Le réseau de transport d'électricité

GT SSYf

18 décembre 2024

v2

Copyright RTE – 2021. 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)

SOMMAIRE

GT SSYf

1. Actualités et planning
2. AOJ aFRR
3. Participation des ENRs aux SSYf
4. Gestion des périmètres – Décalage de la date PR_{14}-MA_{14}-SY_{14}
5. Projet MARS PICASSO
6. ISP15 & Refonte Back-Office SSYf
7. Annexes
   - Planning prévisionnel de concertation
   - Mode opératoire d'inscription aux mailing listes

1 Actualités et planning

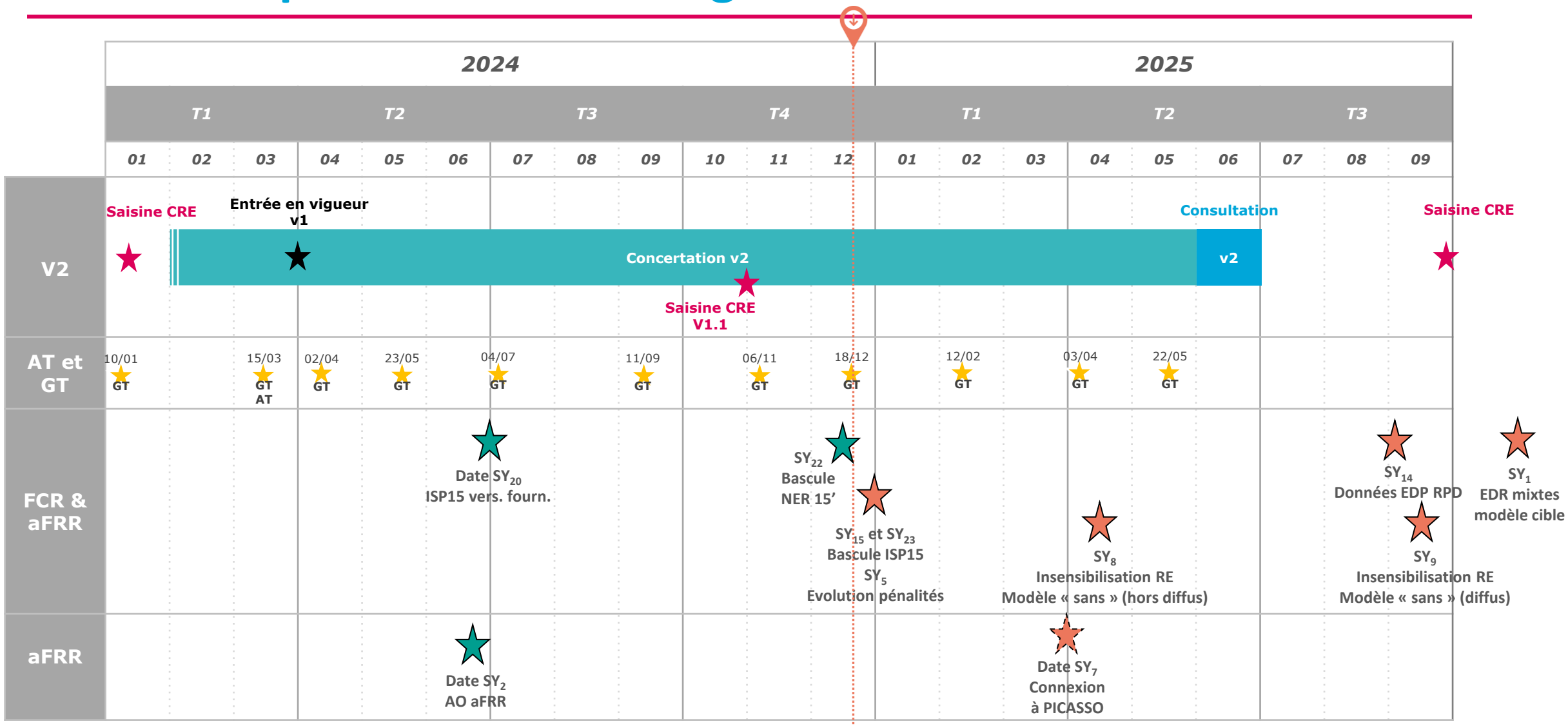
Actualités SSY

- Les **besoins aFRR** T1 et T2 2025 sont publiés sur le Portail Services

- La **publication de la trame aFRR** mise à jour, initialement annoncée le 2 décembre, sera publiée à la rentrée 2025.

- La **bascule des NER** au pas 15 minutes du 17 décembre s'est déroulée sans anomalie. Elle est effective à ce jour.

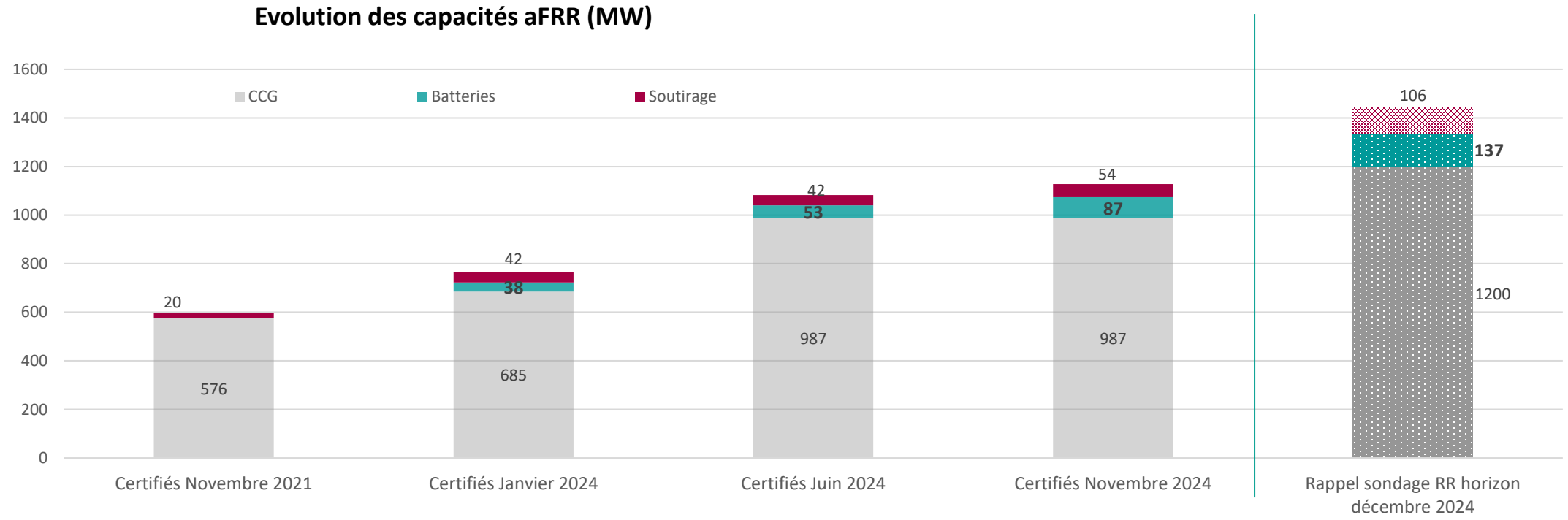
Calendrier prévisionnel des règles SSY



2 AOJ aFRR

1 Progression des certifications

Progression des certifications aFRR



- L'attrait de ce marché se confirme par l'arrivée de nouveaux acteurs qui questionnent RTE et de nouveaux dossiers avec des volumes unitaires cependant plus faibles que les mois précédents.

2 REX sur l'impact des offres symétriques

1. Contexte

Cadre de l’étude

- 1er lancement de l’AO aFRR en novembre 2021
- Coûts élevés en partie dus à une majorité d’offres symétriques

➔Sur-contractualisation car le besoin n’est pas symétrique

- Relance de l’AO aFRR le 18 juin 2024 avec la demande de la CRE de faire un REX sur les offres symétriques

➔Étude du gain à n’avoir que des offres asymétriques

- Etude sur les 5 mois passés : du 19/06 au 21/11

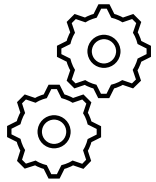
L'AO J-1 de l'aFRR



- Granularité : 1MW
- Symétrique sur prix et capa ou unidirectionnelle
- Forcément divisible si > 20MW
- Block

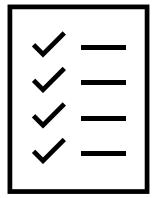


Besoin à la hausse & baisse RTE



Optim sur 24h

$$obj = \sum_{\substack{offres \\ hausse}} P_i.Q_i + \sum_{\substack{offres \\ baisse}} P_i.Q_i$$



Sélection d'offres sur la journée

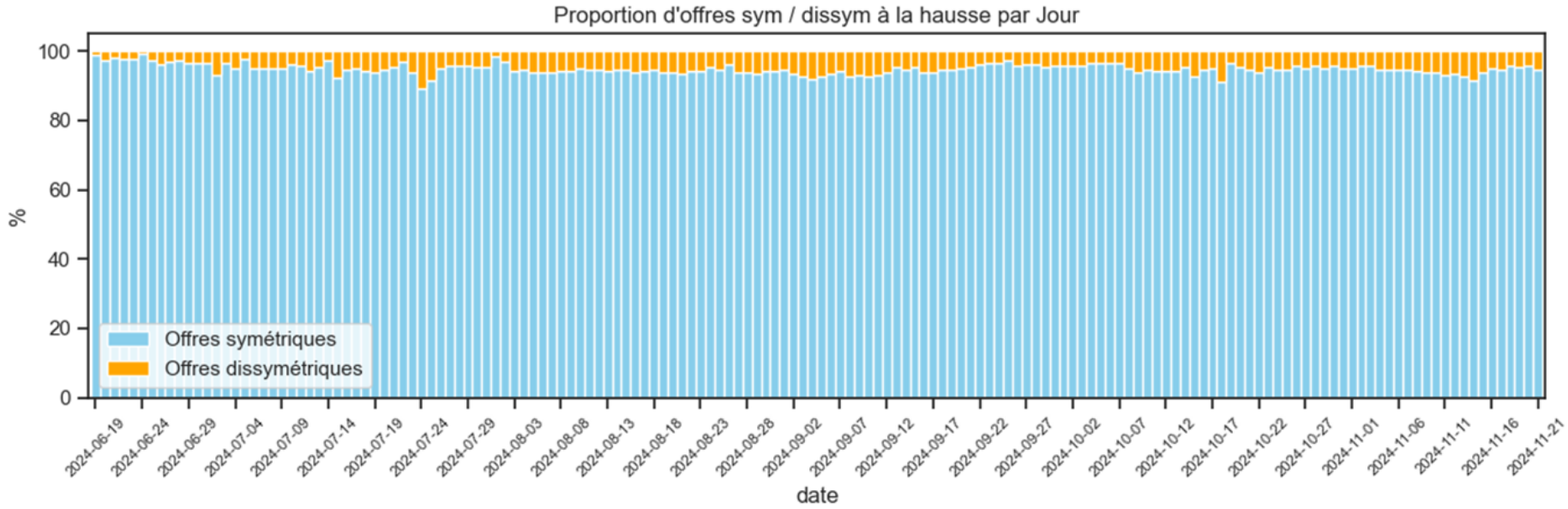
$$Coût = CM_{hausse} \sum_{\substack{offres\ retenues \\ à\ la\ hausse}} Q_i + \mathrm{CM}_{\mathrm{baisse}} \sum_{\substack{offres\ retenues \\ à\ la\ baisse}} Q_i$$

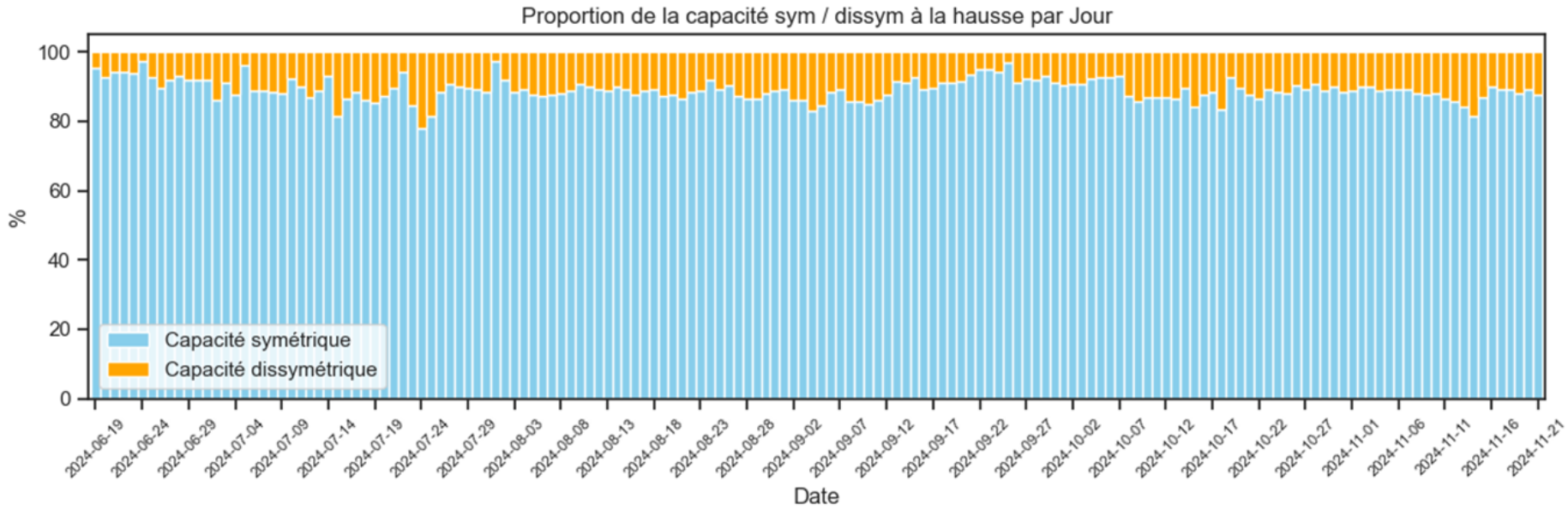
Répartition des offres symétriques - hausse

- On remarque qu'une très forte majorité des offres formulées sur la période étudiée sont **symétriques**.

- La proportion de capacité assymétrique est légèrement plus élevée que celle des offres. On peut supposer qu'en moyenne, les offres assymétriques sont des offres à plus gros volume.

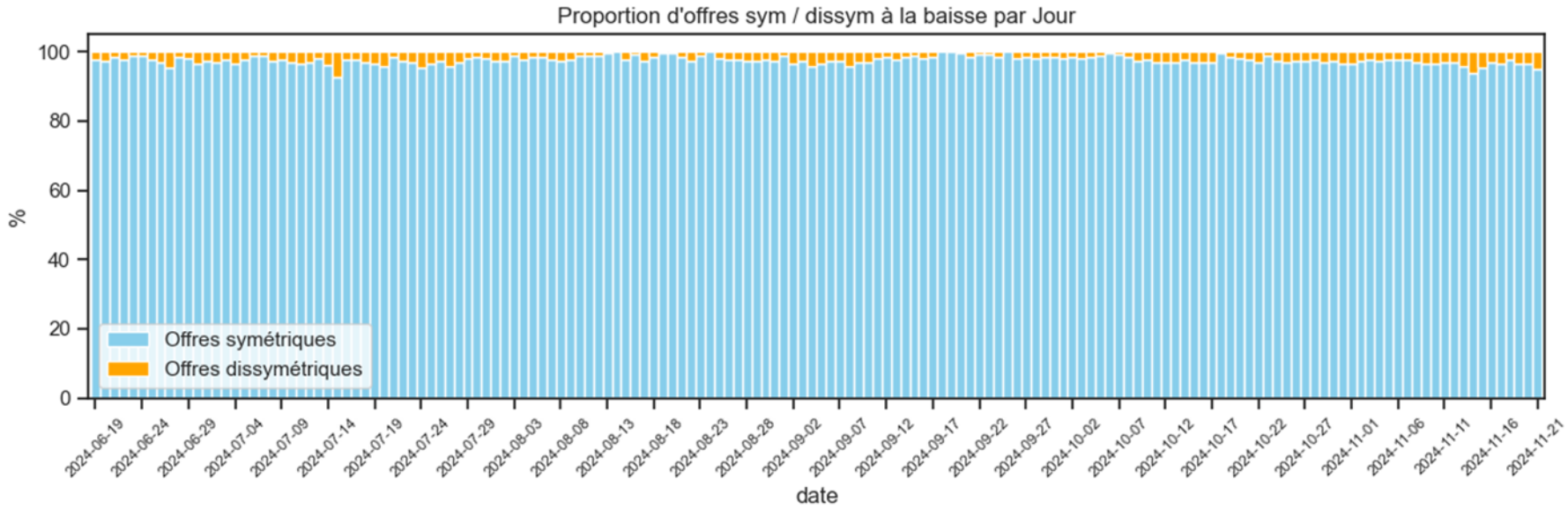
- Pas de tendance observable sur une quelconque évolution depuis 5 mois

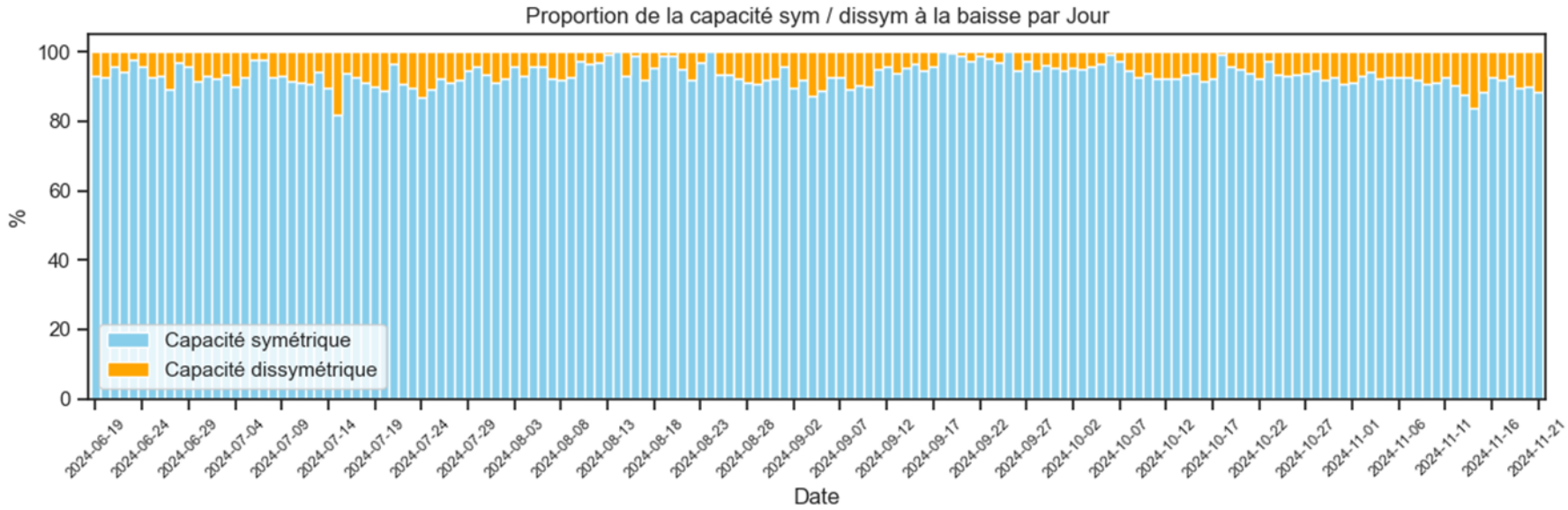




Répartition des offres symétriques – baisse

- Le nombre et le volume d'offres assymétriques à la baisse est encore moins important qu'à la hausse
- Pas de tendance observable sur une quelconque évolution depuis 5 mois





2. Bilan AO sur 5 mois

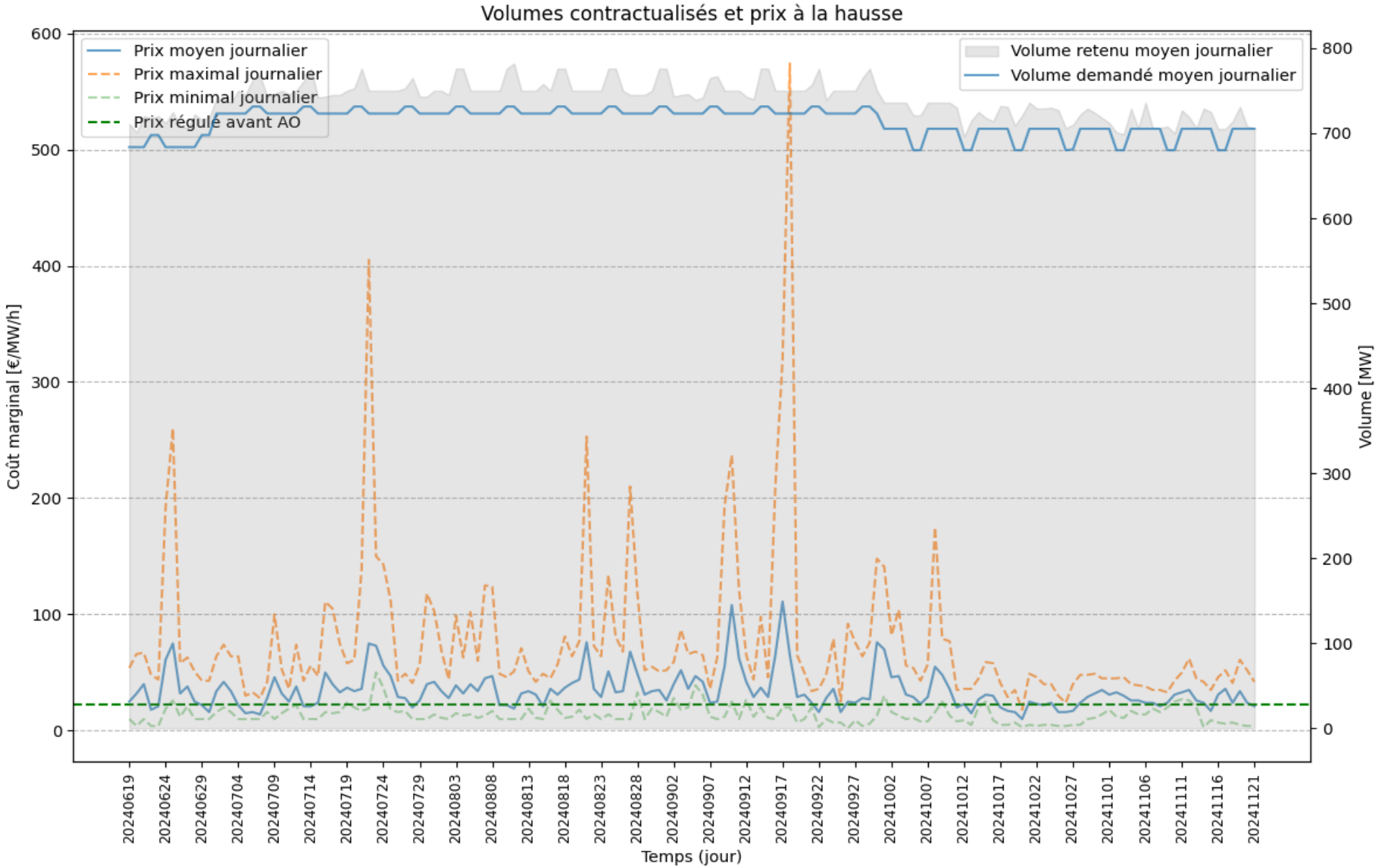
Bilan du 19/06 au 21/11

- Depuis la reprise de l'appel d'offres nous observons :
  - Coût total de **195,3 M€** soit **1,25 M€/j.** Ceci représente une augmentation de **65%** par rapport au coût régulé de la prescription journalière.
  - À la hausse :
    - Volume moyen retenu : 740 MW
    - Besoin moyen : 713 MW
    - Coût marginal moyen de 34,25€/MW/h
  - À la baisse :
    - Volume moyen retenu : 750 MW
    - Besoin moyen : 717 MW
    - marginal moyen de 34,61€/MW/h

  - La sur-contractualisation du volume retenu est due à la très **grande majorité** d'offres **symétriques** formulées par les acteurs (en moyenne 3,8% de surcontractualisation à la hausse, 4,7% à la baisse)

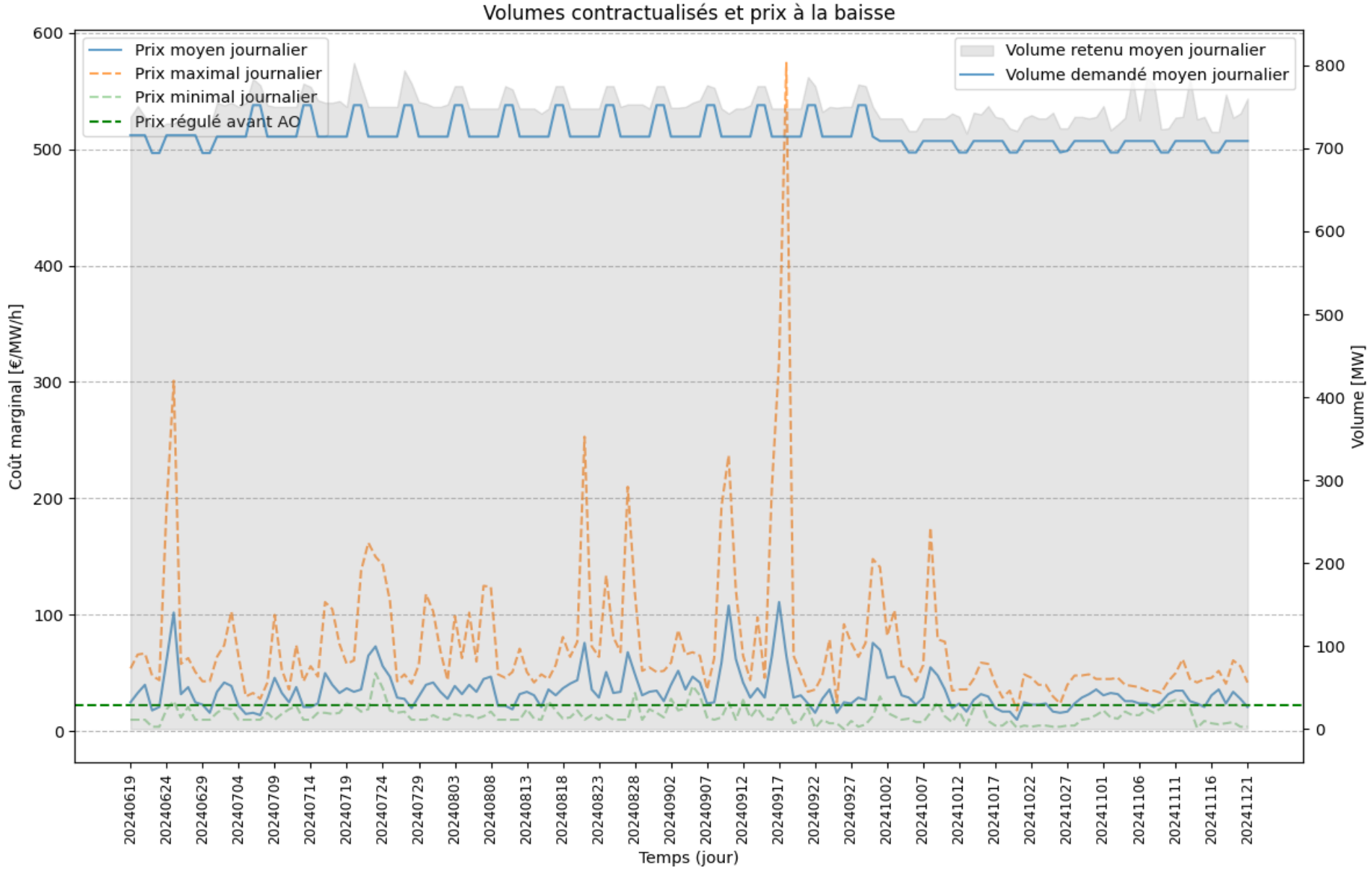
Bilan moyen par jour à la hausse

- Forte variabilité des prix au sein de chaque journée (la différence entre le prix minimal et maximal est forte)
- Surcontractualisation moyenne équivalente chaque journée
-



Bilan moyen par jour à la baisse

- Forte variabilité (la différence entre le prix minimal et maximal est forte) des prix au sein de chaque journée
- Surcontractualisation moyenne équivalente chaque journée
- Mêmes pics qu'à la hausse sauf pour une journée



3. Zoom sur les offres paradoxalement rejetées

Offres paradoxalement rejetées

- Sur les 5 mois, il a été observé des rejets paradoxaux pour les offres asymétriques :
  - Environ 30% des offres à la hausse ont été paradoxalement rejetées
  - Environ 10% des offres à la baisse ont été paradoxalement rejetées

Exemple théorique sur 4 pas de temps

Sur chaque pas de temps, des offres unitaires indépendantes:

- 1 offre à la baisse de 20 MW à 1€/MW/h
- 50 offres symétriques de 20 MW allant de 10 €/MW/h à 500 €/MW/h

(incrémentées de 10€/MW/h en 10€/MW/h)

Besoin Hausse (MW)	Besoin Baisse (MW)
700	720
700	720
700	720
720	700

Sur les 3 premiers pas de temps, on prend les 35 premières offres symétriques et l'offre à la baisse :

- 700 MW d'offres symétriques sont acceptées pour un coût marginal de 350€/MW/h
- L'offre uniquement à la baisse est accepté et sera rémunérée au coût marginal.
- Le besoin à la hausse et à la baisse est contractualisé exactement selon le besoin exprimé.

Sur le dernier pas de temps, il est nécessaire de prendre les 36 premières offres symétriques pour satisfaire le besoin à la hausse

- 720 MW d'offres symétriques sont acceptées pour un coût marginal de 360€/MW/h
- Le besoin à la hausse est contractualisé selon le besoin exprimé mais RTE sur-contractualise 20 MW à la baisse.
- L'offre uniquement à la baisse est donc paradoxalement rejetée car RTE a déjà trop de MW contractualisés à la baisse.

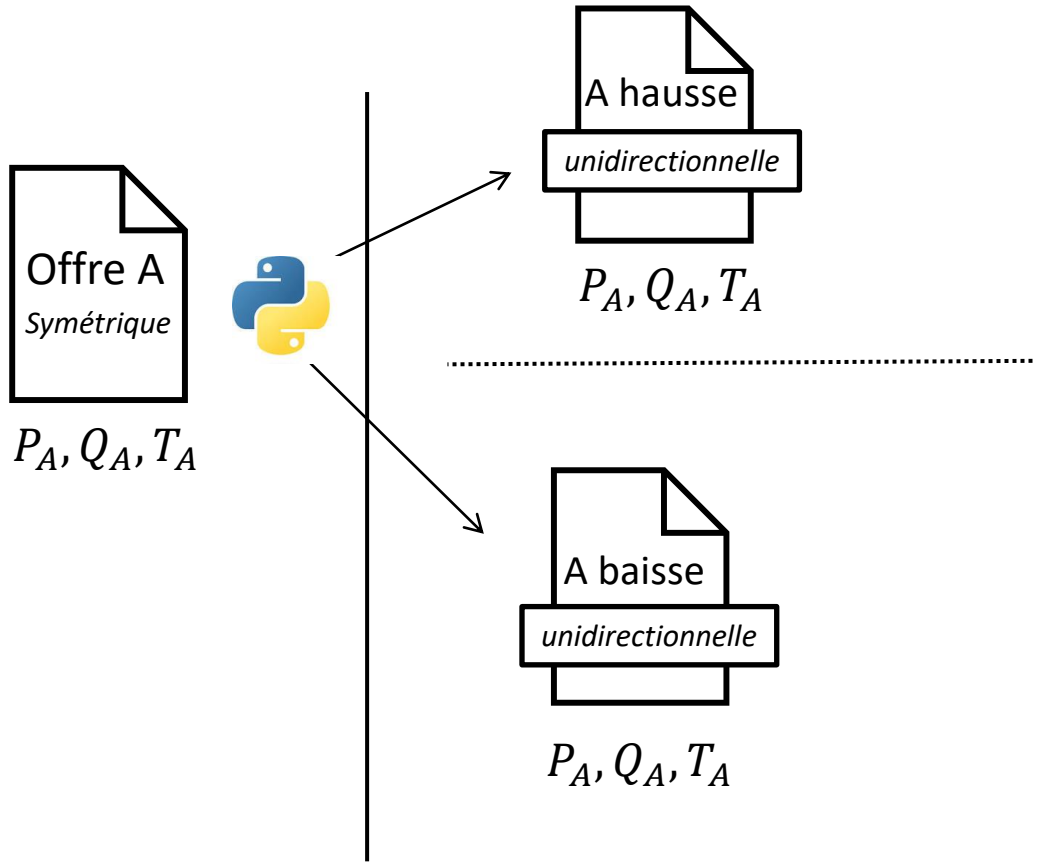
➔ **Le fait d'avoir très peu d'offres asymétriques pénalise ces offres qui sont plus souvent paradoxalement rejetées.**

4. Effet de la dé-symétrisation des offres

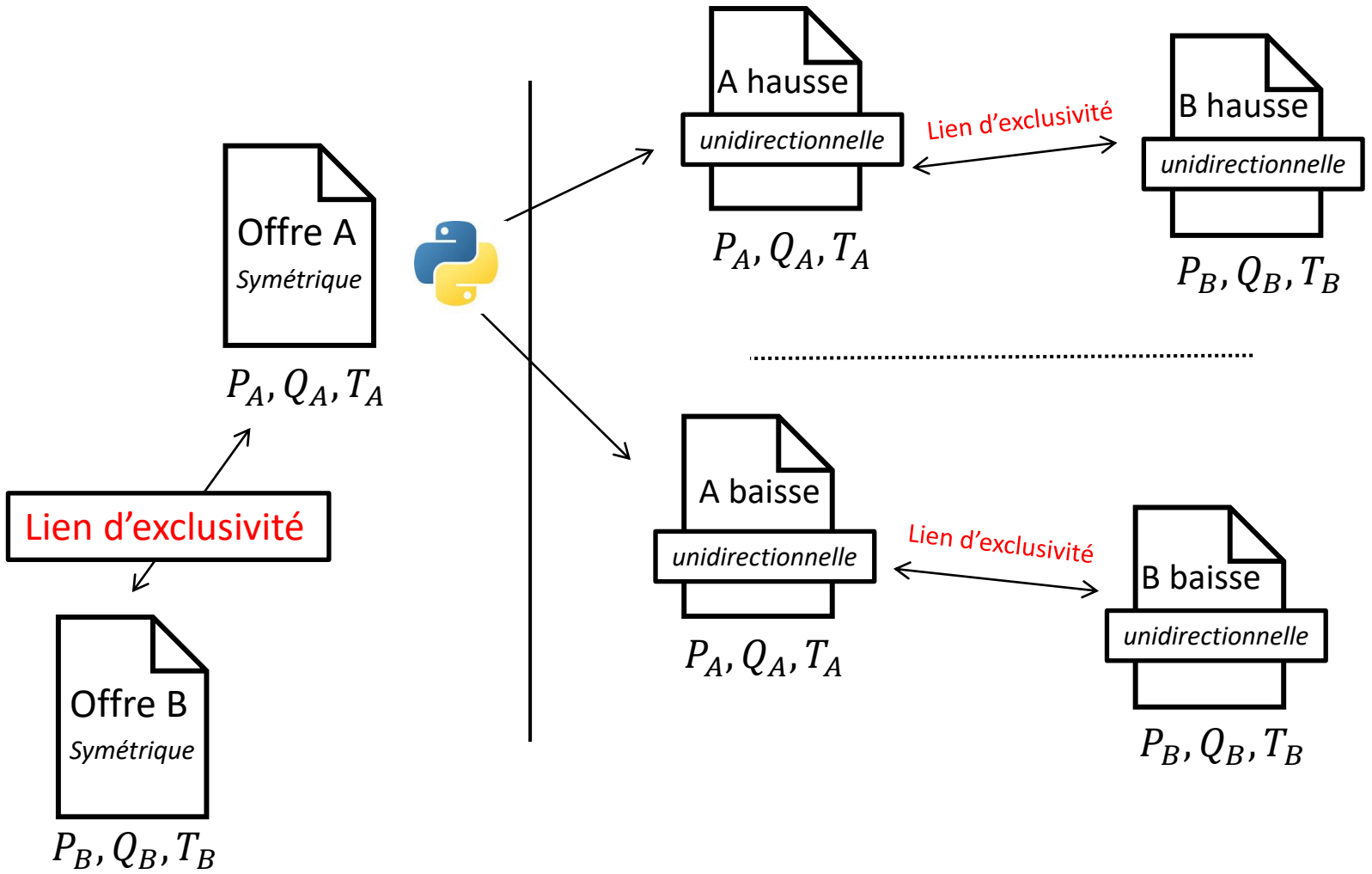
Méthodo de l'étude

Objectif : Rejouer l'appel d'offres avec aucune offre symétrique.

- Dé-symétrisation des offres en séparant la hausse de la baisse tout en conservant :
  - Le prix
  - La durée
  - La divisibilité
  - Les exclusivités



Traitement des exclusivités



Les liens d'exclusivité entre les offres **sont conservés** uniquement entre les directions respectives. C'est-à-dire qu'il n'existe pas de lien d'exclusivité entre une offre à la hausse et à la baisse issue de la dé symétrisation.

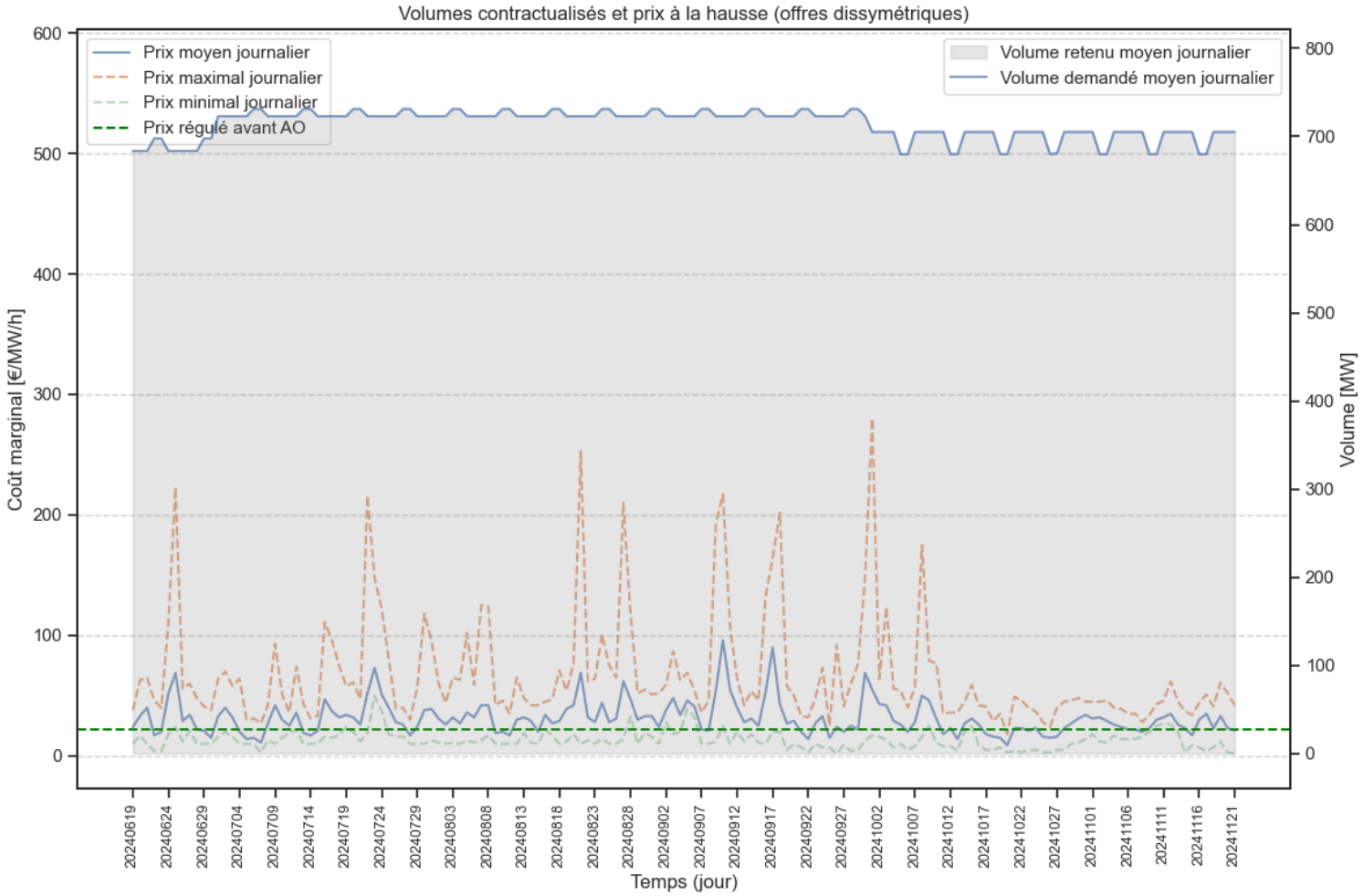
Résultats sur les 5 mois de bilan

- La simulation d'AO composés uniquement d'offres asymétriques nous donne :
  - Coût total de **171,5 M€** soit **1,1 M€/j.** Ceci qui représente une **baisse de 12%** par rapport à l'exploitation.
  - À la hausse :
    - Volume moyen retenu : 713 MW (contre 740 en exploitation)
    - Besoin moyen : 713 MW
    - Coût marginal moyen de 31,33€/MW/h (contre 34,26 en exploitation)
  - À la baisse :
    - Volume moyen retenu : 717 MW (contre 750 en exploitation)
    - Besoin moyen : 717 MW
    - Coût marginal moyen de 31,51€/MW/h (contre 34,61 en exploitation)

- Ainsi la dé-symétrisation permet de réduire le coût de l'appel d'offres au-delà des attentes issues de l'identification du gisement théorique de sur-contractualisation :
  - Contractualisation de la quantité au plus juste
  - Baisse des coûts marginaux

Bilan moyen par jour à la hausse

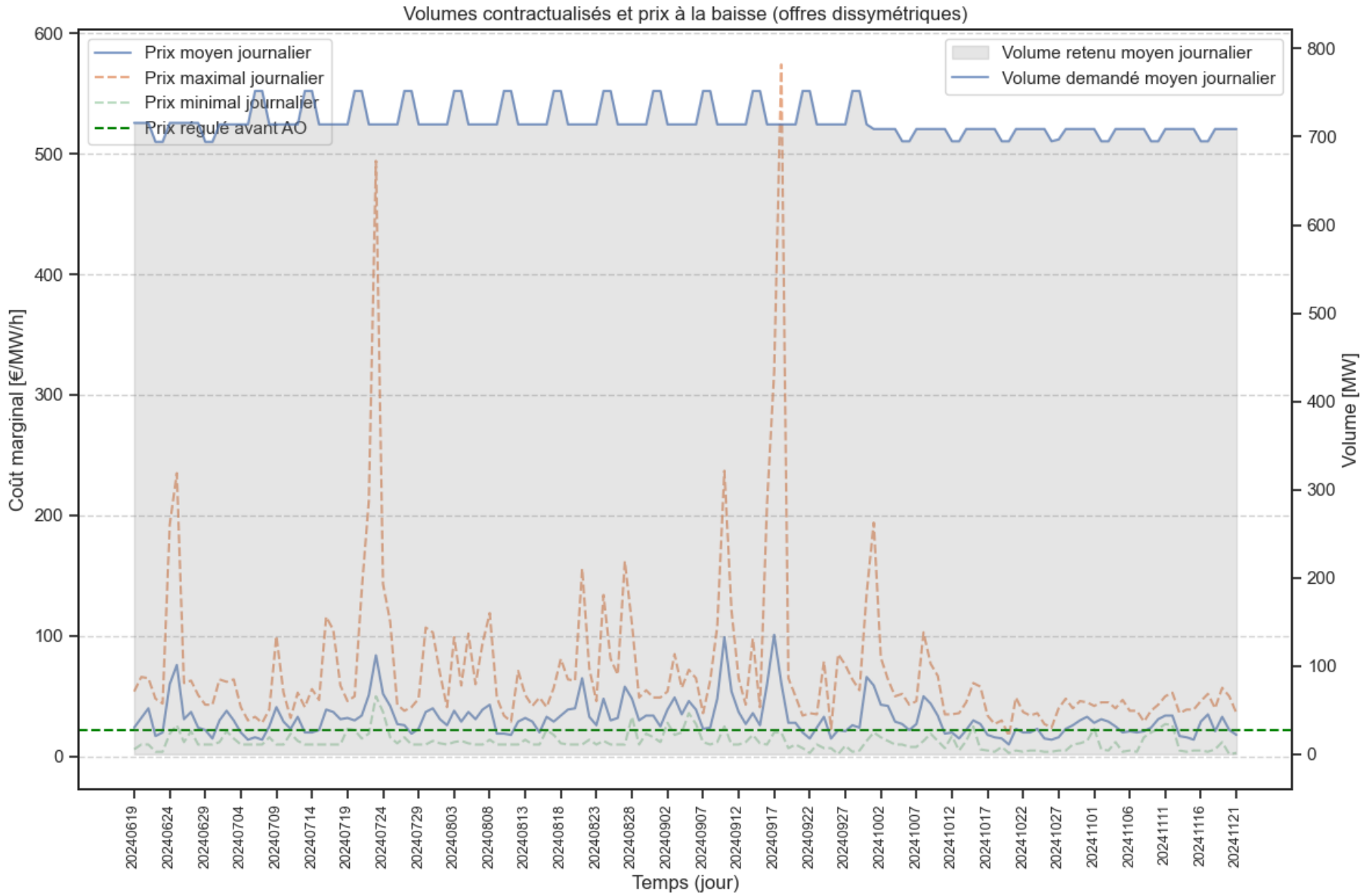
- Variabilité des prix au sein d'une journée moins forte que dans le cas original
- Contractualisation au plus juste



Bilan moyen par jour à la baisse

- Variabilité des prix au sein d'une journée toujours importante… Les prix à la baisse sont plus importants qu'à la hausse et le besoin est légèrement plus important

- Contractualisation au plus juste



5. Conclusions

Conclusions du REX

- L'impact d'avoir uniquement (ou principalement) des offres asymétriques est doublement positif :
  - **Un effet positif sur le coût payé par le consommateur** :
    - Contractualisation au plus juste.
    - Baisse des coût marginaux liés à la baisse des volumes.
  - **Un effet positif sur le fonctionnement du marché** :
    - Moins d'offres asymétriques paradoxalement rejetées.
    - Prix plus représentatifs à la hausse et à la baisse.

- Les résultats dépendent de l'hypothèse sur les prix qu'on a considéré constant lors de la dé-symétrisation des offres, faute de pouvoir anticiper la formation des prix des offres asymétriques. Cependant, même si les prix évoluent, les impacts resteront positifs.

En conclusion, RTE considère que les offres symétriques ont un impact négatif pour le bon fonctionnement du marché et le coût de l'AO aFRR.

3 Intervention CRE

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
Liberté
Égalité
Fraternité

CRE COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

Intervention CRE – Retour de consultation sur les offres symétriques

18/12/2024

Rappel sur l'utilisation d'offres symétriques sur le marché capacitaire d'aFRR

Depuis le dernier GT SSY, les services de la CRE ont mené une consultation informelle des acteurs des services systèmes afin d'étudier la faisabilité de limiter/interdire l'usage des offres symétriques. La consultation portait sur les points suivants :

- Justification technique du besoin d'offres symétriques
- Perspectives pour la dissymétrisation des offres à court/moyen terme
- Impacts économiques de la fin des offres symétriques
- **Possibilité de mettre fin aux offres symétriques avec un préavis inférieur à deux ans**

Pour rappel, le fonctionnement cible du marché de la réserve secondaire correspond à une participation dissymétrique des acteurs (cf EBGL article 32(3) : « *L'acquisition de capacités d'équilibrage à la hausse et à la baisse est réalisée séparément* »). La CRE est compétente pour accorder une dérogation si cette exemption permet d'améliorer l'efficacité économique.

La CRE a identifié de longue date la participation dissymétrique comme un enjeu important pour le bon fonctionnement du marché, la solution d'imposer Ph=Pb pour les offres symétriques ne pouvant être que transitoire. Dans la délibération SSY de février 2024, la CRE a renouvelé la demande formulée en amont la première ouverture de l'AO, en 2021:

> « *la CRE demande à RTE de faire un* ***retour d'expérience […] portant sur les 6 premiers mois de l'appel d'offres*** *afin de déterminer l'impact des offres symétriques sur la contractualisation de la réserve secondaire. Si le retour d'expérience montre un impact négatif dû à ces offres symétriques,* ***la CRE envisage de les limiter ou de les interdire avec un préavis de 2 ans*** **».**

Bilan - consultation informelle

Les services de la CRE ont recueilli les retours d'une **dizaine d'acteurs** des services systèmes

L'utilisation d'offres symétriques par les acteurs est justifiée par des **raisons techniques et économiques :**

- La participation en symétrique correspond au fonctionnement historique de certains actifs et la formulation d'offres dissymétriques peut nécessiter des adaptations techniques
- Les offres symétriques sont moins paradoxalement rejetées que les offres dissymétriques

Une très large majorité des acteurs s'oriente vers une **formulation d'offres dissymétriques plus importante** :

- Certification de nouveaux actifs techniquement dissymétriques
- Certification en dissymétriques d'actifs historiquement certifié en symétrique afin d'augmenter la puissance totale offerte (double demi-bande)

Néanmoins, **cette évolution est ralentie ou mise en pause du fait du fonctionnement actuel du marché.**

En grande majorité, les acteurs considèrent que la limitation/interdiction aura un impact économique positif, en lien avec les conclusions de RTE (moins de rejet d'offres dissymétriques, meilleur signal prix). Néanmoins, un acteur considère que les actifs peuvent être proposée en symétrique et dissymétrique, permettant à l'algorithme de choisir la solution la plus économique (la fin des offres symétriques pouvant théoriquement conduire à l'ajout de prime de risque pour certains types d'actifs).
Enfin, certains acteurs ont indiqué que la présence d'offres symétriques conduit à une **utilisation sous-optimale des actifs** (le prix ne reflétant pas la valeur des services rendus).

Concernant le préavis :

- Un acteur souhaite le maintien des offres symétriques
- Un acteur souhaite un préavis de deux ans
- **Les autres acteurs, soit une très large majorité, sont favorables à un préavis d'un an ou moins**

Certains acteurs font remonter des enjeux de planification des tests des capacités en dissymétrique, qui pourrait limiter les capacités offertes à la fin du préavis

Position des services de la CRE

- Le REX de RTE démontre un **impact négatif des offres symétriques** sur les coûts et sur le fonctionnement du marché.
- Les services de la CRE partagent les conclusions du REX de RTE, et considèrent que le modèle cible est une participation dissymétrique des acteurs. Le maintien des offres symétriques conduirait à une sous-optimisation du système.
- **Les services de la CRE proposent donc d'interdire l'usage des offres symétriques à compter de l'entrée en vigueur des prochaines règles services systèmes (soit un préavis de 1 an).**
- Ce préavis de 1 an parait suffisant pour permettre aux acteurs d'anticiper cette évolution du marché et d'augmenter suffisamment le volume certifié en dissymétrique pour permettre un meilleur fonctionnement du marché.
- La fin des offres symétriques à compter de l'entrée en vigueur des règles SSY v2 serait actée via une délibération de communication début 2025. RTE mettrait en cohérence les règles services système dans le cadre du cycle de concertation en cours.
- Les services de la CRE sont à disposition des acteurs pour échanger sur le sujet.

4 Révision de la puissance maximale des offres indivisibles

Révision de la valeur maximale de puissance pour les offres indivisibles

❖ Proposition de la CRE et de RTE faisant suite aux échanges de novembre :

- Passage à **80 MW** de la puissance maximale **pour l'ensemble des offres asymétriques et symétriques avec obligation de soumettre des offres asymétriques par incrément de maximum 20MW** (=> des incréments plus faibles sont même préférables) **et sur les mêmes plages horaires et même sens des offres de plus petit volume associées dans un groupe d'exclusivité**
- Révision du nombre d'offres maximal par fichier
- REX après 2 ou 3 mois pour vérifier une baisse des prix de réserves concernées

❖ Etapes :



- RTE adresse un courrier à la CRE
- RTE modifie les dispositions SI sur les offres indivisibles et publie sur le site internet de RTE
- RTE communique la date de mise en œuvre
- RTE réalise un REX
- Dans le cas où les nouvelles dispositions ne donnent pas satisfaction alors retour à la valeur maximale de 20 MW pour toutes les offres.

Illustration dans le cas d'une offre indivisible hausse de 60 MW

Cette offre est indivisible, sa puissance est supérieure à 20 MW.

➡ Cette offre est acceptée uniquement si les conditions suivantes sont respectées :

- volume offert dans **un groupe d'exclusivité** qui contient a minima :

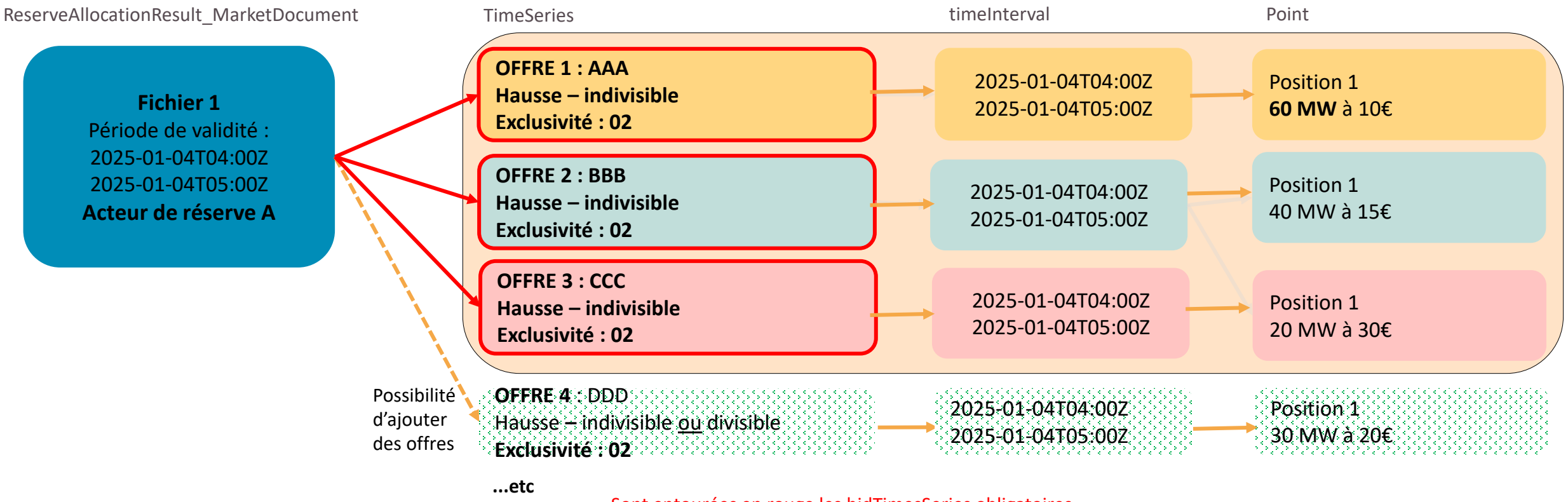
  - une offre indivisible **≤ 20 MW**

  - **et une succession d'offres asymétriques par incrément de 20 MW maximum** (la différence entre 2 offres croissantes indivisibles ne devra pas excéder 20 MW)

  - et ces offres sont **sur la même plage horaire** (une ou plusieurs heures identiques).

Illustration dans le cas d'une offre indivisible hausse de 60 MW

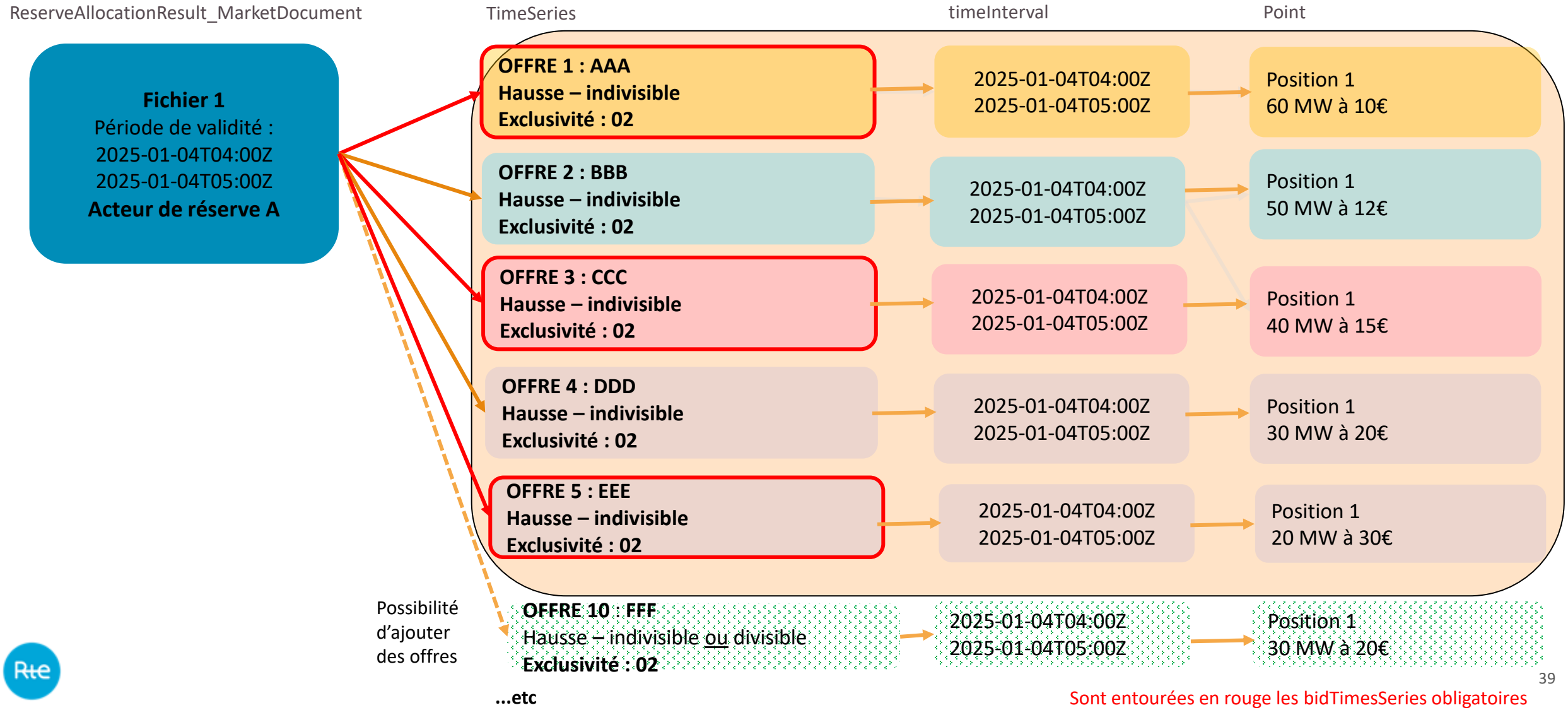
Exemple 1 de modélisation de l'offre : par incrément de 20 MW



Sont entourées en rouge les bidTimesSeries obligatoires

Illustration dans le cas d'une offre indivisible hausse de 60 MW

Exemple 2 de modélisation de l'offre par incréments de 10 MW ≤ 20 MW

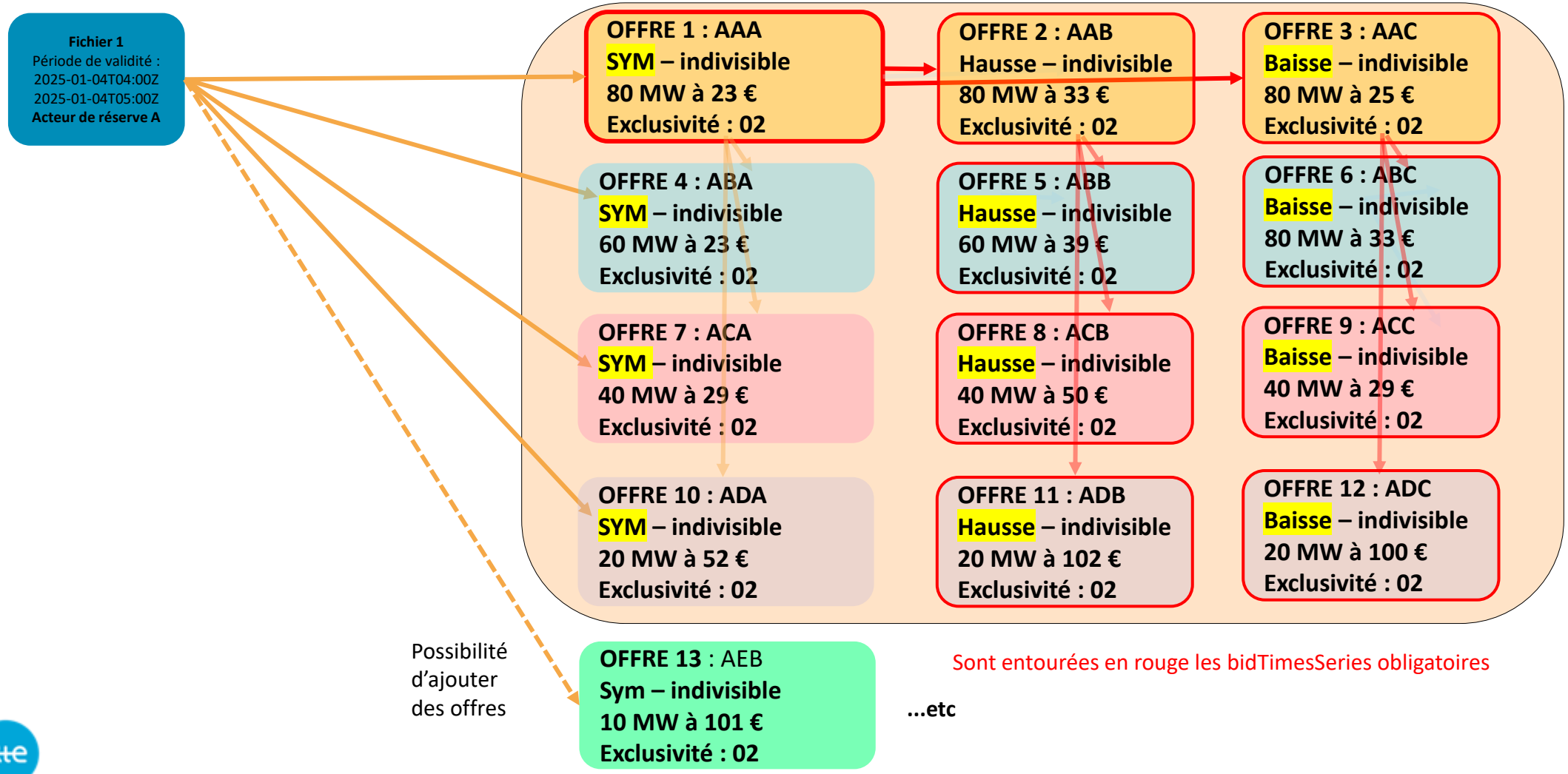


Sont entourées en rouge les bidTimesSeries obligatoires

Illustration dans le cas d'une offre indivisible symétrique de 80 MW

Exemple 3 de modélisation de l'offre par incréments de 20 MW

ReserveAllocationResult_MarketDocument



Révision du nombre d'offres maximal par fichier

- La proposition précédente va avec une tendance haussière du nombre d'offres contenu dans le fichier d'offres (cap_B).
- Considérant les tests techniques effectués pour remonter le plafond d'offres autorisé, RTE donne les indications suivantes :
  - une offre symétrique est décomptée comme 2 offres
  - la granularité horaire d'une offre est un facteur déterminant, RTE invite à ne pas dépasser le nombre maximal d'offres ci-dessous

Fichiers constitués d'offres	nb max d'offres
majoritairement liées sur 24 pas de temps	**2400 offres**
valables sur une heure	**8000 offres**

5 Besoins en aFRR pour T1 et T2 2025

Profil du besoin capacités aFRR T1 2025

- Le besoin calculé pour chaque sens et pour chaque type de jour est indiqué dans le tableau. Il est publié sur la page SSy du portail services de RTE
- Moyenne dans le sens hausse est de **675 MW (JO)** et **660 MW (JNO)**
- Moyenne dans le sens baisse est de **695 MW (JO)** et **678 MW (JNO)**

JO	0h -2h	2h-4h	4h-6h	6h-8h	8h-10h	10h-12h	12h-14h	14h-16h	16h-18h	18h-20h	20h-22h	22h-24h
Hausse	693	614	522	799	637	528	712	515	816	915	703	641
Baisse	755	653	539	703	637	666	721	557	676	870	829	728

JNO	0h -2h	2h-4h	4h-6h	6h-8h	8h-10h	10h-12h	12h-14h	14h-16h	16h-18h	18h-20h	20h-22h	22h-24h
Hausse	668	602	500	534	564	621	711	563	932	854	755	618
Baisse	774	778	504	500	502	784	799	519	713	801	767	697

Profil du besoin capacités aFRR T2 2025

- Le besoin calculé pour chaque sens et pour chaque type de jour est indiqué dans le tableau. Il est publié sur la page SSy du portail services de RTE
- Moyenne dans le sens hausse est de **751 MW (JO)** et **898 MW (JNO)**
- Moyenne dans le sens baisse est de **731 MW (JO)** et **860 MW (JNO)**

JO	0h -2h	2h-4h	4h-6h	6h-8h	8h-10h	10h-12h	12h-14h	14h-16h	16h-18h	18h-20h	20h-22h	22h-24h
Hausse	834	596	528	809	624	740	746	778	925	1010	661	760
Baisse	886	673	512	692	643	765	762	689	728	863	736	819

JNO	0h -2h	2h-4h	4h-6h	6h-8h	8h-10h	10h-12h	12h-14h	14h-16h	16h-18h	18h-20h	20h-22h	22h-24h
Hausse	913	653	519	666	933	1007	994	931	1341	1193	942	686
Baisse	920	710	514	611	1070	974	1002	892	995	924	894	809

3 Participation des ENRs aux SSYf

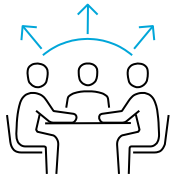
ENR et SSYf - État des lieux

Objectifs de l'expérimentation :

- **Pour les parcs ENR** : monter en compétence sur le réglage primaire et secondaire.
- **Pour RTE** : approuver la méthode de contrôle sur des parcs à la puissance de consigne variable.
- **Commun :** Certifier un parc ENR en SSYf en 2024.

Démarche :

- Contact des parcs obligés via leur processus de raccordement.
- Contact des acteurs non obligés (RR, agrégateurs, producteur ENR…) via une communication en GT en mars 2024.



Depuis le GT SSYf de mars 2024 :

Plusieurs acteurs de marché ont contacté RTE.
Le protocole d'expérimentation a été simplifié.
Cependant, **aucun essai n'a encore été réalisé**.



Conclusion :

- RTE ne dispose pas des données suffisantes pour certifier les ENR avec le fonctionnement actuel.
- **RTE propose donc une démarche alternative** pour avancer sur la certification des ENR SSYf :

La Méthode « Palier »

L'approche proposée par RTE

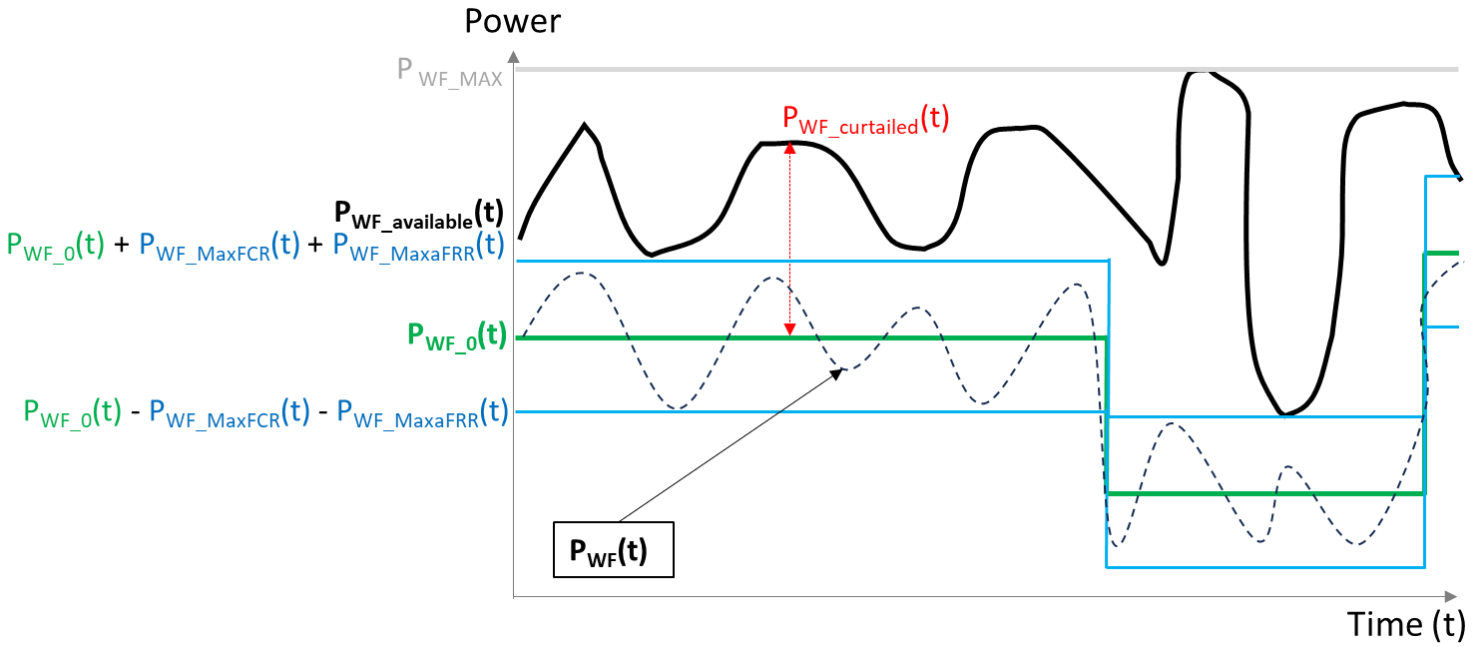
- $P_{WF_available}(t)$: Puissance maximale injectable par le parc à l'instant t
- $P_{WF_0}(t)$: Puissance active hors réglage SSYf
- $P_{WF_MaxFCR}(t)$: Puissance programmée en FCR
- $P_{WF_MaxaFRR}(t)$: Puissance programmée en aFRR

$P_{WF}(t)$: Puissance active avec réglage SSYf

$$\mathbf{P_{WF}(t) = P_{WF_0}(t)} + K_{WF} * \Delta f(t) + N(t) * P_{WF_MaxaFRR}(t)$$

Méthode Palier

Les ENR doivent respecter des **paliers de puissance de consigne constants** pendant X ≥ 15 minutes



Prochaines étapes

- RTE certifiera les parcs ENR avec la méthode proposée à partir de 2025.

- RTE encourage les acteurs à venir échanger en parallèle pour travailler sur un réglage avec un P0 qui pourrait être variable au fil du temps, et non plus par palier.

4 Gestion des périmètres – Décalage de la date PR_{14}-MA_{14}-SY_{14}

Lucie DEVILLE

Décalage de la date PR_{14}-MA_{14}-SY_{14}

- En raison de contraintes opérationnelles et afin de sécuriser les processus de mise à jour des périmètres RPD, il a été décidé de décaler la date PR_{14}-MA_{14}-SY_{14} , correspondant à la déclaration des périmètres de programmation RPD liés à une participation MA et/ou SSYf.

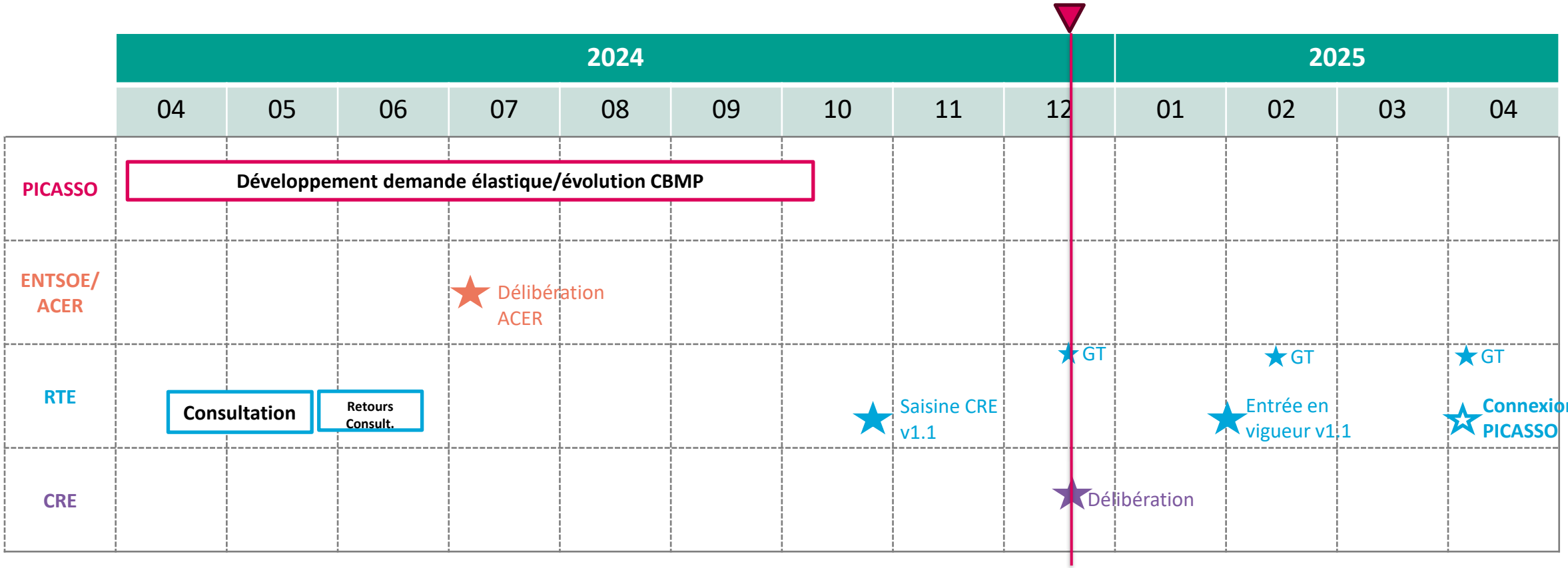
- Initialement prévue pour avril 2025, elle devrait finalement être implémentée au T3 2025.

- Afin de ne pas pénaliser les GRD ayant initié leurs développements, l'ajout facultatif de la colonne « CODE_EDP » dans les fichiers MA injection et SSY est maintenu et sera possible dès les périmètres de janvier (une communication en ce sens a été transmise aux GRD).
- Jusqu'à PR_{14}-MA_{14}-SY_{14}, la colonne CODE_EDP restera facultative.
- A compter de PR_{14}-MA_{14}-SY_{14}, la colonne CODE_EDP sera obligatoire.

- Nous fournirons un calendrier de mise en œuvre actualisé dès la date fixée.

5 MARS PICASSO

Planning PICASSO



- Connexion PICASSO: **1er avril 2025**
- Règles v1.1: Entrée en vigueur 1er février 2025

Actualités projet Européen PICASSO

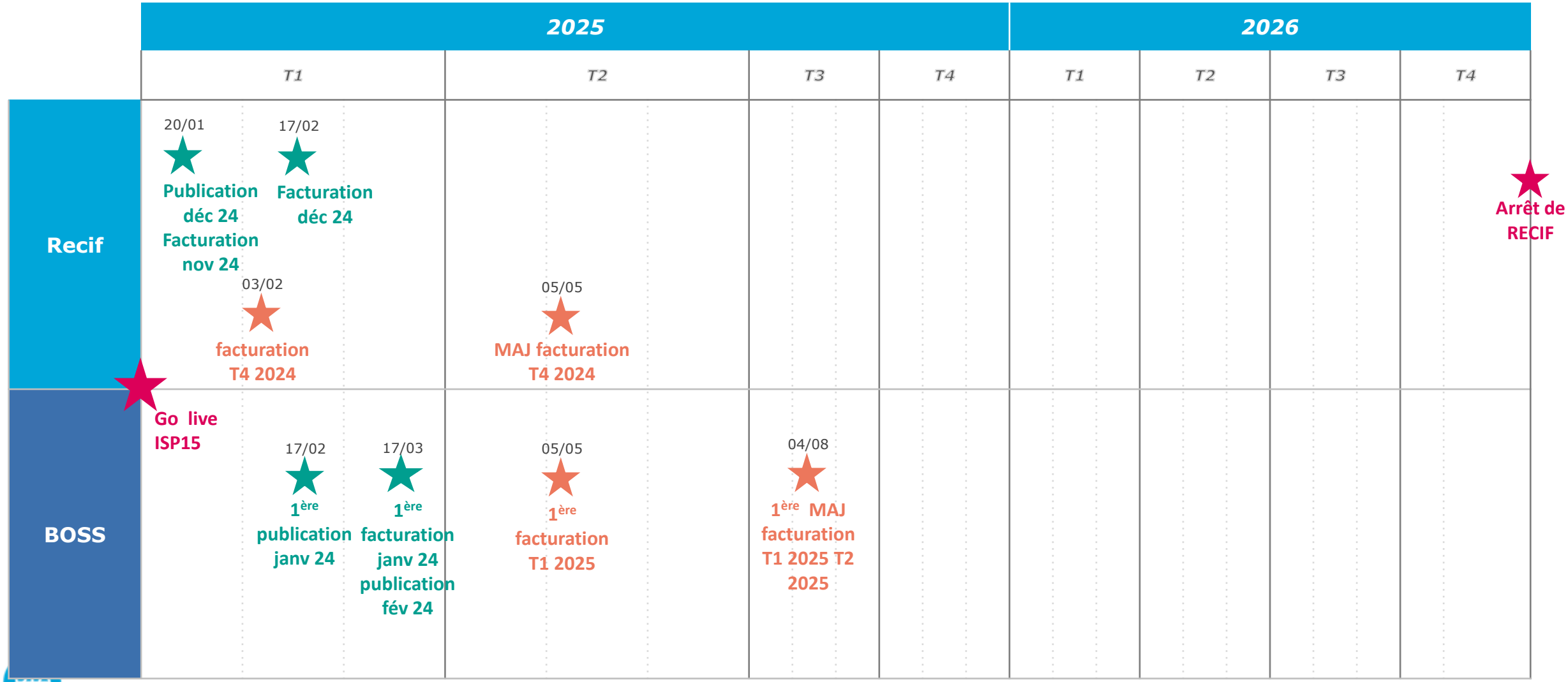
➢ **Connexion des GRT Européens:**

- Connexion d'Elia fin novembre 2024 avec **recours à la demande élastique**

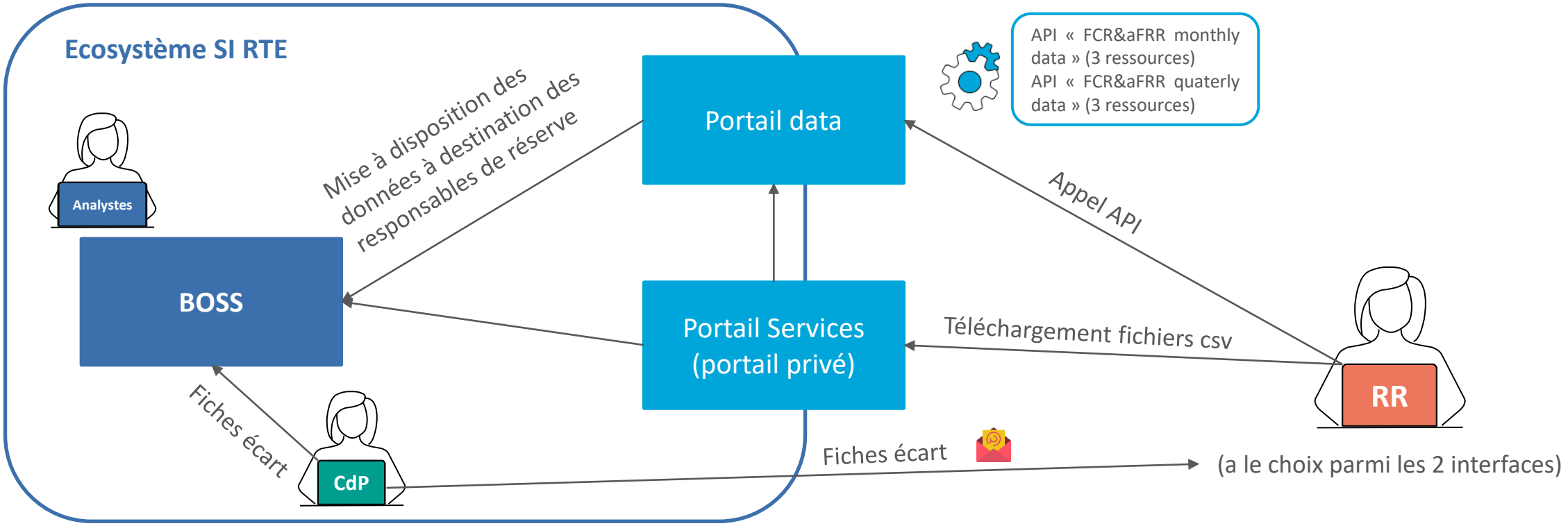
6 ISP15

Planning des publications entre Recif et BOSS

Publication / facturation mensuelle Publication / facturation trimestrielle



Nouvelles interfaces avec les responsables de réserves



Les données seront mises à disposition respectivement le **3ème lundi du M+1 / M+2 pour la partie mensuelle**, **le 1er lundi du M+4 / M+7 pour la partie trimestrielle**.
En cas de non-publication à la date prévue, l'information du retard sera envoyée par mail au responsable de réserve, de même lors de la publication des données.
En cas de régularisation post facturation, des échanges par mails avec RTE auront lieu avant la régularisation.

Calcul d'abattement et pénalités après la date SY_5

Rappels

- **Etape 1 : Calcul des défaillances par EDR**

Pour un pas 15 minutes d'un jour J et une EDR i donnée, pour une réserve r et un sens s il faut regarder toutes les fiches d'écart applicables le jour J et portant sur cette EDR pour la réserve r.

Défaillance (EDR i) =

Moyenne PM de l'EDR i sur le pas 15 min *

- min (100 % ; $\sum$ % défaillance k)

Si **aucune date** de début de fiche d'écart est **supérieure à 1 an** par rapport à la date J

Si **une des fiches d'écart a une date de début supérieure à 1 an et inférieure à 3 ans** par rapport à la date J et aucune autre fiche d'écart n'a une date de début supérieure à 3 ans par rapport à la date J

- 2*$\sum$ % défaillance k

Si $\sum_{défaillances\ de\ l'EDR}$ % défaillance k <50 %

- 100%

Sinon

Si **une des fiches d'écart a une date de début supérieure à 3 ans et inférieure à 5 ans** par rapport à la date J et aucune autre fiche d'écart n'a une date de début supérieure à 5 ans par rapport à la date J

Cas s'appliquant aux EDR avec capacités constructives uniquement

- 300%

Si une fiche d'écart a une date de début supérieure à 5 ans par rapport à la date J

- 500%

Calcul d'abattement et pénalités après la date SY_5

Rappels

- **Etape 2 : Calcul du bilan de réserve au PM avec défaillance maille acteur**

  - Bilan de réserve au PM avec défaillance B*d* = Bilan de réserve au PM - $\sum_{EDR\ défaillantes} défaillance\ EDR\ i$

Les bilans de réserve au PM et au PM avec défaillance doivent être arrondis à deux décimales.
Le bilan au PM correspond au bilan de réserve calculé avec les PM bruts.

- **Etape 3 : Calcul du volume abattu (en MW)**

  - V_a= min (max (0; $-Bd$) ; max (0;$B-Bd$)) *V_a est toujours supérieur ou égal à 0*

Avec B bilan au PM et Bd bilan au PM avec défaillance.

Pour chaque type de réserve et chaque pas 15 minutes on obtient un volume abattu à la hausse VH_a et un volume abattu à la baisse Vb_a

Calcul d'abattement et pénalités après la date SY_5

Rappels

- **Etape 4 : Calcul de l'abattement (en €)**

  - $Abattement_{RP} = 1{,}2 * p * [a * VH_a + (1-a) * VB_a]$ *avec p le prix de rémunération de la capacité de RP en €/MW/15 min et a le coefficient calculé comme pour les indemnités*

  - $Abattement_{RS} = 1{,}2 * [ph * VH_a + pb * VB_a]$ *avec ph le prix de rémunération de la capacité de RS à la hausse et pb le prix de rémunération de la capacité de RS à la baisse en €/MW/15 min*

On obtient pour chaque type de réserve et chaque pas 15 minutes un abattement financier en € .

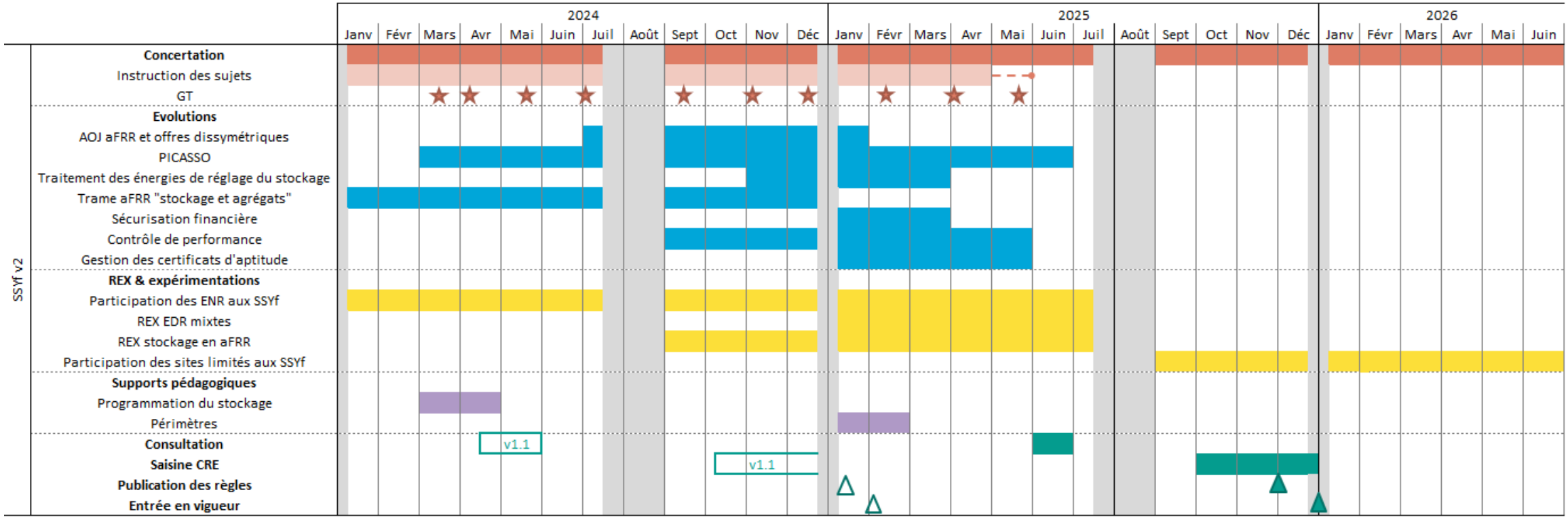
- Pour rappel, les fiches d'écart encore ouverte au 1er janvier 2025 seront réinitialisées à cette date.

7

Annexes

1 Planning prévisionnel de la concertation

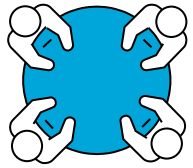
Planning prévisionnel de la concertation des règles v1.1 et v2



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 :





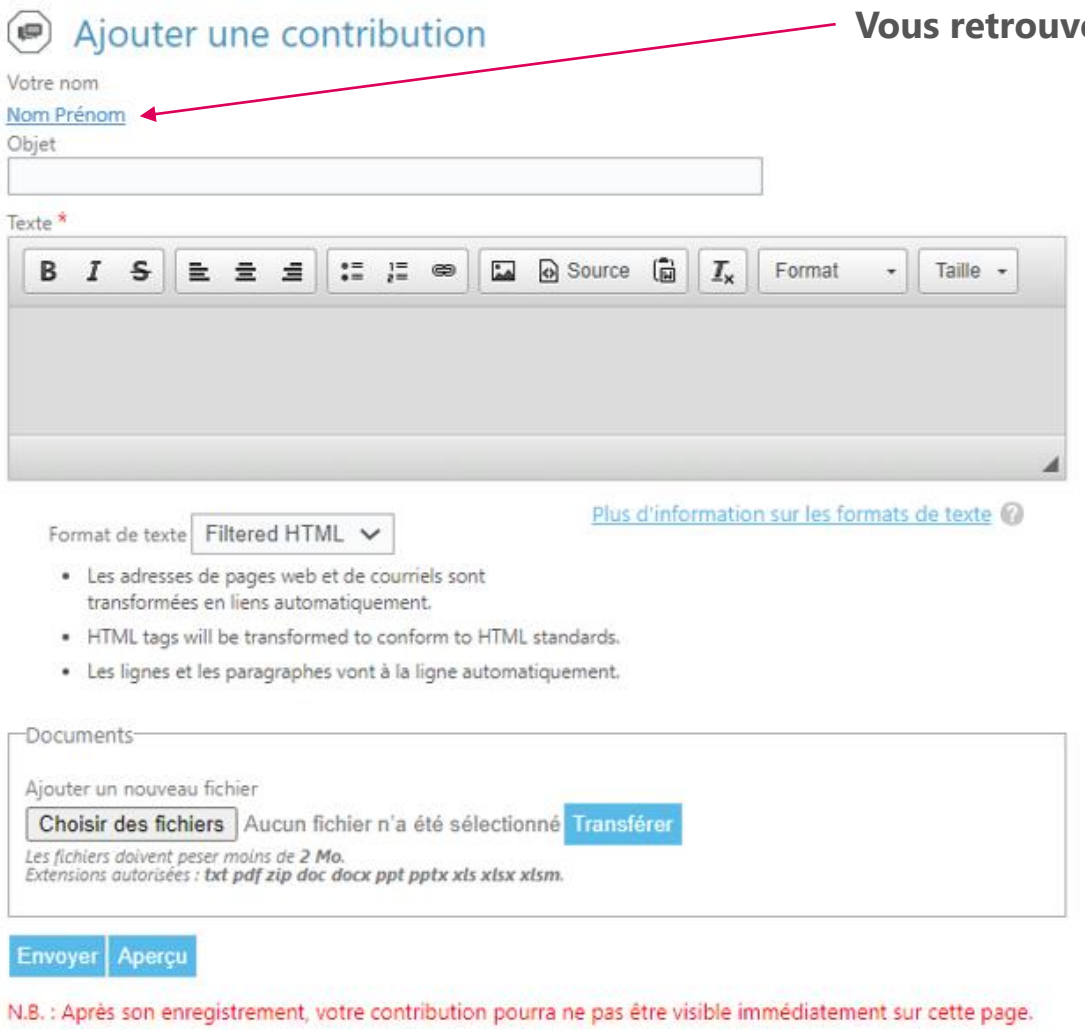
RTE-CONCERTE-CAM@rte-france.com

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 GTs

Calendrier des GT SSYf

- GT :
  - Mercredi 18 décembre 9h30 – 12h30
  - Mercredi 12 février 9h30 – 12h30
  - Jeudi 3 avril 9h30 – 12h30
  - Jeudi 22 mai 9h30 – 12h30

Le réseau
de transport
d'électricité

Merci de votre participation