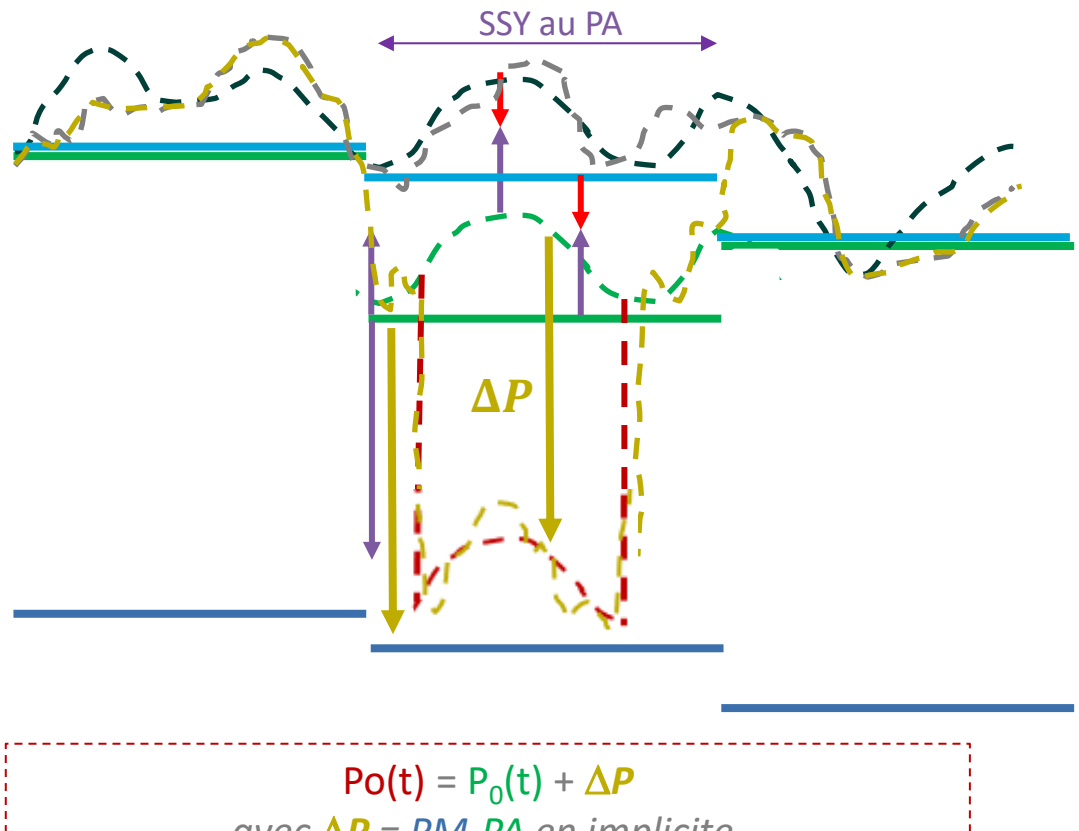
P_0 PA

P réalisé attendue

Comportement attendu

P_0 ordre ou PA+Delta

Après MA17 : effectuer la variation de puissance indiquée (PM-PA ou Delta)



Baseline Po(t) Aju = $P_0(t)$ + ΔP - Offset

avec ΔP = P_{cible} - *PA en implicite,*

et Delta de l'ordre en explicite

et Offset = (<$P_{max\ prèv\ TR}(t)$> - P0 PA) du pas 15' précédent

Po(t) = $P_0(t)$ + ΔP

avec ΔP = PM-PA en implicite,

et Delta de l'ordre en explicite

Ajustement = translation de la baseline

Fonctionnement Back-Office – calcul des énergies réalisées

- **SSY-F :**
  - **Rémunération au volume appelé** (*= valeur SSYf au PM x niveau/fréquence*)
  - Si détection par les contrôles d'une défaillance de mise en œuvre des SSYf suffisamment importante, c'est-à-dire de **bande de réserves inférieures au PM**, alors abattement du volume rémunéré

➢ Compatible EnR MA+SSY, après évolution en cours pour contrôler la P0 variable dans les outils de contrôle (T2-26)

- **MA :**
  - **Rémunération au Volume Attendu Théorique** : VAT = PA -PM
  - **CRMA** :
    - Désensibilisation des CDC des énergies appelées pour les SSY-F
    - Calcul du Volume Réalisé : *VR = CDC – PA (± $\Delta Prog$ après MA_{17})*
    - **Ecarts d'Ajustement : *EA = VR – VAT***

NB : les écarts de réglage par rapport aux SSYf appelés sont comptabilisés comme des écarts sur le MA.

➢ Indépendant des méthodes palier ou P0 variable

3 REX trimestriel PICASSO

SOMMAIRE

1. Le projet européen PICASSO
2. Impact exploitation
3. Impact marché
4. Impact de la demande élastique
5. Incidents et publication
6. Messages principaux et suite

1 Le projet européen PICASSO

Récents développements du projet PICASSO

17 pays connectés à PICASSO

- L'Italie s'est reconnectée le 27/11 avec une demande élastique.
- Connexions à venir en 2026: Q1/2 Slovénie, Roumanie, Portugal; Q3 Croatie ; Q4: Hongrie.

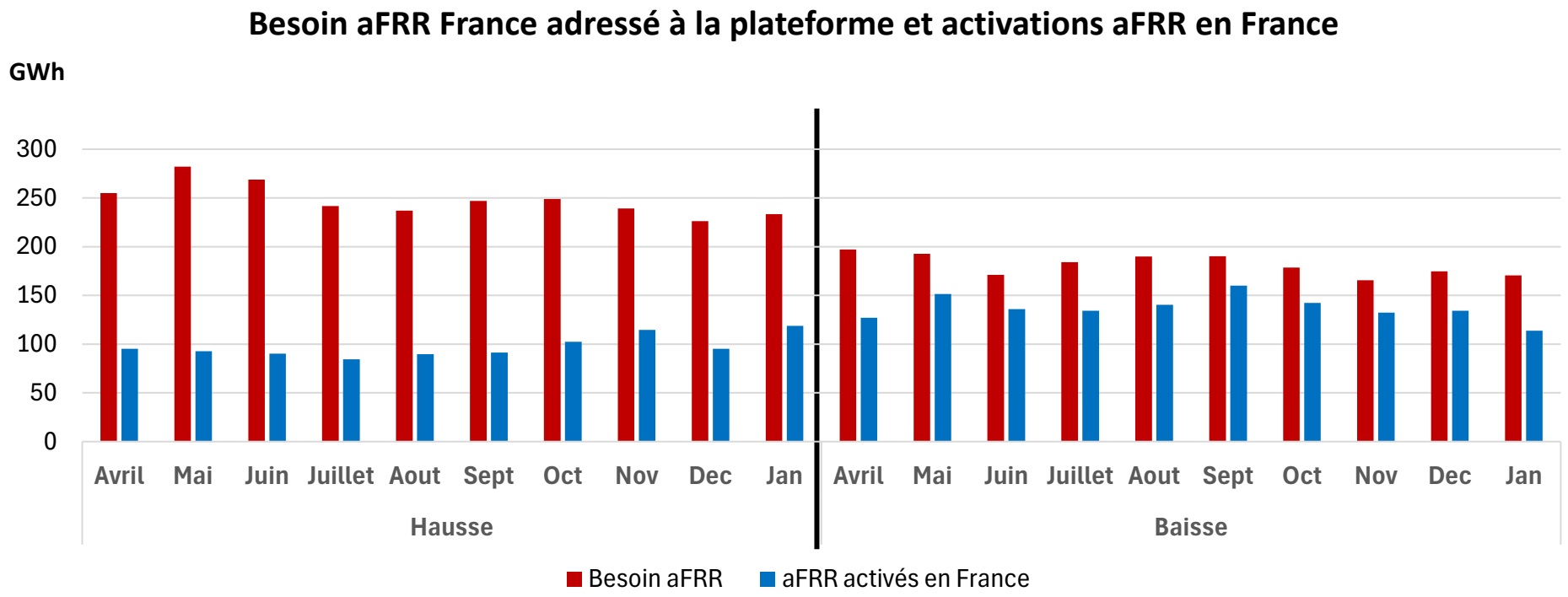
Fonctionnement de la plateforme

- La plateforme PICASSO est une plateforme d'échange européenne d'offre d'énergie aFRR (réserve secondaire), basée sur des produits standardisés.
- Plateforme/algorithme d'optimisation opérationnelle quasi 100% du temps
- Gère efficacement les nombreuses connexions des GRTs,
- Evolutions encore régulières du projet pour améliorer la plateforme et processus qui l'encadrent.



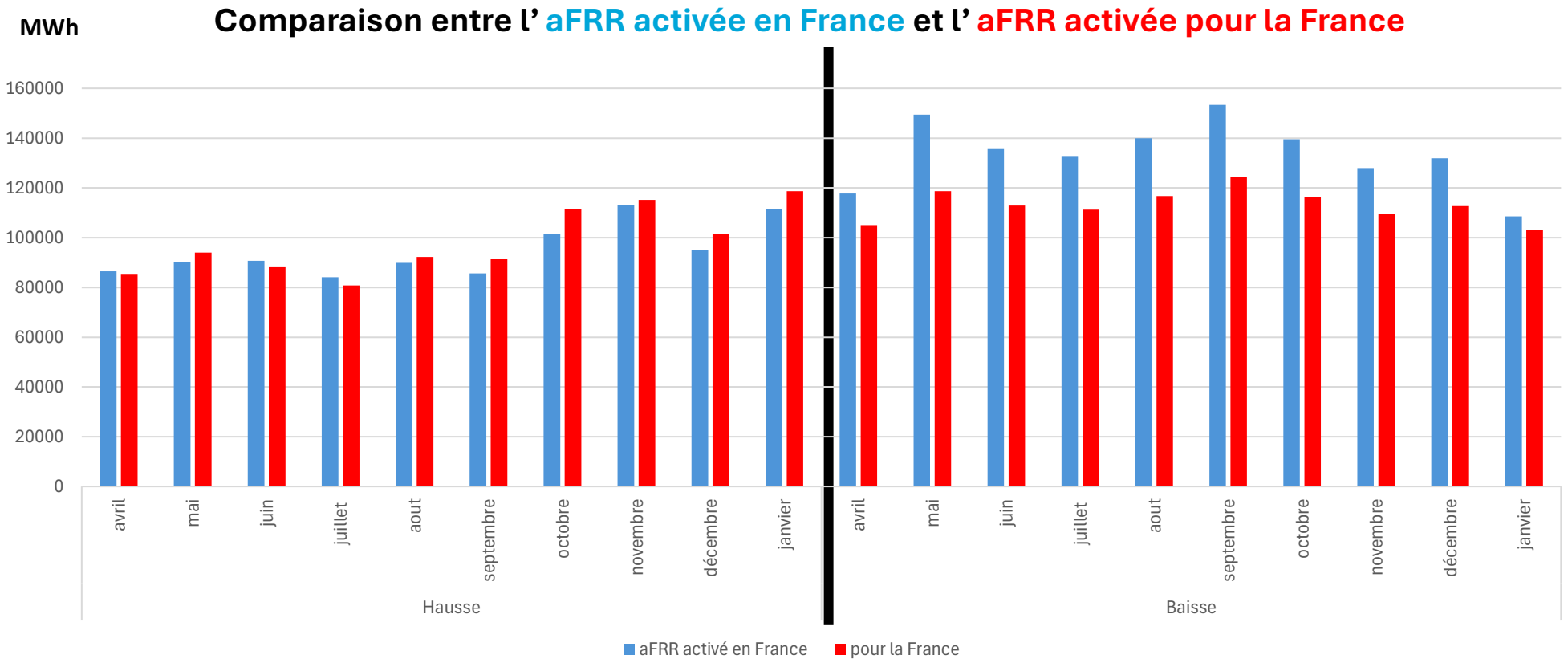
2 Impact exploitation

Besoin et activations aFRR France



- A la hausse, on constate une baisse sensible du besoin aFRR sur les trois derniers mois comparés aux mois suivant la connexion. Les activations aFRR en France ont augmenté. L'écart entre le besoin et activation aFRR en France demeure significatif grâce à la contribution IGCC et aux activations aFRR à l'étranger.
- A la baisse, l'écart entre la demande aFRR initiale et activation aFRR en France est plus limité. Une baisse en besoin et activation aFRR en France est observée.

Contribution des activations aFRR locales



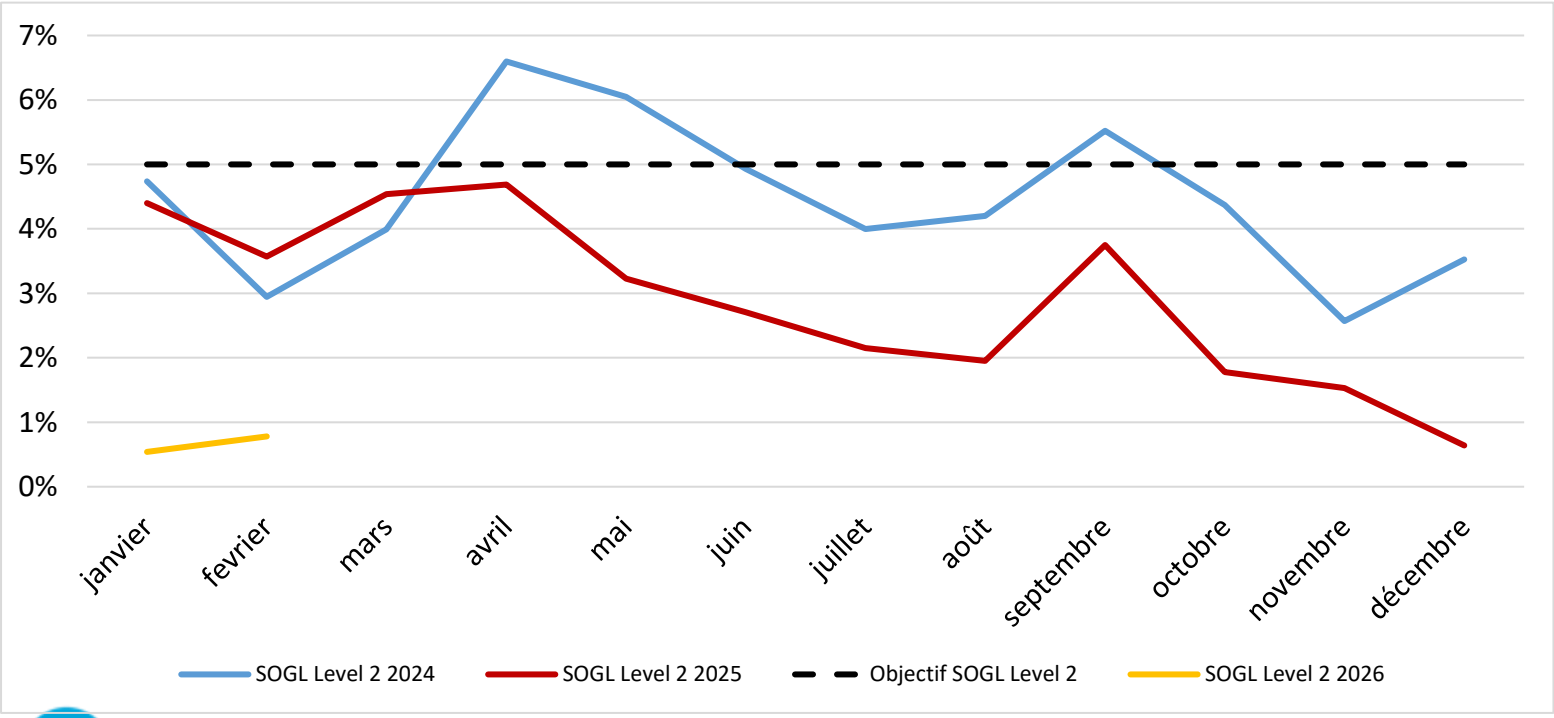
- A la hausse, entre novembre et janvier, la France bénéficie de l'activation des offres étrangères compétitives. Sur les trois derniers mois, nous importons davantage pour nos besoins.
- A la baisse, la France active plus d'aFRR que pour son propre besoin, à hauteur en moyenne de 15% au-dessus entre novembre et décembre. Situation plus équilibrée en janvier.

Gain sur la qualité de fréquence

Paramètres cibles de l'ACE à respecter définis par SOGL/SAFA pour la zone synchrone CE:

- Niveau 1: moins de 30% des intervalles dépassent la plage ACE cible sur 15min
- Niveau 2: moins de 5% des intervalles dépassent la plage ACE cible sur 15min

Evolution du niveau d'atteinte du critère SOGL 2 sur l'année passée



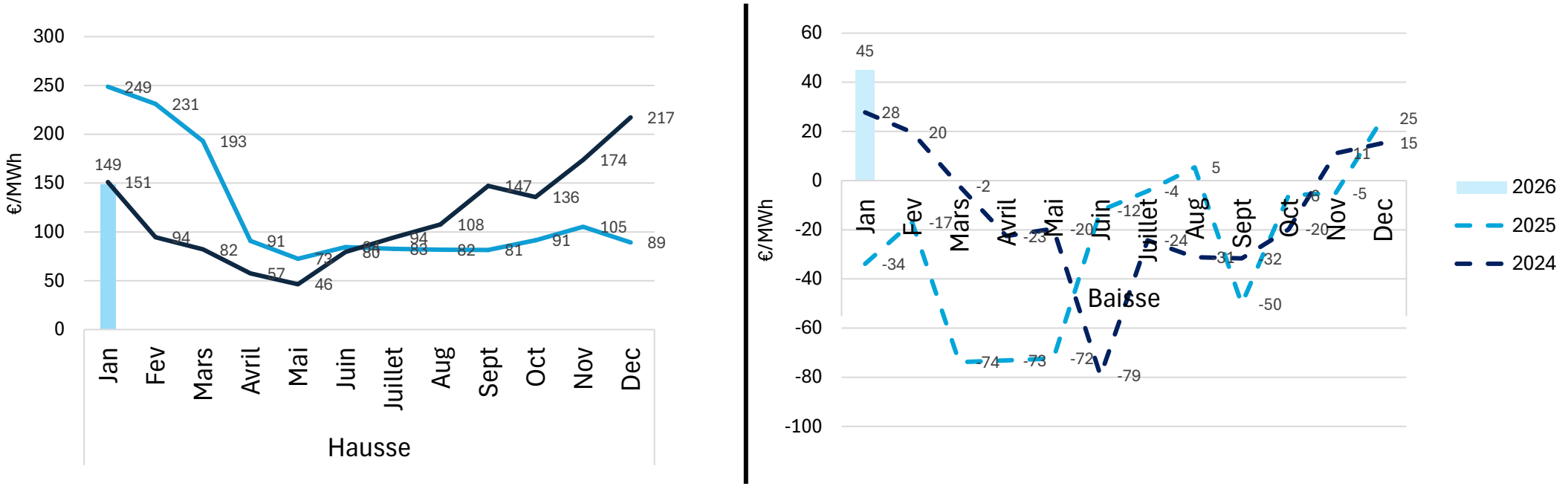
	Octobre	Novembre	Décembre	Janvier
SOGL Level 1	8,37	8,4	5,91	4,13
SOGL Level 1 sans Picasso	11,02	10,73	7,33	5,85
SOGL Level 2	1,78	1,53	0,64	0,54
SOGL Level 2 sans Picasso	2,79	2,4	1,34	1,14
% diminution SOGL2	36%	36%	52%	53%

3 Impact marché

Prix moyens des activations aFRR en France

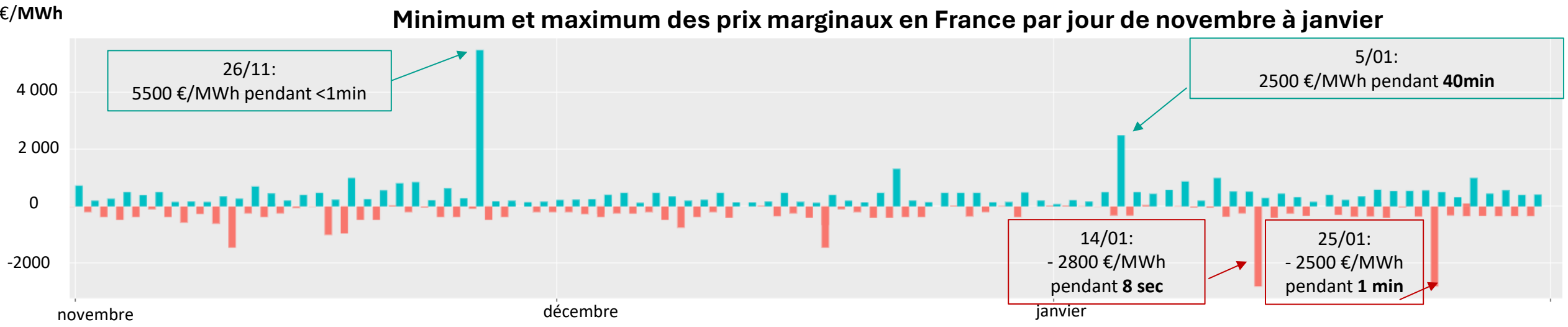
Evolution des prix moyens pondérés de l'aFRR

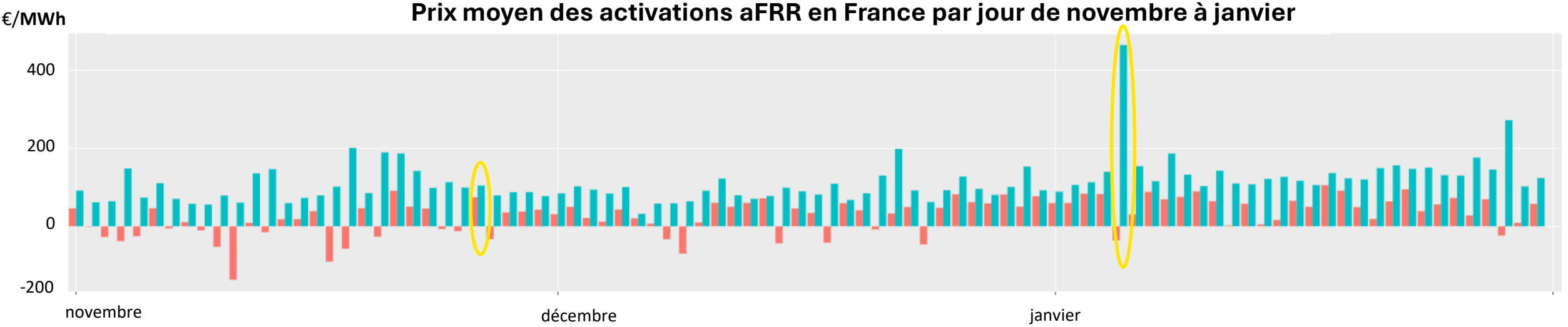
- par mois de 2024 à 2026 -



- Les prix moyens depuis la connexion à la plateforme PICASSO (avril 2025) sont comparables à ceux observés en 2024 et en diminution par rapport aux prix observés en 2024 et 2025 avant la connexion à la plateforme.
- A la hausse, les prix moyens pondérés mensuels ont augmenté sur les trois derniers mois, comparé au niveau de prix moyen de ~80€/MWh, concordant avec des prix d'offre plus élevés.
- A la baisse, la diminution des prix moyens s'est poursuivie.

Valeurs extrêmes (min/max) des prix marginaux en France





Entre novembre et janvier, quelques épisodes de prix extrêmes sur des pas de temps courts qui ont eu un impact limité sur le PMP aFRR; à l'exception du 5 Janvier où le CBMP a été élevée sur une longue période du fait d'une situation d'exploitation tendues qui a nécessité une levée demande élastique entrainant une demande à tout prix. Augmentation du nombre de prix moyens pondérés positifs pour les activations à la baisse.

Explication des cas de "perfect netting"

• Conformément à l'Art. 7.5 de l'ACER_Decision_09-2024_on_Pricing-Annex_II.pdf, les prix marginaux hausse et baisse (CBMP) sont égaux pour un pas de temps et une zone non congestionnée, dans les situations suivantes:

1) l'algorithme de PICASSO ne sélectionne aucune offre aFRR à la hausse ou à la baisse dans la zone non congestionnée ;

2) l'algorithme de PICASSO sélectionne une offre à la hausse (respectivement à la baisse) alors que le contrôleur local du GRT n'a pas envoyé de consigne à la hausse (respectivement à la baisse) pour ce pas de temps

Dans ces situations, alors :

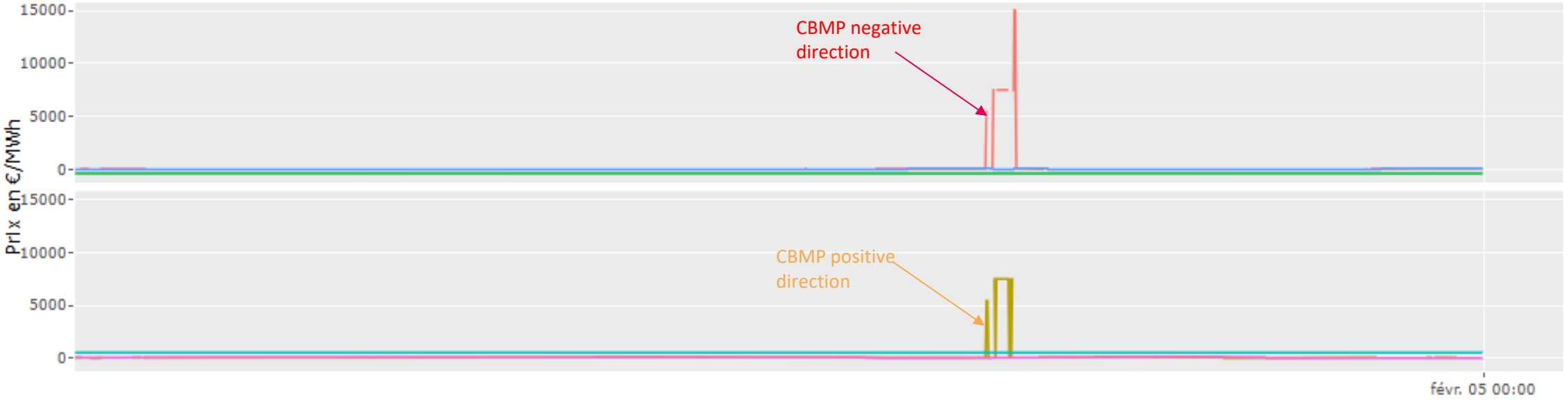
$$CBMP_{hausse} = CBMP_{baisse} = moyenne\ \ (première\ offre_{hausse}; première\ offre_{baisse})$$

- Pour la France, cela survient environ 10% du temps.

Exemple d’un épisode de « perfect netting »

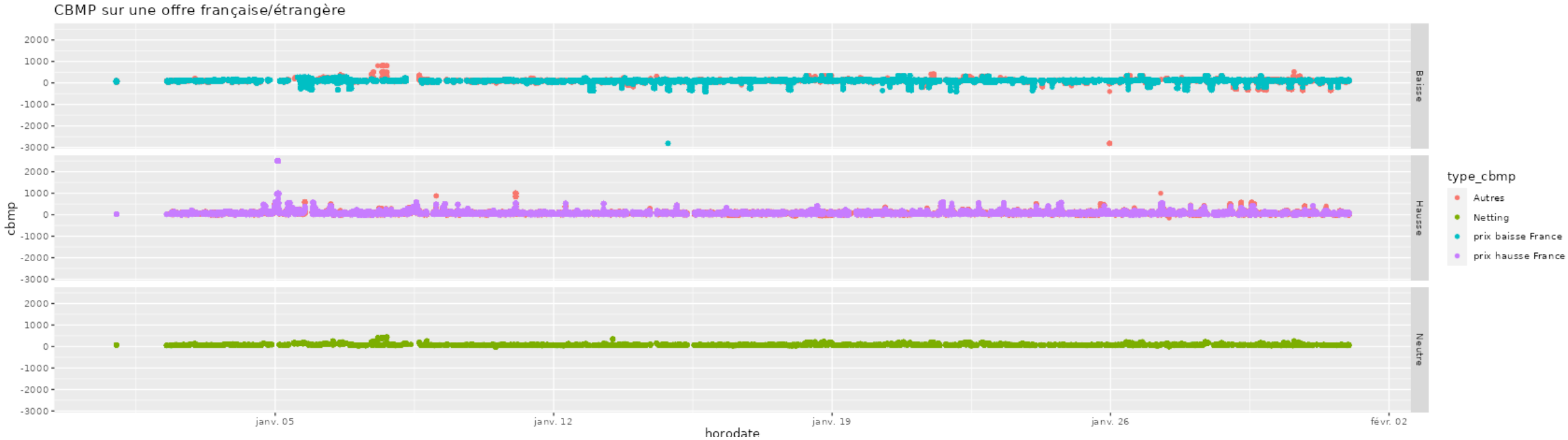
- Exemple pour le 4 Février en France:

CBMP



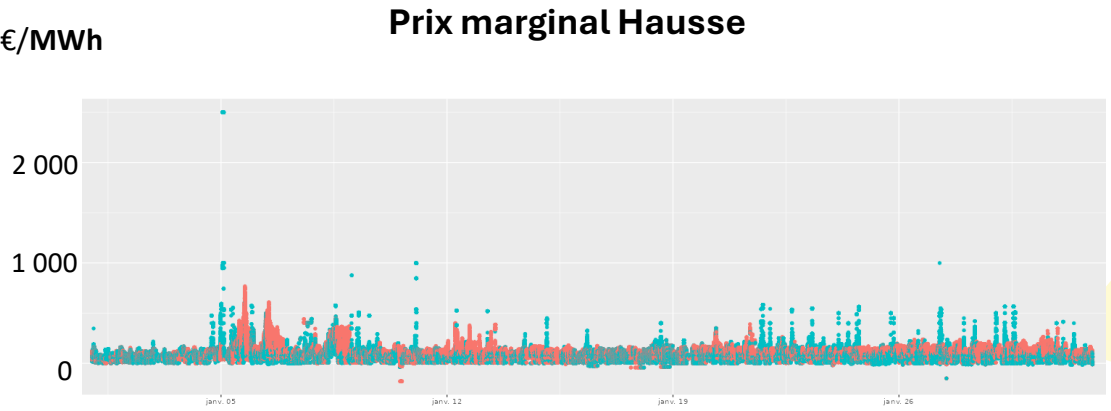
Poids des offres françaises dans le prix marginal

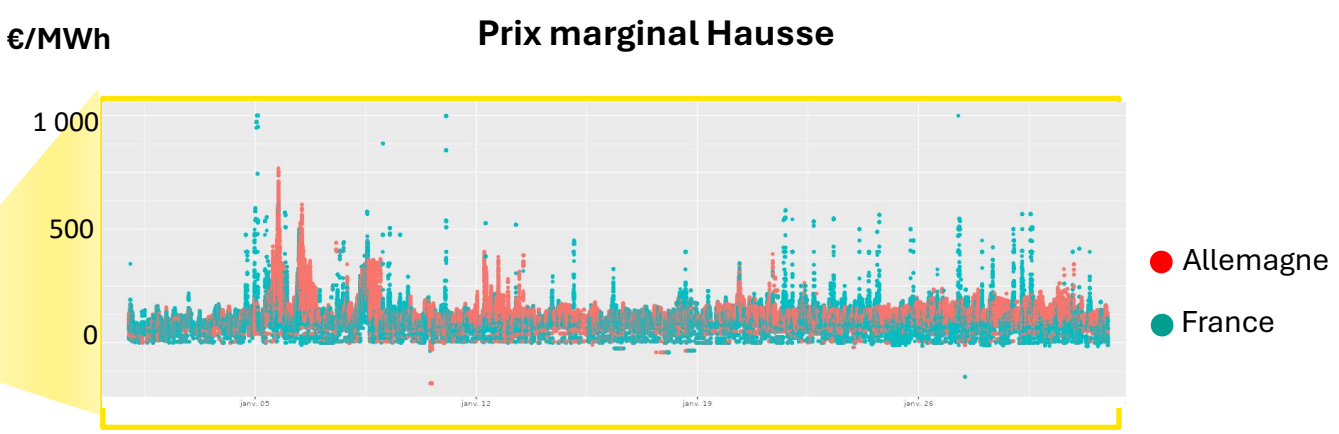
% du temps où le prix marginal est fixé par une offre étrangère

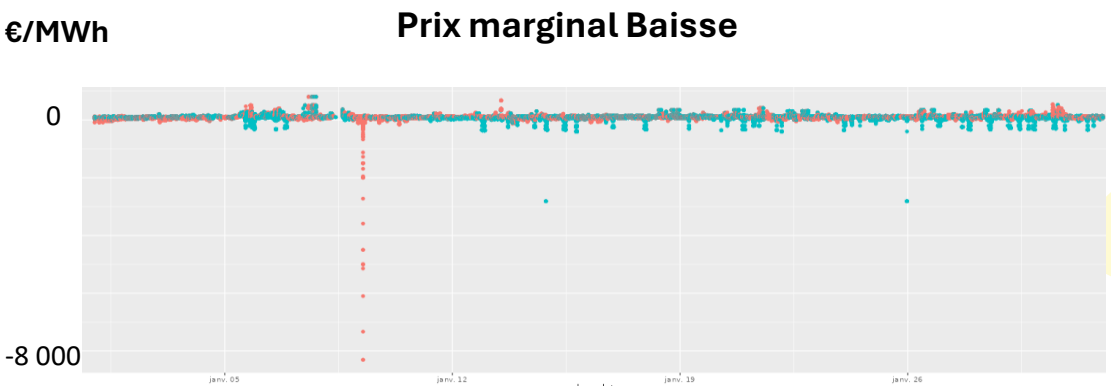


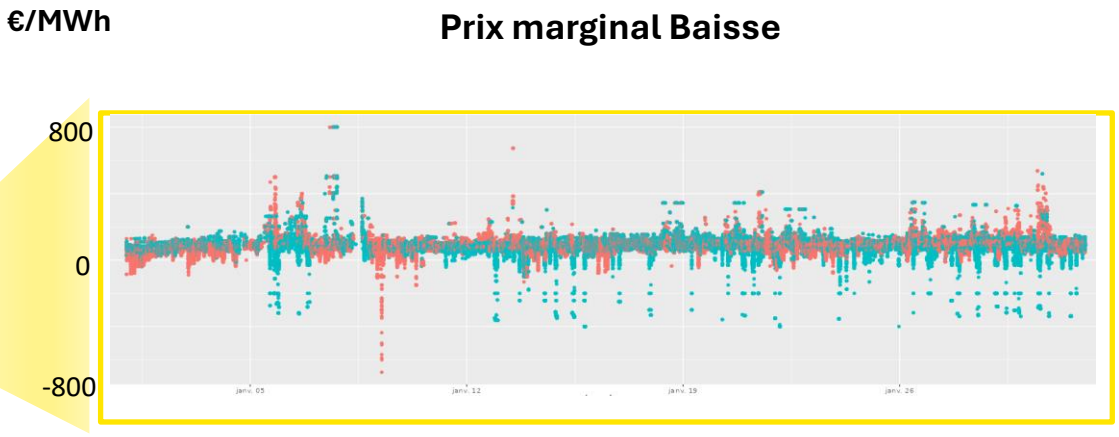
	Avril	Mai	Juin	Juillet	Aout	Sept	Oct	Nov	Dec	Jan
Part des offres étrangères fixant le prix marginal (%temps)	17%	25%	30%	33%	39%	31%	39%	36%	42%	46%
Part du perfect netting (% du temps)	25%	20%	21%	20%	16%	13%	12%	10%	12%	11%

Comparaison des prix marginaux (CBMP) avec l'Allemagne en Janvier 2026





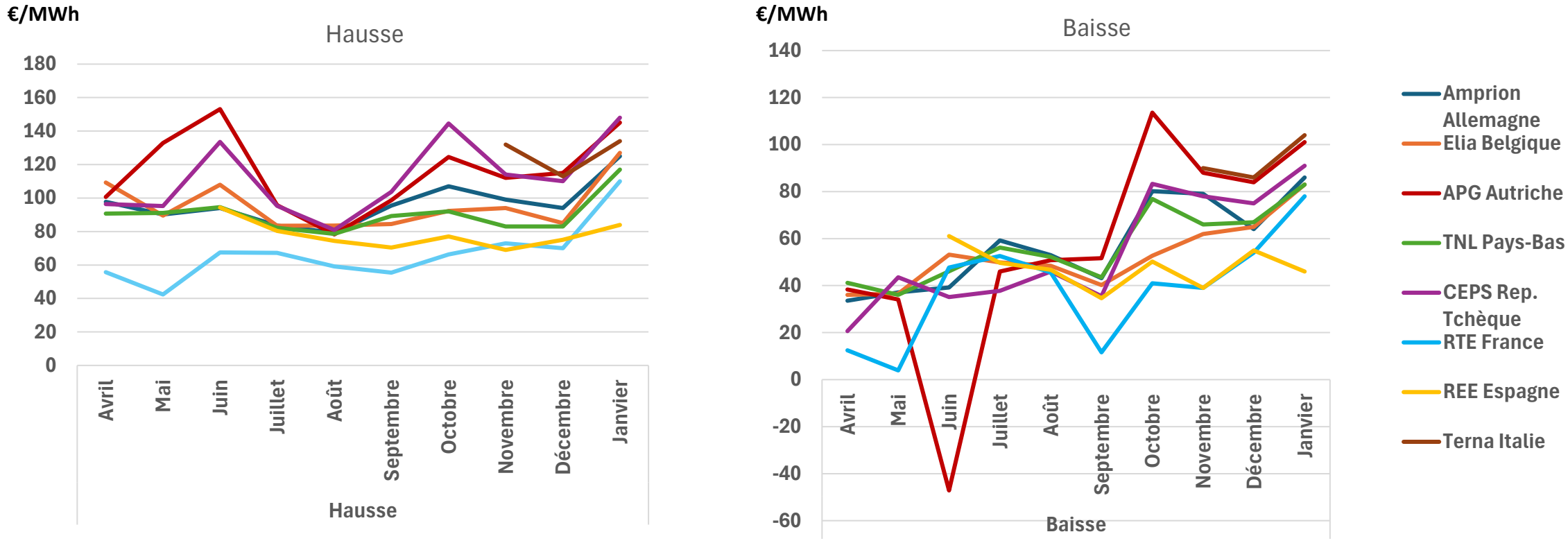




Comparaison des prix marginaux de GRTs connectés à PICASSO

Prix marginaux (cross-border marginal price) moyens par GRT

- par mois en 2025 et 2026 -



- Les écarts de prix sont notables entre pays, traduisant des congestions.
- A la hausse, la France se distingue par des prix marginaux globalement inférieurs à ceux de ses voisins sur la période considérée.

4 Impact de la demande élastique

Levée automatique de la demande élastique

- Levée automatique de la demande élastique, entrainant un basculement en demande à tout prix au-dessus du volume seuil (mode inélastique), déclenchée si les conditions suivantes sont remplies pendant une durée $d_{elastique}$:
  - Ecart de fréquence supérieur à $\Delta f_{elastique}$ **= 50 mHz** en valeur absolue
  - **ET** Ecart de réglage supérieur à $ACE_{elastique}$ **= 500 MW** en valeur absolue
  - **ET** Ecart de fréquence dans le même sens que la demande de RTE

	Avril	Mai	Juin	Juillet	Aout	Sept	Oct	Nov	Dec	Jan
% de temps en demande inélastique sur le mois	3,4%	2,4%	1,6%	1,2%	1,2%	1,5%	1,2%	0,9%	0,4%	0,4%
Durée moyenne	19min	20min	13min	12min	14min	18 min	17 min	15 min	6 min	6 min

- Le nombre de levée automatique de la demande élastique pour cause exploitation est faible sur la période.
- Nette diminution des levées automatiques de la demande ces trois derniers mois qui reflète un contexte d'exploitation moins tendu.

Utilisation de la demande élastique

- **Pourcentage du temps où la demande élastique est limitante et critères associés (en moyenne par mois):**

	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept	Octobre	Nov	Dec	Jan
% temps	2,5%	1,7%	1%	1%	0,5%	1,6%	1,9%	2%	1,2%	1,8%

- L'activation de la demande élastique représente une faible part du temps. Depuis la connexion, la demande élastique limitante **1,5%** du temps. Elle a été plus limitante en Novembre et Janvier.

Activation hors picasso pour cause demande élastique

BAISSE	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept	Oct	Nov	Dec	Jan
Activation aFRR PICASSO totale (MWh)	125 372	149 406	135 650	132 816	139 964	153 345	136 535	128 002	131 861	108 614
Energies activées hors PICASSO pour cause demande élastique (MWh)	28 (0,02%)	10 (0,01%)	5 (~0%)	5 (~0%)	2,5 (~0%)	16 (0,01%)	13 (0,01%)	23 (0,02%)	32 (0,02%)	75 (0,07%)

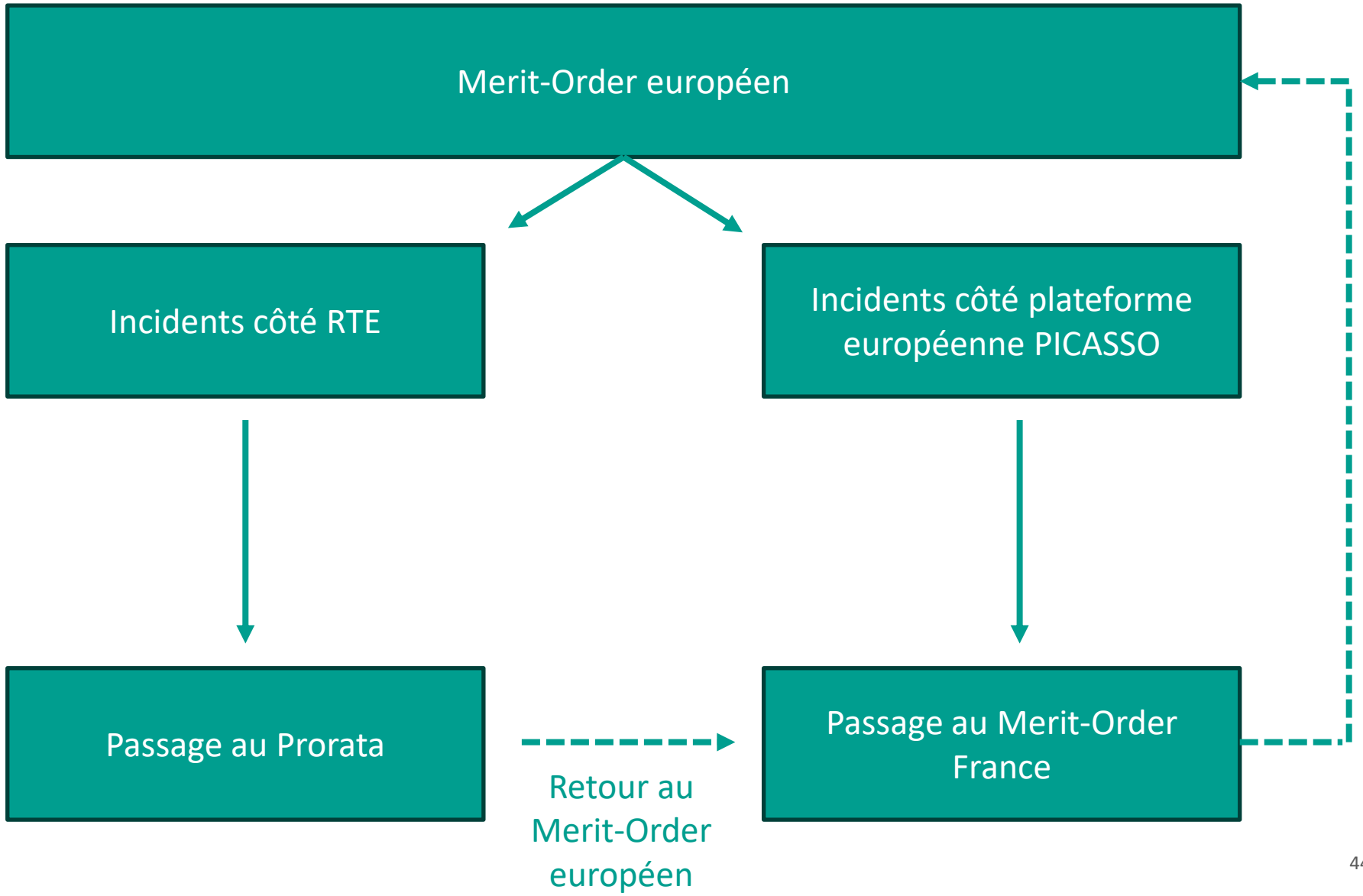
HAUSSE	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept	Oct	Nov	Dec	Jan
Activation aFRR PICASSO (MWh)	82 745	90 098	90 679	84 117	89 865	85 698	98 892	112988	94 900	111 442
Energies activées hors PICASSO pour cause demande élastique (MWh)	45 (0,05%)	24 (0,03%)	101 (0,1%)	23 (0,03%)	6 (0,01%)	36 (0,04%)	53 (0,05%)	106 (0,09%)	23 (0,02%)	136 (0,12%)

- Les activations hors PICASSO pour cause demande élastique ont des volumes et coûts associés très faibles (<1%)

5 Incidents et publication

Modes dégradés

- Fonctionnement nominal
- Source de l'incident:
- Mode dégradé:



Bilan déconnexion PICASSO

- Nous avons été déconnectés de la plateforme PICASSO entre 2 avril et 31 Janvier **2% du temps**.

Mois	Durée de déconnexion (h)	Mode d'activation
Avril	20	Prorata
Mai	23	Principalement Merit-Order France (21h)
Juin	3	Prorata
Juillet	1	Prorata
Août	3	Prorata
Septembre	34	Prorata
Octobre	10	Prorata
Novembre	5	Prorata
Décembre	4	Prorata
Janvier	32	Prorata
Total	**135**	Prorata

- Les déconnexions, changements de mode d'activation et les anomalies sont communiqués par e-mail.
- L'API Balancing met également à disposition le mode d'activation.

Suite incident du 23/10/2025

- Un incident s'est produit le 23 octobre 2025 entre 00h00 et 10h45 sur le système allemand de gestion des offres d'aFRR. Cet incident a généré l'envoi d'un nombre significatif d'offres erronées vers la plateforme PICASSO qui ont impacté la liste commune des offres et donc les prix marginaux transfrontaliers (cross-border marginal price, CBMP).

- Après investigation des gestionnaires de réseaux européens, il a été décidé de corriger les prix CBMPs négatifs impactés. La correction s'est appliquée dans les cas suivants :

  - Si la zone non congestionnée comprend le bloc LFC allemand

  ET

  - Si le CBMP négatif est supérieur au premier prix non-allemand de la liste commune des offres.

  Le CBMP est alors fixé au prix de la première offre non-allemande augmenté de 0,01 €/MWh. Ceci impacte également le prix de "perfect netting" qui a été corrigé selon les mêmes modalités.

- Au niveau européen, ces corrections ont été déployées dans la transparency platform et dans le portail Transnet. Un communiqué de presse détaillé sur cet incident est accessible pour toute information complémentaire sur la page PICASSO du site internet de l'ENTSO-E.

A la maille RTE, l'impact a concerné une centaine de pas de temps 4 secondes sur la période comprenant 9675 pas. Les corrections ont été déployées dans les API et le portail service RTE, et sont prises en compte dans le cadre de la facturation définitive des SSYf auprès des Responsables de Réserve qui a eu lieu le 15 décembre. La correction a été incluse dans la facturation du règlement des écarts des Responsables d'Equilibre.

Ce qui est à la disposition des acteurs

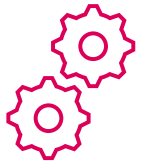
- **Les prix moyens pondéré aFRR au pas 15min**
- **La moyenne des MW activés au pas 15min**
- **Les valeurs au pas 4s du CBMP (Cross Border Marginal Price = prix marginaux) hausse et baisse (3 possibilités) d:**
  - Soit CBMP hausse existe et CBMP baisse invalide => tendance hausse
  - Soit CBMP baisse existe et CBMP hausse invalide => tendance baisse
  - Soit CBMP hausse et baisse existent et ils sont de même valeur => netting parfait
- Un document FAQ (frequently asked questions) commun aux plateformes PICASSO et MARI a été élaboré et publié sur le site de l'ENTSO-E (lien).

Nouveau:

- **Suite à des demandes acteur, nouvelles données au pas de temps 4 secondes à disposition sur API (**API Balancing_Energy > ressource « afrr_marginal_price », Catalogue API - API Data RTE) **:**
  - Besoin en énergie aFRR exprimée par RTE
  - Energie aFRR activée en France
  - Energie aFRR activée pour la France

6 Conclusion

Messages principaux



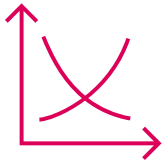
Fonctionnement PICASSO

- Nombre de déconnexions à la plateforme PICASSO limité (2% du temps).
- Bonne coopération avec le projet européen. Des évolutions encore régulières du projet pour améliorer le fonctionnement plateforme, les méthodologies et processus qui l'encadrent.



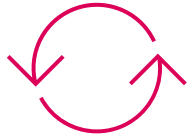
Impact exploitation

- Contribution IGCC-PICASSO efficace pour répondre à nos besoins.
- Nos critères de qualité de fréquence continuent à s'améliorer depuis notre connexion
- Nos besoins en aFRR ont diminué ces trois derniers mois.



Impact Marché

- Pas de rupture dans les prix: niveaux comparables au passé.
- Offres françaises compétitives mais en recul sur les trois derniers mois.
- Prix moyens pondérés aFRR en augmentation à la hausse sur la fin d'année 2025.
- Plusieurs prix extrêmes observés ces trois derniers mois mais avec très peu d'impact sur indicateurs prix, à l'exception des prix extrêmes le 5 Janvier 2026.



Impact demande élastique

- Fonctionnelle et efficace
- Activation de la demande élastique faible mais en sensible augmentation ces trois derniers mois (2% du temps).
- Très peu de levée automatique de la demande élastique. (<1% du temps)
- Volumes des activations hors PICASSO pour cause demande élastique ont augmenté mais restent faibles (volumes <0,1%).

A venir…

- Dernier REX trimestriel PICASSO: Avril 2026

4 Dimensionnement aFRR été 2026

Requis aFRR été 2026

➢ **Valeurs applicables du 1er avril au 30 septembre 2026, tenant compte du surbouclage:**

Sens/Plage	0h - 4h	4h - 8h	8h - 12h	12h - 16h	16h - 20h	20h - 24h	Moyenne
Hausse	603	586	900	895	1526	698	868
Baisse	671	547	869	745	947	733	752



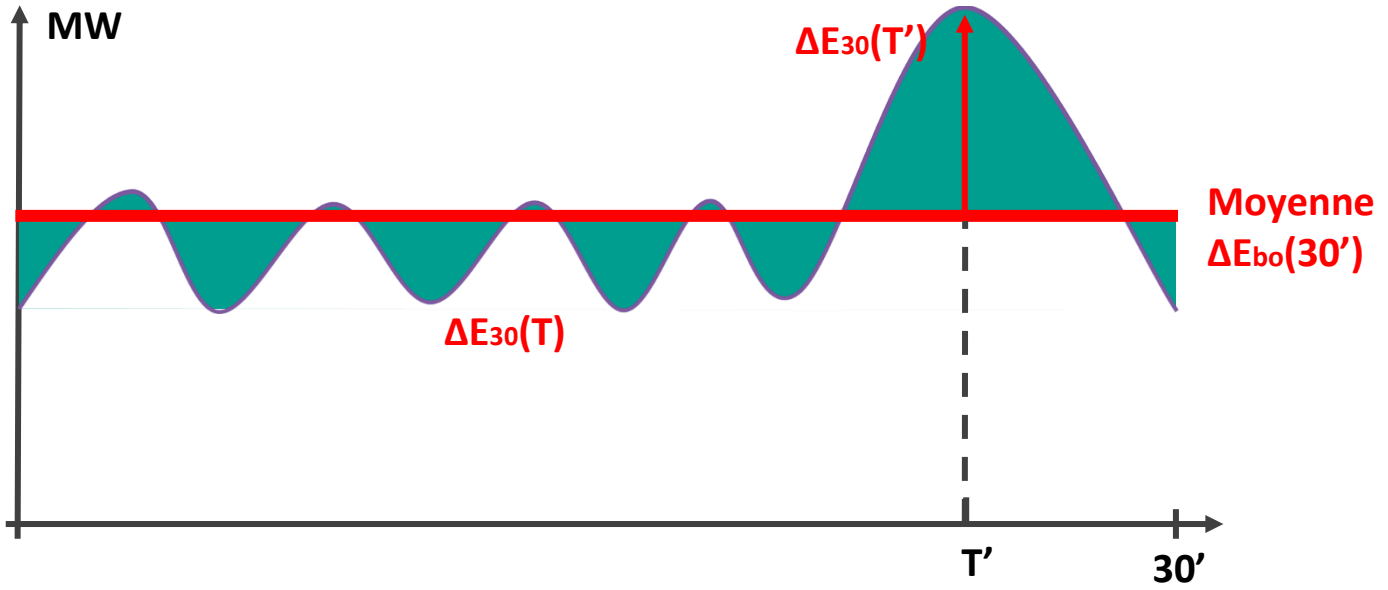
RTE propose de partager l'analyse menée sur la plage 16h-20h pour expliquer le pic de besoin de 1526 MW à la hausse.
Celui-ci est imputable aux forts déséquilibres à la hausse constatés dans les minutes **qui précèdent la fin d'un épisode de prix spot négatif.**

Requis aFRR été 2026

➢ Dimensionnement reposant sur l'historique du DeltaE30

- Le DeltaE30 est calculé à partir de **l'ACEol ou – Pdemand, qui représente le besoin temps réel d'aFRR en entrée de STANWAY** (ACEol = ACE corrigé de l'aFRR déjà activée en France)
- Le DeltaE30 **représente la variation, au pas 1', de l'ACEol autour de sa valeur moyenne** sur 30 minutes:

DeltaE_30 (1') = ACEol (1') - Moyenne ACEol (30')

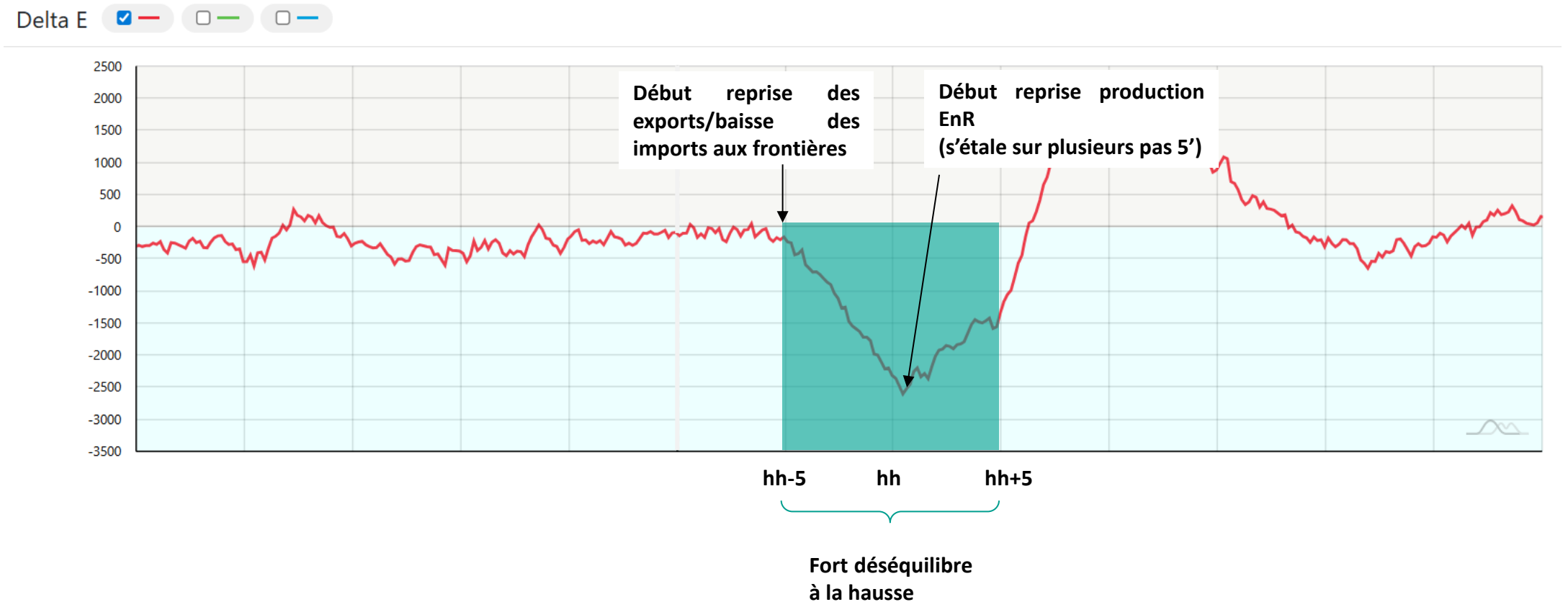


- **Besoin hausse = 1er percentile** de la chronique DeltaE30 (valeur absolue)
- **Besoin baisse = 99e percentile**

Requis aFRR été 2026

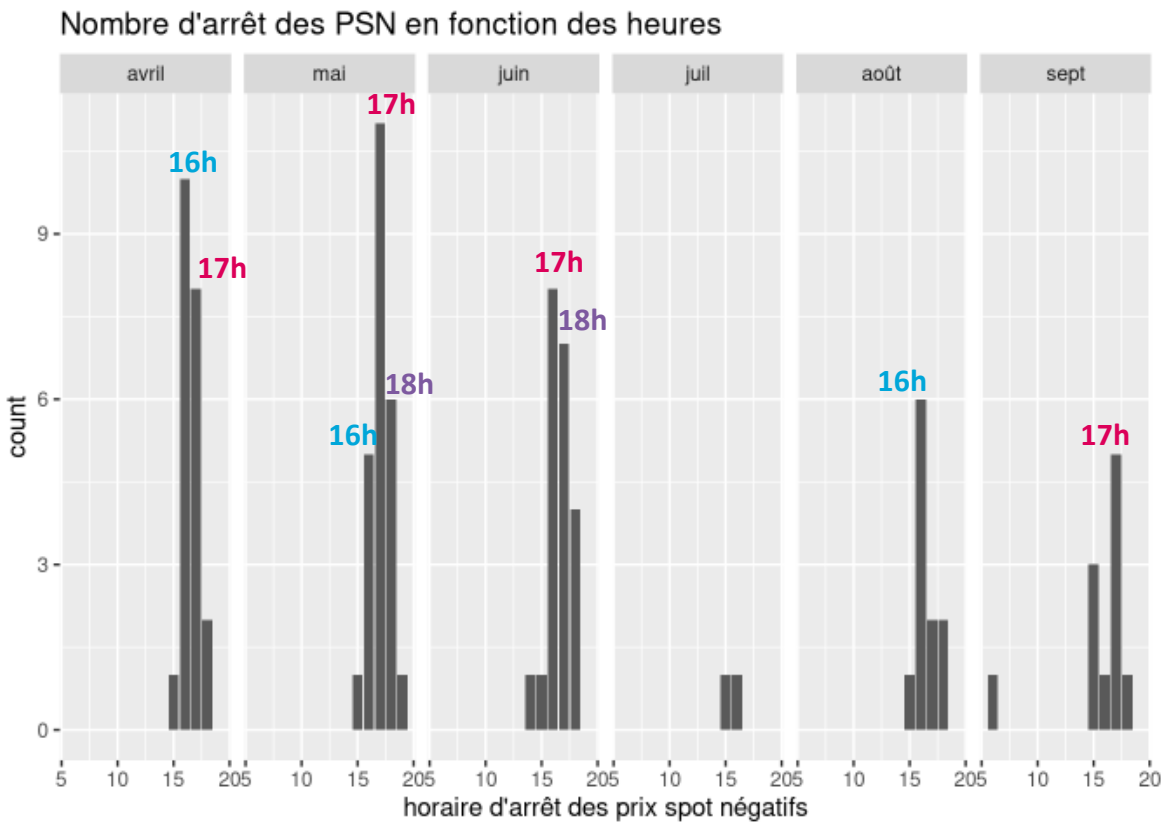
➢ Analyse croisée Delta E30 / Prix spots négatifs

RTE constate régulièrement de forts déséquilibres à la hausse liée à une reprise exports/baisse des imports dès hh-5 alors que la production n'a pas redémarré.



Requis aFRR été 2026

➢ Analyse croisée Delta E30 / Prix spots négatifs



Décompte des sorties de PSN par mois et plage horaire sur avril-septembre 2025

- Le croisement des valeurs négatives extrêmes de DeltaE30 avec les épisodes de prix spot négatif met en évidence que **90% des valeurs du percentile négatif sont liées à des sorties de prix spot négatif.**

- La plage 16h-20h est **la plage 4h qui concentre le plus d'épisodes de sortie de prix spots négatifs.** Ce phénomène s'observe également au début des épisodes de prix spots négatifs (arrêts anticipés avant l'heure de début du PSN alors que les imports aux frontières n'ont pas encore commencé/augmenté). Cependant, les déséquilibres dû aux débuts de PSN **ne conduisent pas à une augmentation significative du besoin d'aFRR** car le début des PSN peut avoir lieu sur la plage 8h-12h comme sur la plage 12h-16h: effet dilué.

5 [LER] Evolution participation aFRR

Programmation dynamique

Rappels – participation des LER aux SSYf

Les **actifs à stock d'énergie limité** (ex. : 1h, 2h) participants aux **SSY-F** (FCR, aFRR) :

- ont besoin de se **recharger rapidement** après les activations en énergie pour assurer la disponibilité de stock pour les programmations de réserve futures (répondant aux engagements capacitaires ou à des offres libres du RR)
- doivent **dimensionner leur réserve programmée** pour tenir des activations maximales sur les périodes programmées (comme tout actif)

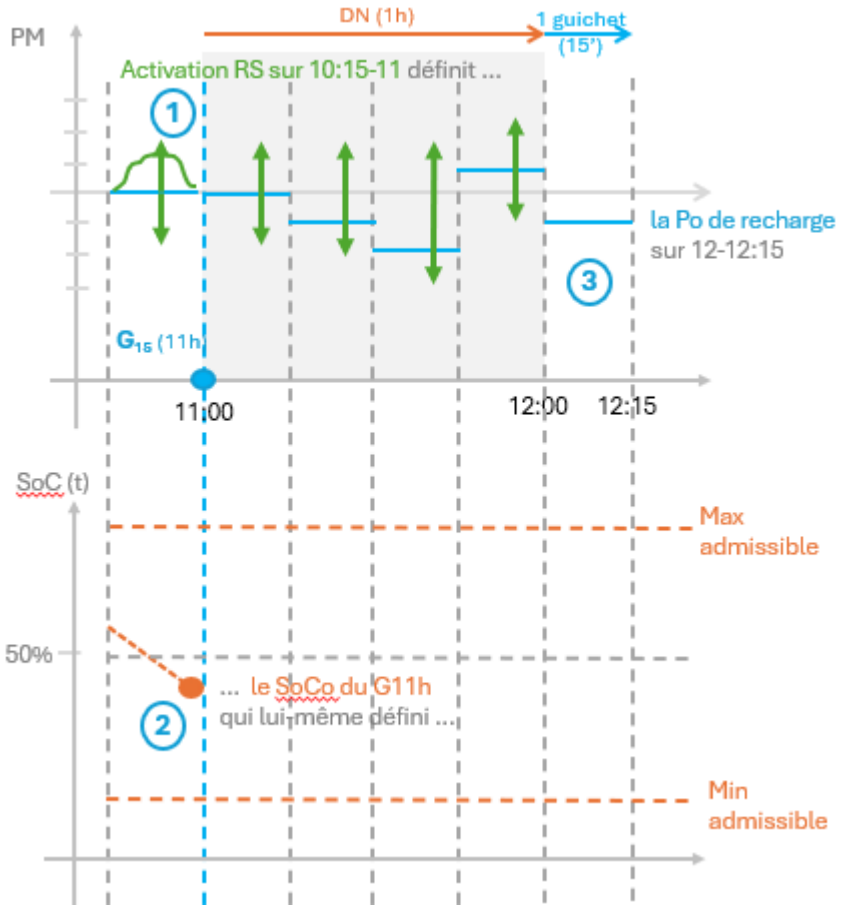
Pour rappel, **les possibilités de recharge** à date, par modification de la consigne P_0, sont :

- **FCR seule** : valeur de P_0 constante sur ISP 15' et calculée avant chaque palier
- **aFRR** : programmation P_0 au PA (en tenant compte du DN), constante sur ISP 15'

Les exigences de tenue des réserves programmées sont :

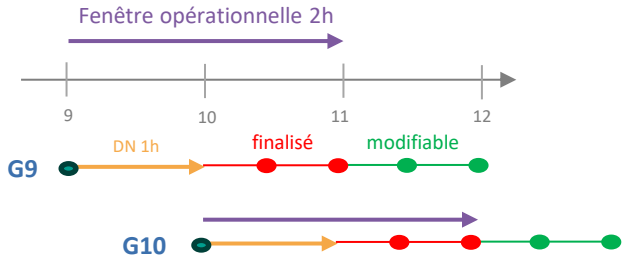
- **FCR** : tenir la réserve sur tout le pas programmé, ou pendant Tmin LER (15') en cas d'état d'alerte ou d'urgence
- **aFRR** : tenir l'activation maximale de RS (+1 ou -1) sur la totalité de chaque pas programmé

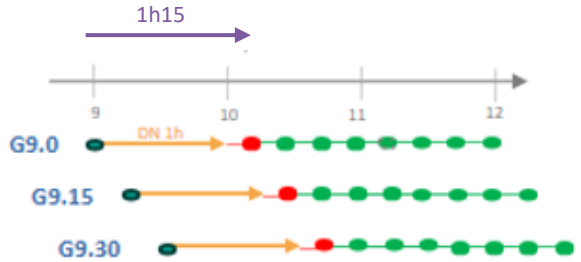
Par ailleurs, ces actifs peuvent également **participer aux marchés en Puissance active** (Spot, IDA, PEB), en programmant une P0 non nulle sur un pas 15', hors recharge des réserves.



Le contexte historique et les évolutions

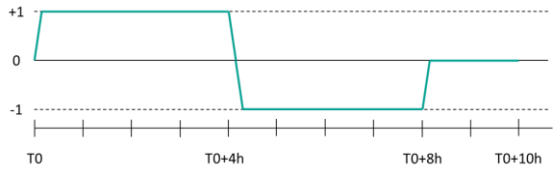
	Historique	Evolutions
Capacité aFRR	Prescription	AO au pas 1h
	Symétrique	Dissymétrique
Programmation	24G	96G
	Symétrique	Dissymétrique
	Pas 30 min (calé ISP)	Pas 15 min (calé ISP)
SPOT	Pas 60 min	Pas 15 min
Activation aFRR	Symétrique et prorata	Merit Order dissymétrique
Délai de neutralisation	1h	30 min (horizon 2029)





Une réserve en symétrique dimensionnée pour tenir **4h**

Simulations de 2 x **4h** en symétrique (4h à +1 et 4h à -1), et de tenue de l'aFRR sur 2 ans d'historique de niveau



Dans ce contexte plus dynamique et d'opportunité multi-marchés pour les LER (FCR, aFRR, SPOT, …), il devient nécessaire de **revisiter les exigences de certification des capacités maximales** des LER.

Objectifs de la certification

La **certification SSYf** a pour but de **valider**, à la maille EdR, et avant exploitation en Opération :

- la **réserve maximale** à certifier :
  - **capacité de l'actif** à l'atteindre, **avec la dynamique attendue**
  - **capacité à la tenir** sur la durée minimale (pas de programmation de 15')
- la **bonne gestion du stock limité des LER par l'acteur** dans sa programmation P_0/FCR↑↓/aFRR↑↓ (avec prise en compte du délai de neutralisation 1h et des pas 15' de guichets de programmation) :
  - **capacité à se placer dans les conditions de stock permettant la livraison de cette capacité maximale** et son maintien (en simulation et en opération lors des tests)
  - **capacité à assurer une bonne gestion dynamique de stock sur plusieurs guichets** de programmation consécutifs (en simulation et en opération lors des tests)

➢ C'est l'obtention du « **permis** » qualifiant :



- La **capacité à programmer** et **tenir la capacité maximale sur 1 pas de temps**
- La **capacité à gérer dynamiquement la programmation** (Po ; RP ↑↓ ; RS ↑↓) et **le stock** de l'entité LER
- Pour **assurer la disponibilité effective des SSY programmés** lors d'une activation maximale **sur chaque pas programmé**

Les responsabilités du responsable de réserve

	Exigence	Contrôle de RTE – En temps réel	Contrôle de RTE – En back-office	
J-1	1. Aux **AO FCR & aFRR**, proposer un volume total de SSYf dont il sera capable d'**assurer la mise œuvre en J** (en activations maximales), sur les périodes proposées 2. Assurer la **programmation** des EDR de son périmètre pour **honorer les volumes** SSY globaux **retenus** pour le RR.	Respect du besoin France par la somme des programmations. En cas d'écart, RTE reconstitue les SSYf via le MA.	Comparaison, à la maille périmètre RR, des engagements et des programmations. En cas d'écart, RTE calcule les indemnités PA et PM	capacité
J	3. Assurer le **suivi de la bonne tenue du programme** prévu par ses EDR, avec les **activations réelles** des SSYf. En cas de fortuit imprévisible et irrésistible, le RR doit informer RTE au plus vite.	Détection des écarts entre le comportement réalisé et le comportement attendu de l'EDR. En cas de défaillance importante, RTE appelle le RR.	Écart entre la réserve réalisée et celle attendue. En cas de défaillance, RTE calcule les abattements.	énergie
	4. Garantir pour chaque EDR, un stock assurant **la faisabilité des SSYf programmés**, incluant des activations maximales	Proposition de RTE à la slide suivante		

Garantie de faisabilité des SSYf – proposition de RTE

L'arbitrage multi-marchés au plus proche du temps réel (« programmation dynamique ») **augmente le risque de non garantie à priori de la tenue des performances SSY lors d'activations maximales** pour les EDRs à stock limité.

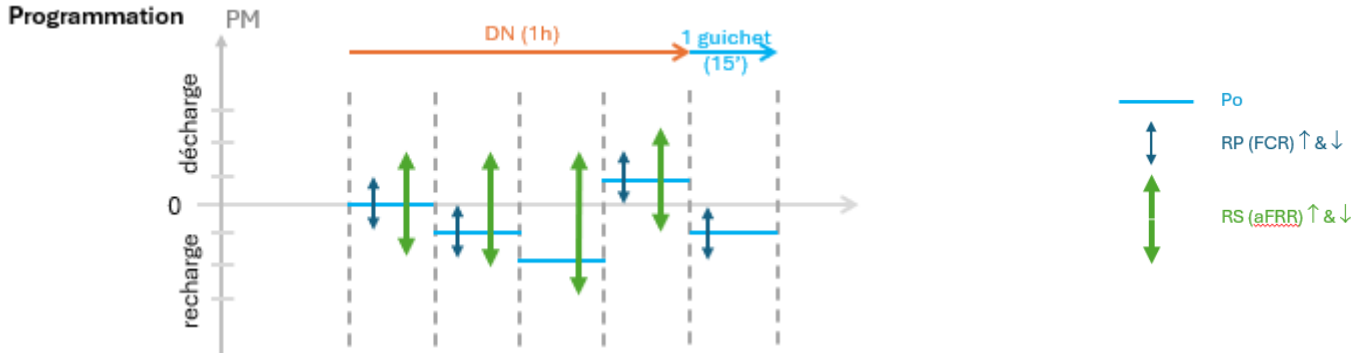
RTE propose donc l'ajout d'un **nouveau contrôle** de faisabilité de la programmation dynamique des LER, **en contrepartie des possibilités étendues d'exploitation des capacités** physiques sur des durées plus courtes :

> À chaque guichet 15', RTE calculera que la programmation d'une entité LER doit **garantir un SoC restant dans l'intervalle d'énergie utile sur [G:G+1h15],**
>
> en simulant des activations maximales de SSYf (hausse et baisse) à partir du Soc initial au guichet

Illustration graphique au slide suivant

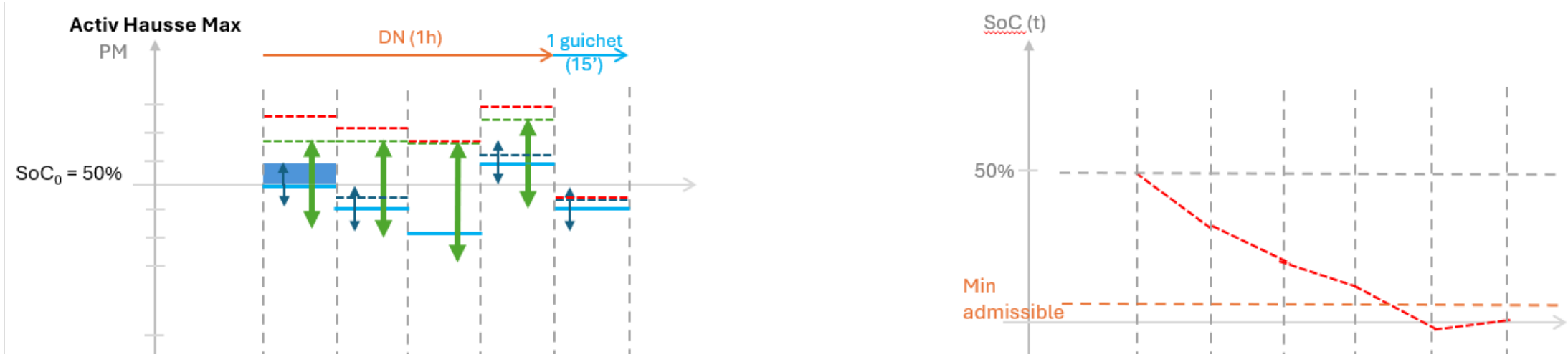
Illustration – calcul d'une activation à la hausse

Exemple de PM



La simulation des activations SSYf maximales à la **hausse :**

- FCR : scénario d'activation à définir par l'acteur, pour couvrir a minima le TminLER 15'
- aFRR : Ni = +1 sur chaque période de RS_h programmée (et Ni = 0 sur plage RS_b)



- - - - La résultante d'activation Max en décharge

Application du contrôle proposé

- **En certification :** (cf. slides suivants)
  - Étape 1 : dans la fiche information (description du contrôle effectué par l'acteur) et les simulations (résultats de l'application de ce contrôle)
  - Étape 2 : lors des tests 8h en Opération

➢ Mise à jour de la trame aFRR : mi-mars

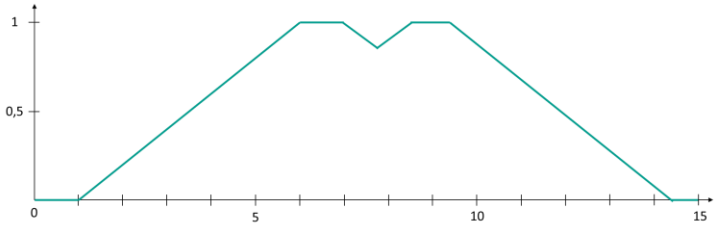
- **En temps réel, à chaque guichet 15' :**
  - Possibilité de refus du PA au guichet, ou de pénalité renforcée en cas de défaillance
- **En back office :**
  - Calcul à postériori, avec pénalité de non-disponibilité effective si contrôle défaillant

➢ Implémentation en temps réel et back-office : entrée en vigueur des règles v3, avec possibilité de date pivot

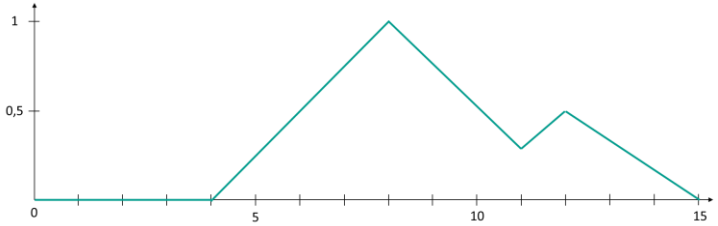
Certification aFRR – évolution des simulations

1. **Contrôle de la bonne gestion du stock** en programmation dynamique sur plusieurs guichets consécutifs *(impact trame aFRR : mise à jour du test 1)* :
   - Une **période d'au moins 1 mois** en considérant :
     - Scénario 1 : des conditions économiques typiques pour la programmation des SSY et de la P0 marché (hors recharge)
     - Scénario 2 : des opportunités économiques maximales en SSY pour maximiser le temps de programmation en SSY sur la période
   - Pour chaque pas de temps 15', l'**activation** de l'**aFRR au Merit Order sera réalisée en** utilisant **3 profils de niveau. Ces profils seront** appliqués dans les proportions indiquées :

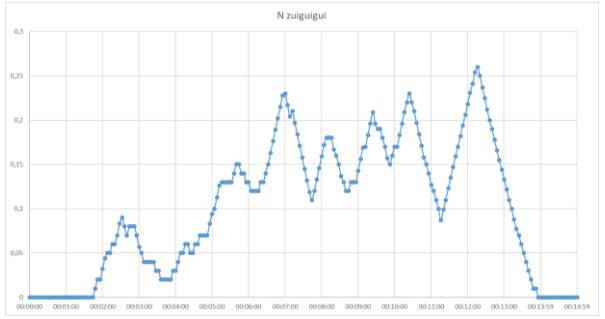
Trapèze « presque parfait » (50%)



Double triangle (45%)



Continu (5%)



2. Simulation de la **réserve maximale** sur **au moins 15'** *(impact trame aFRR : mise à jour du test 2)*

6 Pédagogie sur le processus pour les EDR similaires

Rappel du cadre transitoire proposé par RTE

- **Condition d'éligibilité :**
  - **EDR similaire** à des EDR déjà certifiées :
    - Même technologie : même modèle d'actif, même puissance ou ratio énergie/$P_{FCR/aFRR}$ (LER), même caractéristiques techniques
    - Même gestion de stock, même pilotage, même contrôle commande
  - **Au moins 3 EDRs similaires déjà certifiées**

- **Fonctionnement transitoire**

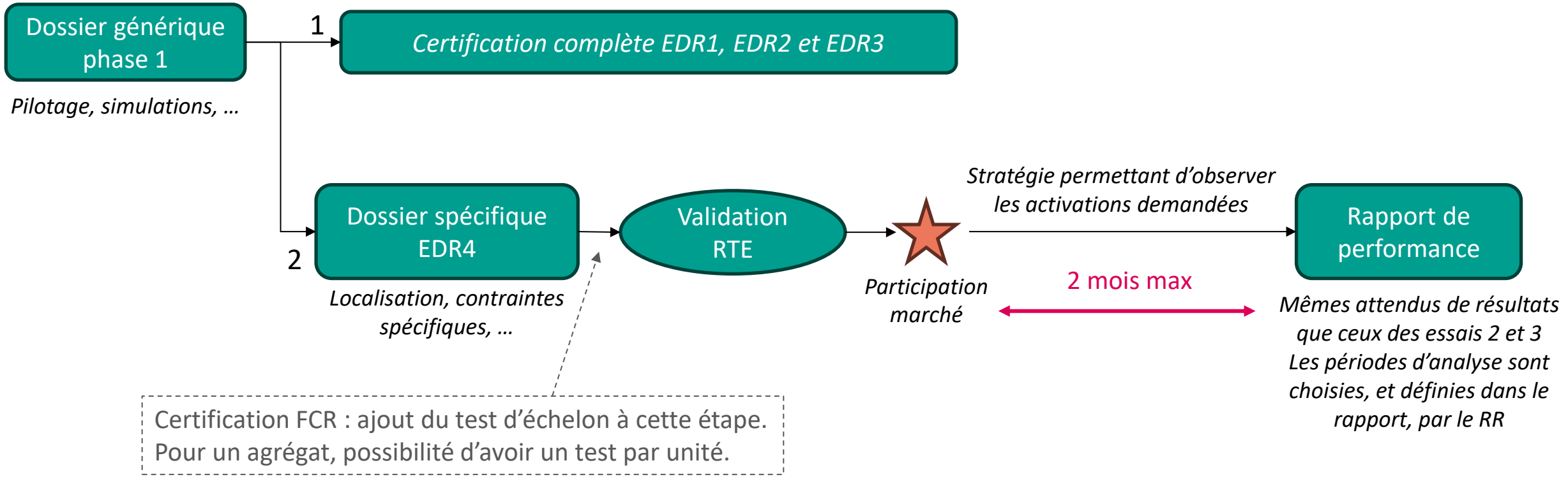
Étape 1	• Un dossier « générique » pour le groupe d'EDR similaires • Un dossier « spécifique » par EDR
Étape 2	PV délivré avec une réserve de validation des performances en opération, jusqu'à 2 mois après la première programmation

- Le responsable de réserve fournira à RTE un bilan des performances de l'EDR, au plus tard 2 mois après la signature du PV d'aptitude. Il contiendra l'analyse des activations suivantes :
  - pour la certification FCR seule : au moins 8h cumulées de programmation
  - pour la certification aFRR seule : au moins 8h cumulées d'activation avec :
    - au moins 2 paliers à Ni = +1 pour l'aFRR hausse et 2 paliers à Ni = -1 pour l'aFRR baisse
    - au moins 2 rampes hausse et 2 rampes baisse complètes à la FAT certifiée
  - pour la certification en FCR et aFRR en simultanées :
    - les conditions précédentes devront être atteintes (chaque réserve seule)
    - en complément, au moins 8h cumulées d'activation en fonctionnement FCR et aFRR simultanées

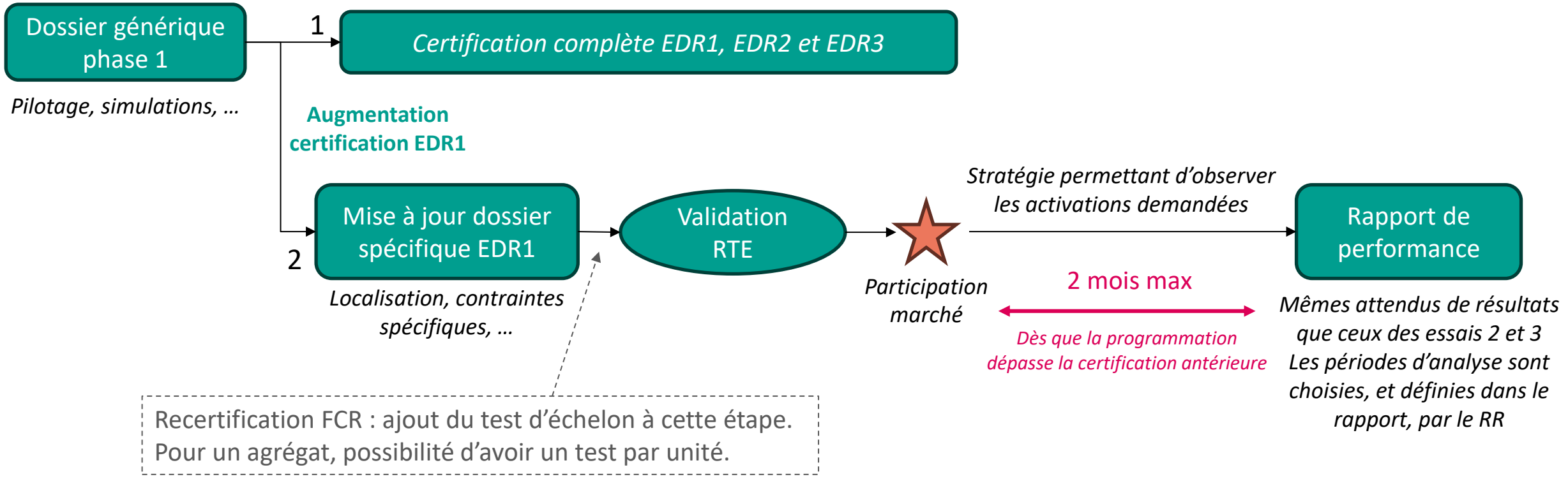
Rapport attendu sur le modèle de la fiche essai 3 de l'annexe 12 (trame FCR)

Rapport attendu sur le modèle des fiches essai n°2 et n°3 de la trame aFRR

Exemple : certification aFRR d'une nouvelle EDR similaire



Exemple : recertification d'une EDR similaire (*EDR1*)



7 AO FCR – Puissance maximale des offres indivisibles

AO FCR – Répondre au sondage de la FCR Cooperation

- Les régulateurs des GRTs membres de la FCR Cooperation questionnent la puissance maximale des offres indivisibles, tel que spécifiée dans l'article 33 de la méthodologie.

- Actuellement, la limite maximale pour les offres indivisibles déposées à l'AO de FCR est de 25 MW pour tous les GRTs de la FCR Coop. Cette limite est supérieure aux besoins de certains pays. Dans les zones où plusieurs membres font partie d'un même bloc de contrôle et où les GRTs n'ont pas de core share défini (le core share étant le besoin à contractualiser localement), cela peut conduire à une surcontractualisation avec sélections d'offres non compétitives, qui coûtent plus chères et qui ne sont pas techniquement nécessaires.

- Pour élaborer une proposition, la FCR Cooperation demande aux responsables de Réserves qui participent à l'appel d'offres de FCR de répondre à un questionnaire en ligne sur le site de l'ENTSO-E, avec le lien ci-dessous et **avant le mardi 10 mars 2026**.

https://forms.office.com/Pages/ResponsePage.aspx?id=7zS3FQdK50eQ9CLMhKevI7hGx3WJbhJMqTV_6OkFMdZUQkJINlhYWVpFUzE1VDRFWkNFQktWSVFCRy4u

Vos réponses seront utilisées par les GRT afin de mieux comprendre vos contraintes techniques et l'impact potentiel sur le marché de la réduction de la puissance maximale des offres indivisibles. Les noms des RR ayant répondu ne seront pas divulgués publiquement. Les réponses anonymisées pourraient être utilisées dans les discussions des GRT avec les régulateurs

RTE-MARKETSERVICES a adressé une communication le mardi 10 février 2026 à chaque Responsable de Réserves.

8 AO aFFR – REX Puissance maximale des offres indivisibles

AO aFRR – REX Puissance maximale des offres indivisibles à 80 MW

- Rappel : *depuis le 11 mars 2025, la puissance maximale pour les offres indivisibles est de **80 MW sous condition d'offrir dans un même groupe d'exclusivité pour le même sens et la même plage horaire, une succession d'offres telle que la différence entre 2 offres croissantes indivisibles n'excède pas 20 MW.***

- RTE a conduit un REX qui montre que les paliers de 20 MW au plus sont bien respectés.
- Peu d'offres supérieures à 20 MW sont retenues car leur prix reste élevé.
- Lors de la consultation des règles v2, un acteur a indiqué être favorable à une nouvelle hausse de la puissance maximale.
- RTE et la CRE s'interrogent sur la puissance maximale économiquement optimale.



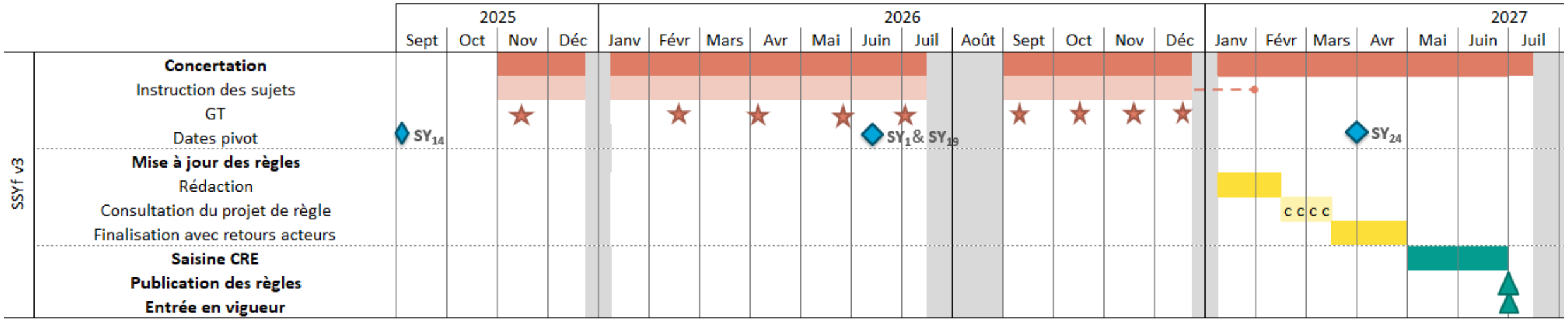
Les prix offerts étant assez élevés, RTE rappelle aux acteurs qu'ils sont tenus de respecter leurs coûts dans les prix offerts au titre de REMIT.

➢ RTE demande aux acteurs d'exprimer la valeur de la puissance maximale pour les offres indivisibles.
Si le besoin de relever la puissance maximale est confirmé, RTE doit notifier par courrier la CRE de la nouvelle valeur et, sans réponse de la CRE sous 6 semaines, la nouvelle puissance maximale est mise à jour sur le site internet de RTE et devient la nouvelle référence. RTE adresse une communication via RTE-MARKETSERVICES aux Responsables de Réserves pour les informer.

9 Annexes

1 Planning prévisionnel de la concertation

Planning prévisionnel de la concertation des règles v3



2 Mode opératoire d’inscription aux mailing listes

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 :



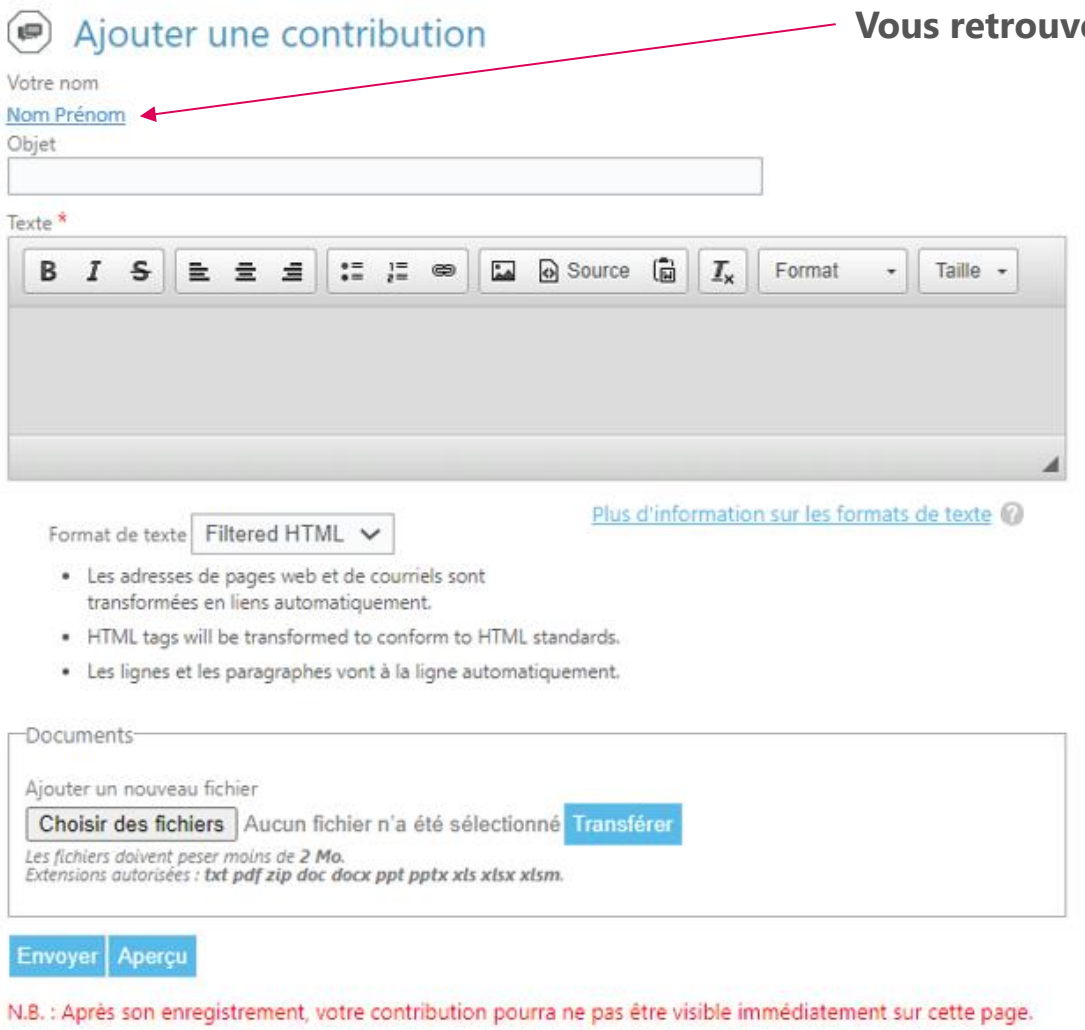
RTE-CONCERTE-CAM@rte-france.com

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



- ❑ Sessions plénières de la CAM
- ❑ *GT RR-RC*
- ❑ *GT MA*
- ❑ *GT SSY*
- ❑ *GT RE*
- ❑ *GT Effacement Transverse*
- ❑ *GT Stockage*
- ❑ *GT Interruptibilité*
- ❑ *GT AO Flexibilités Décarbonées*
- ❑ *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*

Vérifier que vous disposez des droits de réponse à une consultation sur le site Concerte



Vous retrouvez ici votre identité

L'accès au site Concerte est donné **par défaut** avec un rôle de **simple consultation** des documents déposés sur le site.

Pour les personnes participant à une concertation et **souhaitant répondre à une consultation**, **il est nécessaire de disposer des droits correspondants**.

Lorsque qu'une consultation est ouverte, les acteurs doivent voir l'option « Ajouter une contribution » comme affichée ci-contre.

Si vous souhaitez répondre à une consultation et que vous constatez ne pas avoir les droits pour déposer un document sur Concerte, merci de **contacter la BAL RTE-CONCERTE-CAM** <rte-concerte-cam@rte-france.com> pour en faire la demande. »

Prochains GT

Calendrier des GT SSYf

GT :

- Mercredi 18 février 9h30 – 12h30
- Mercredi 1er avril 9h30 – 12h30
- Mercredi 27 mai 9h30 – 12h30
- Mercredi 1er juillet 9h30 – 12h30
- Mercredi 9 septembre 9h30 – 12h30
- Mercredi 14 octobre 9h30 – 12h30
- Mercredi 18 novembre 9h30 – 12h30
- Mercredi 16 décembre 9h30 – 12h30

Le réseau
de transport
d'électricité

Merci de votre participation