Le réseau de transport d'électricité

GT - Evolution des règles MA-RE

21 septembre 2023

Accessibilité : Participants du GT MA-RE

Vdiffusée

Copyright RTE – 2023. 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)

Ordre du Jour

PARTIE A : Actualités (20 min)

1. Interlocuteurs référent de la concertation
2. Calendrier indicatif de la concertation
3. Retour sur la consultation TERRE – Antoine De Veyrac
4. Bascule applicative SYGA vers TOPASE – Jonathan Roulot
5. Rappels relatifs aux services à destination des RE – Catherine Ledoux

PARTIE B : Programmation

1. Retour sur l'appel à contributions « IDCZGOT 15h et IDA » - Frédéric Basset
2. Extension de la programmation aux sites RPD - Maxime Delort-Laval
3. Gestion des périmètres de programmation - Fanny Melnotte
4. Suspension de l'Accord de Participation en cas de mise en danger du SI RTE – Maxime Delort-Laval
5. Défaillance de programmation – Jonathan Roulot

PARTIE C : MA/RE

1. Evolution du processus de sécurisation financière du dispositif RE - Clara Giroud
2. Précisions sur la valorisation des énergies d'ajustement - Fanny Melnotte et Jonathan Roulot
3. Seuil de participation au MA et petites EDA - Jonathan Roulot
4. Suppression de l'article relatif à la volatilité et la veille des prix – Jonathan Roulot

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 :

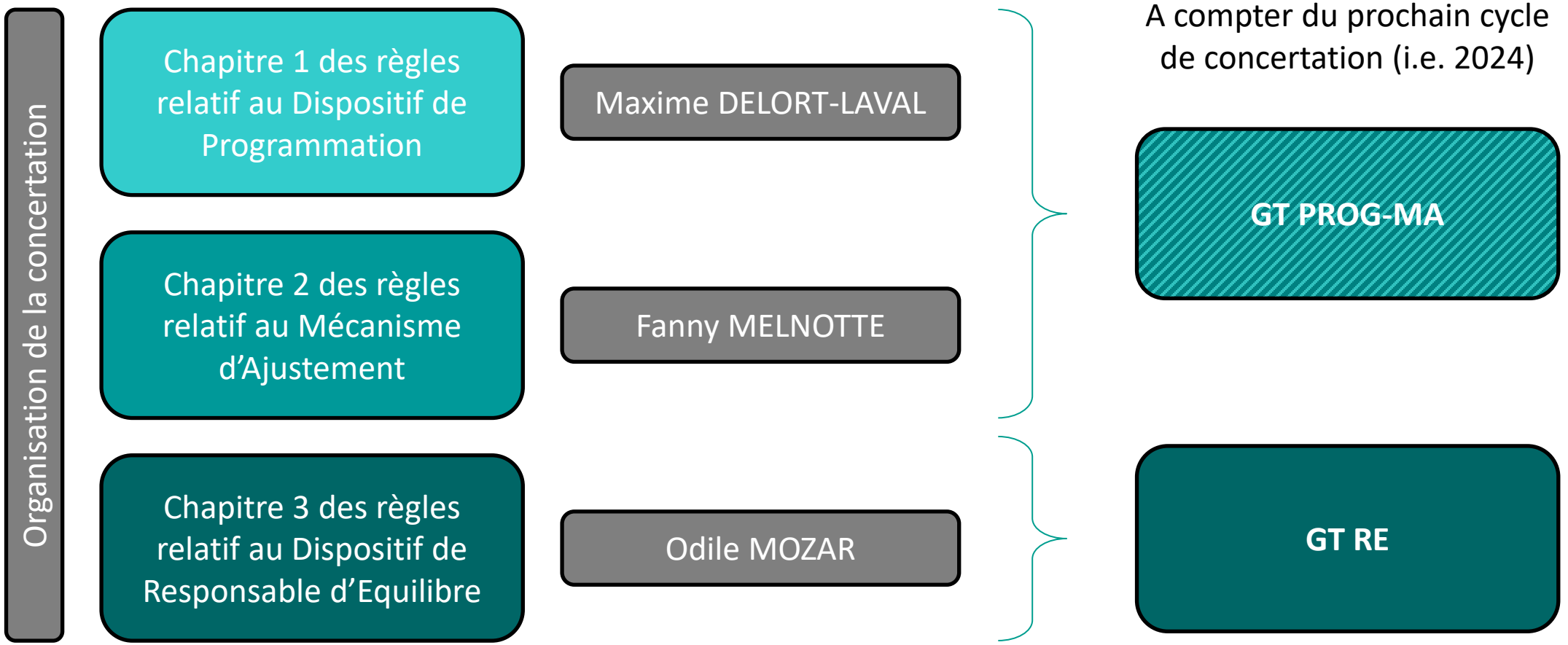


- ❑ Sessions plénières de la CAM
- ❑ *GT RR-RC*
- ❑ *GT MA*
- ❑ *GT SSY*
- ❑ *GT RE*
- ❑ *GT Effacement Transverse*
- ❑ *GT Stockage*
- ❑ *GT Interruptibilité*
- ❑ *AT dédiés aux responsables de programmation (RP)*
- ❑ *AT dédiés aux acteurs d'ajustement (AA)*
- ❑ *AT dédiés aux responsables de réserve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

A Actualités

1 Interlocuteurs référents de la concertation

Interlocuteurs référents de la concertation PROG-MA-RE



2 Calendrier indicatif de la concertation

Historique de la concertation MA-RE

Passées

GT du 04/11/2022 (ad hoc loi MUPPA)
- Plafonnement des revenus infra-marginaux
- Diagnostic hivernal
- Rappel des mesures prises par la loi MUPPA
- Modalités de mise en œuvre

GT du 10/11/2022
- Pilotage du CAE
- Code de dialogue compatible avec les ordres en dissymétrique
- Evolution de l'équilibrage
- Participation à la plateforme MARI
- Augmentation des guichets sur TERRE

AT du 06/12/2022 (ad hoc ISP15)

GT du 15/12/2022
- Réconciliation temporelle 17
- Solde du CAE 2020
- Mise à jour du guide d'implémentation TOPASE
- Décommissionnement de l'API Prime Position
- Plan d'Urgence de Sécurisation des Hivers
- Ordre d'activation en J-1
- Fin du mécanisme BALIT
- Suivi de qualification - TERRE et MARI

GT du 02/02/2023
- Contrôle sur les offres à CUO incompatibles
- Guide d'implémentation TOPASE
- Correction des PE suite à activation des flex. distribuées
- Harmonisation méthodes du contrôle du réalisé MA/NEBEF
- Evolutions liées au passage de l'ISP à 15 minutes

AT du 09/03/2023 (pour AA/RP et RE)
- Bascule SYGA vers TOPASE
- Suppression des données déclaratives dans PEB

AT du 16/03/2023 (pour GRD/ELD)
- Correction des PE suite aux activations de flex RSO hors MA

GT du 14/03/2023
- Harmonisation des règles de marché
- Pilotage ex-ante du solde du CAE (premier calcul)
- Mise à jour du code de dialogue
- Marché XBID à 15h en J-1
- Cohérence des périmètres EDA et EDR
- Envoi des points de fonctionnement

GT du 18/04/2023
- Suivi des méthodes « historique » et « prévision » sur le MA
- Date de go live prévisionnel pour ISP15
- Modalités pour la dernière RT (ISP15/système cible)
- Adaptations des échanges RTE-GRD
- Amendements rédactionnels dans les règles MA-RE v11

AT du 16/05/2023 (ad hoc bascule SYGA-TOPASE)
- Stratégie de bascule applicative
- Préparation de la phase de tests

GT du 25/05/2023
- Processus européen d'Analyse de Sécurité Coordonnée (CSA)
- Flexibilités réseau hors MA
  - Définition des « flexibilités réseau hors MA »
  - Correction des PE en cas de flex. RSO RPT
  - Clarifier la frontière entre MA et flex. RSO
  - Intégration des flex. RSO dans le solde du CAE
- Trajectoire pour atteindre 96 guichets
- Modalités de participation à la plateforme MARI

AT du 22/06/2023 (ad hoc bascule SYGA-TOPASE)

GT du 27/06/2023
- Flux financier dans le cas de correction de PE de flex RSO sous OA
- Corrections PE sur les sites aux modèles « sans » (rappel)
- Suivi des méthodes « historique » et « prévision » sur le MA
- Offres sur le mécanisme d'ajustement
- Suppression de l'article relatif à l'analyse d'impact sur le RPD des ajustements sur des EDA RPD
- REX sur les activations avant TERRE et hors fenêtre opérationnelle

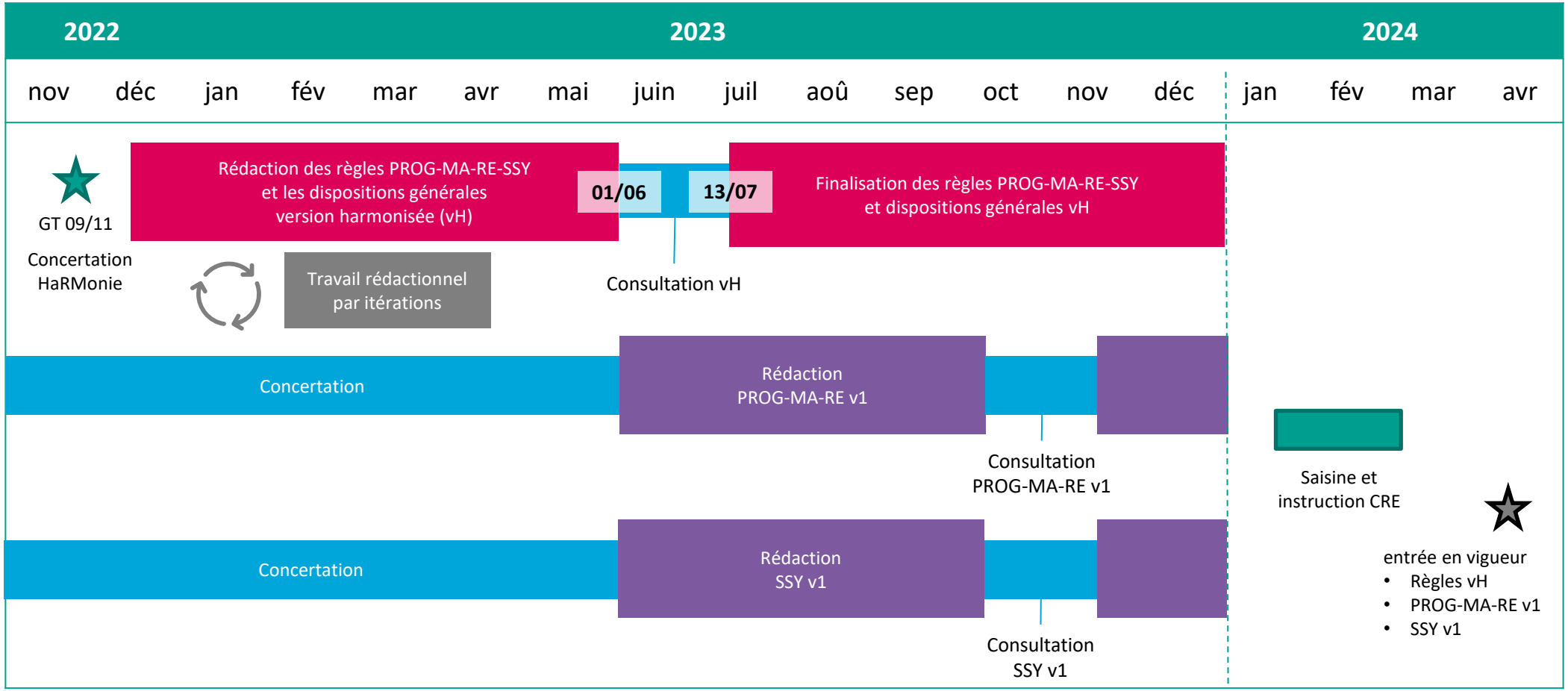
AT du 06/07/2023 (ad hoc bascule SYGA-TOPASE)

AT du 19/09/2023 (ad hoc bascule SYGA-TOPASE)

A venir

GT du 30/11/2023
- Heure : de 14h à 17h

Planning *indicatif* de consultation des règles de marché



3 Retour sur la consultation TERRE

Consultation européenne TERRE

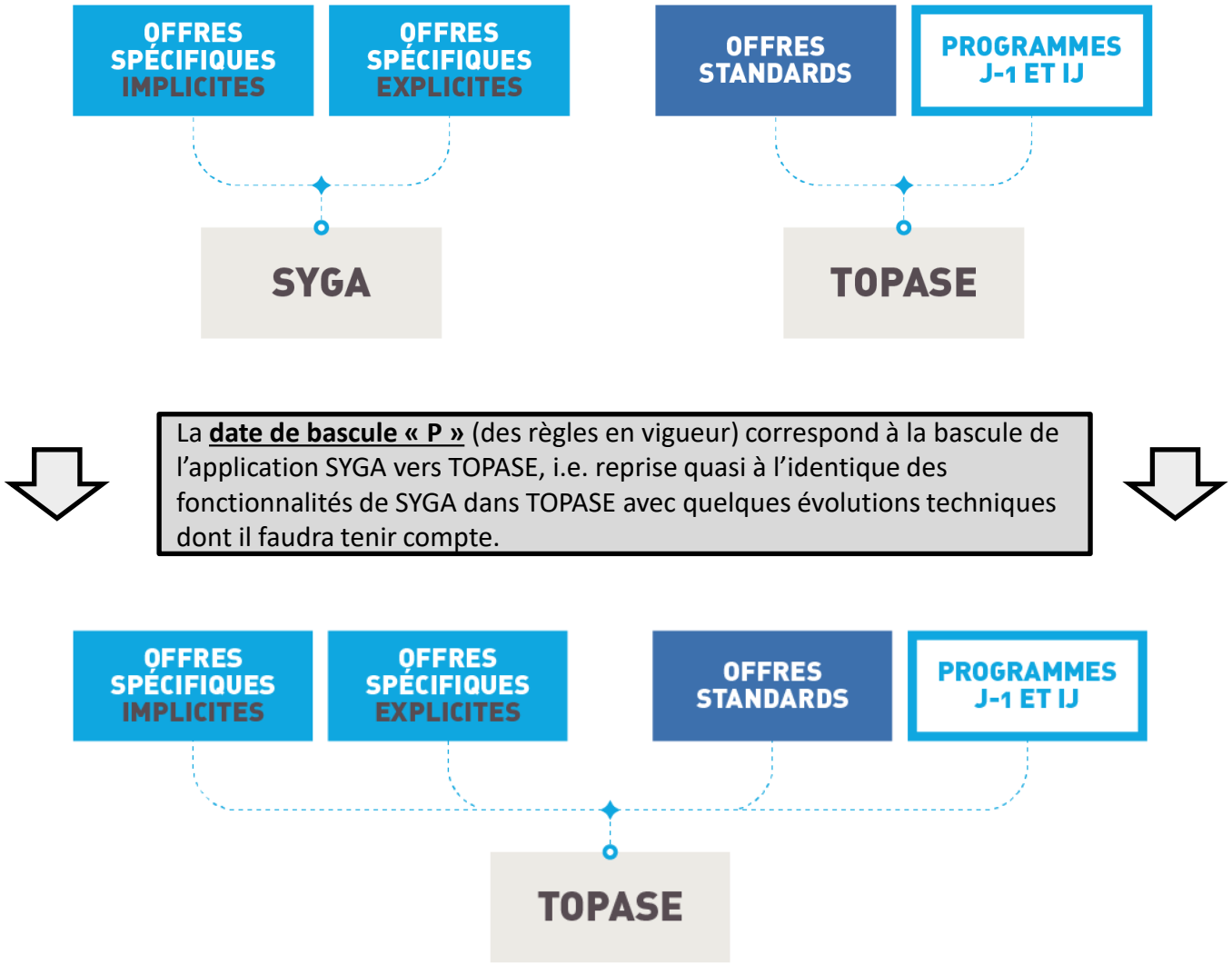
- **Réduction du délai de neutralisation :**
  - Incertitude jusqu'à fin 2023 sur l'entrée en vigueur du texte européen

- **Augmentation des guichets :**
  - Fin de la consultation sur l'augmentation des guichets TERRE (trois options à 96 guichets) le 7 juillet - pas de consensus sur une option à privilégier:
    - Option 2 (produits 15min et clearing indépendants): la plus simple et préférée à l'option 1 (lien conditionnel entre clearing)
    - Option 3 (produits 30min avec deux clearing par MTU): intéressante pour la liquidité mais très complexe et non implémentable dans la plupart des pays
  - Réunion entre GRT et régulateurs prévue début octobre pour échanger sur les retours de consultation et les différents scénarios possibles
  - Point d'étape lors du GT du 30 novembre pour informer de l'avancée des discussions

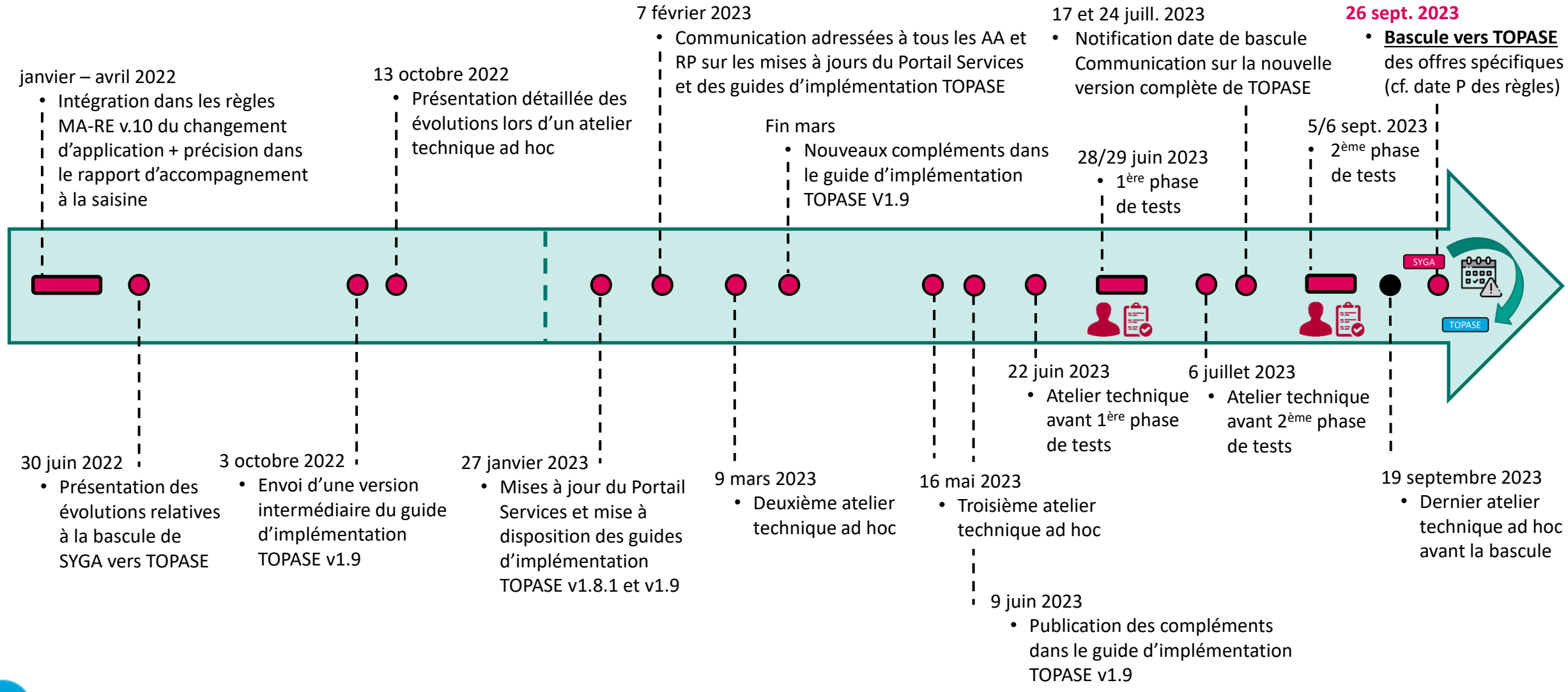
4 Bascule applicative SYGA vers TOPASE

Notifiée pour le 26 septembre 2023

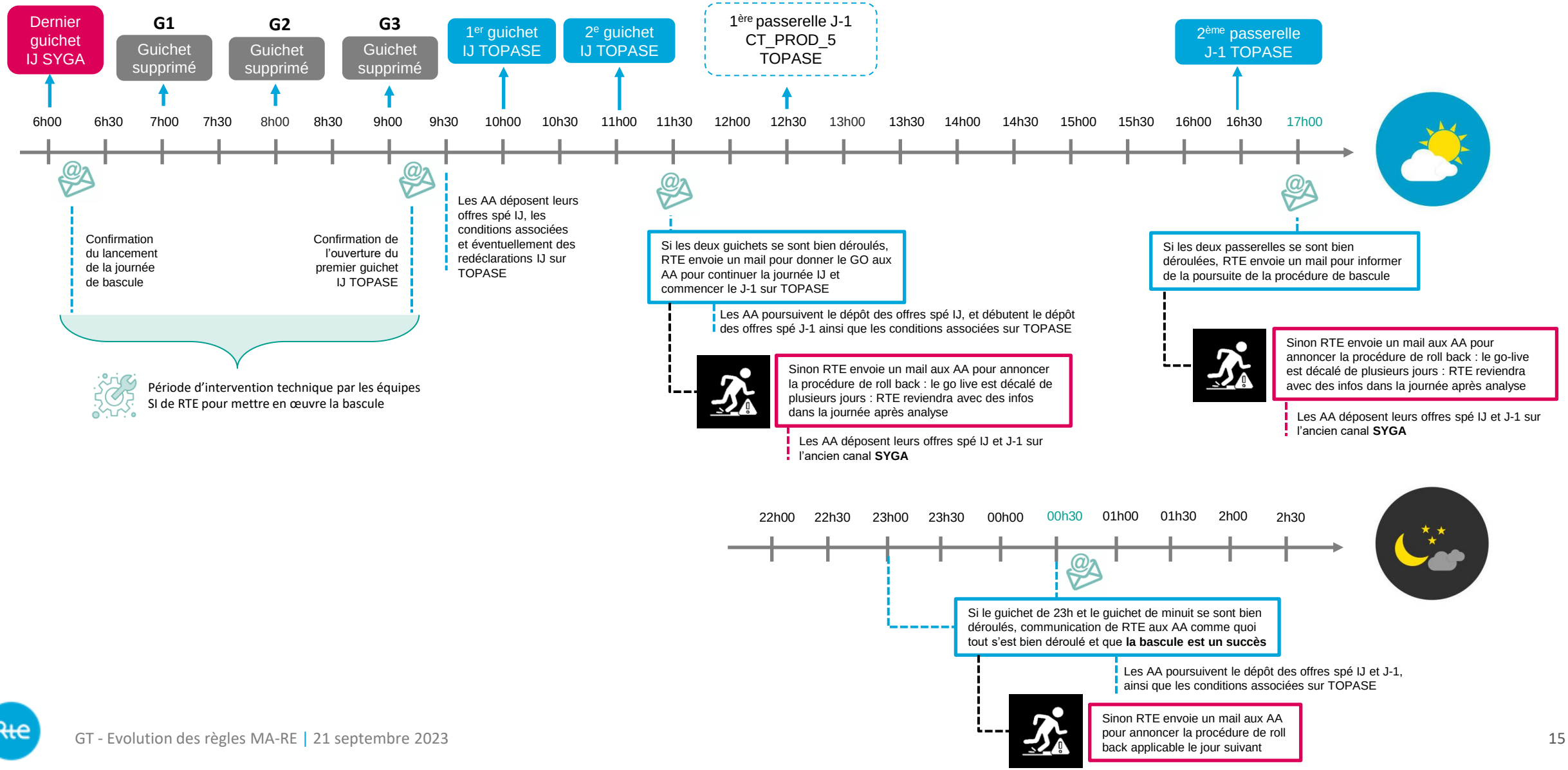
Contexte de la bascule de SYGA vers TOPASE



Planning de la bascule de SYGA vers TOPASE



Récapitulatif de la journée de bascule envisagée



Notifications par mail lors de la journée de bascule

Durant la journée de la bascule, RTE enverra des communications par mail afin d'informer régulièrement les acteurs de l'atteinte des différents jalons de la journée (ou de la nécessité de lancer une procédure de roll-back).

- Communication préalable pour informer en avance de phase de la fermeture des guichets SYGA pour réaliser l'intervention technique le jour de la bascule
- Communication la veille de la bascule (i.e. lundi 25 septembre) pour confirmer la bascule du lendemain
- Communication le matin de la bascule à 6h15 pour confirmer le début de l'intervention technique
- Communication le matin de la bascule à 9h15 pour confirmer la fin de l'intervention technique et l'ouverture des premiers guichets sur TOPASE
- Communication le matin de la bascule à 11h30 pour informer du succès de la bascule sur le processus IJ et confirmer la poursuite de la bascule
- Communication l'après midi de la bascule à 17h pour informer du succès de la bascule sur le processus J-1 et confirmer la poursuite de la bascule
- Communication la nuit à 00h30 pour informer du succès de la bascule SYGA-TOPASE



En cas de problème technique identifié par RTE, le lancement d'une procédure de roll-back sera accompagnée par des notifications de RTE:

- un premier mail pour notifier du lancement du roll-back
- un deuxième mail pour notifier de l'effectivité du roll-back et à partir de quand l'application SYGA est nouvellement opérante

5 Services à destination des RE (rappel)

Démantèlement de l'API PrimePosition au 08/01/2024

- ✓ L'API **PrimePosition** s'arrête **le 08/01/24** – La dernière communication à ce sujet a été envoyée le 13/07/2023.
- ✓ Les RE sont incités à se sourcer au plus tôt sur les **autres canaux de publication, déjà disponibles.**
- ✓ Les données concernées sont les **données déclaratives:**
  - d'interconnexion
  - d'achat/vente sur les bourses
  - de pertes
  - de PEB
  - d'ARENH
  - NEBEF

Légende:

Données
API *ressource (format)*

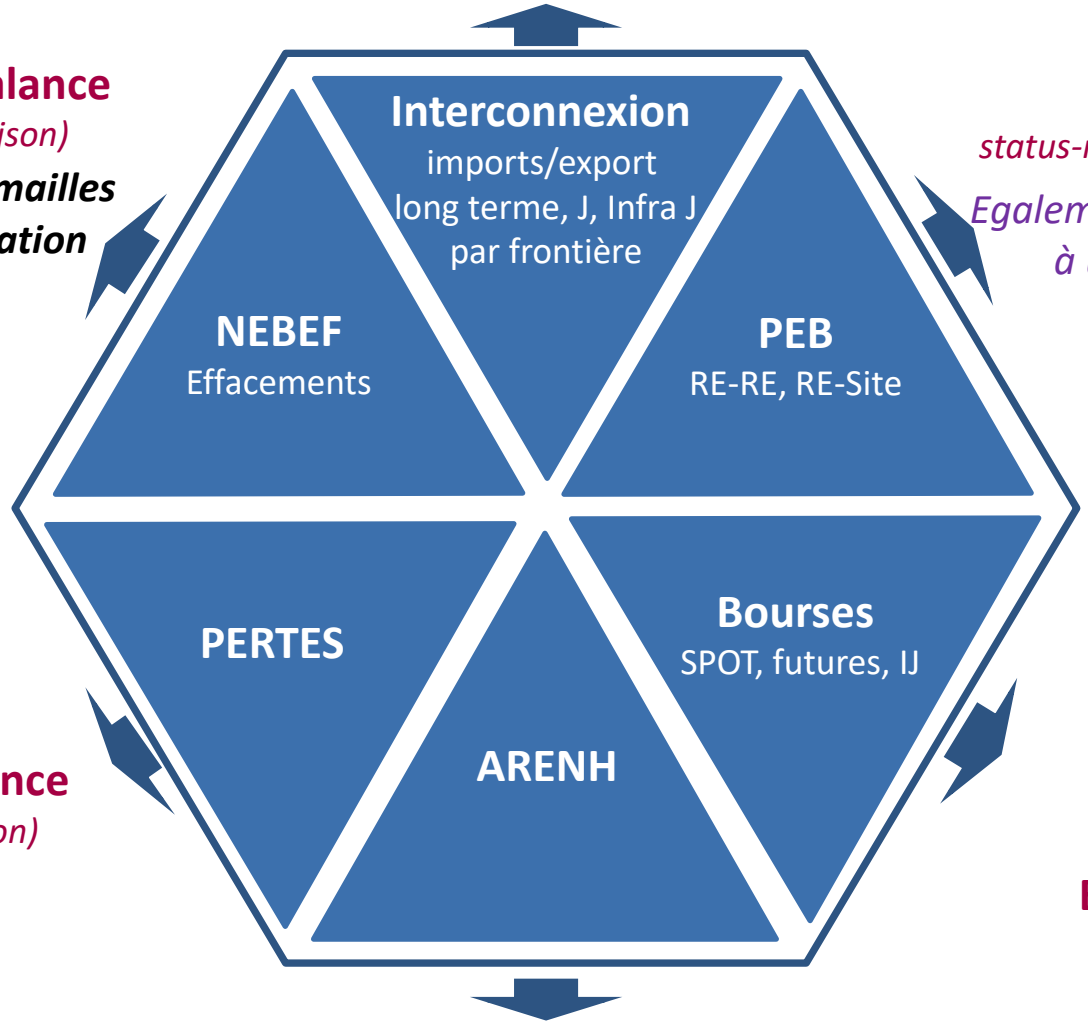
Prime Exchange Schedule
Interconnection_data (json)

Egalement dans Big Imbalance à une maille agrégée

Big Imbalance
dataV2(json)
Nouvelles mailles de publication

PEB
status-request/confirmation (xml)

Egalement dans Big Imbalance à une maille agrégée



Big Imbalance
dataV2 (json)

Big Imbalance
dataV2 (json)

Big Imbalance *dataV2(json)*

Impact sur le Service « Télécharger vos données déclaratives et NEBEF »

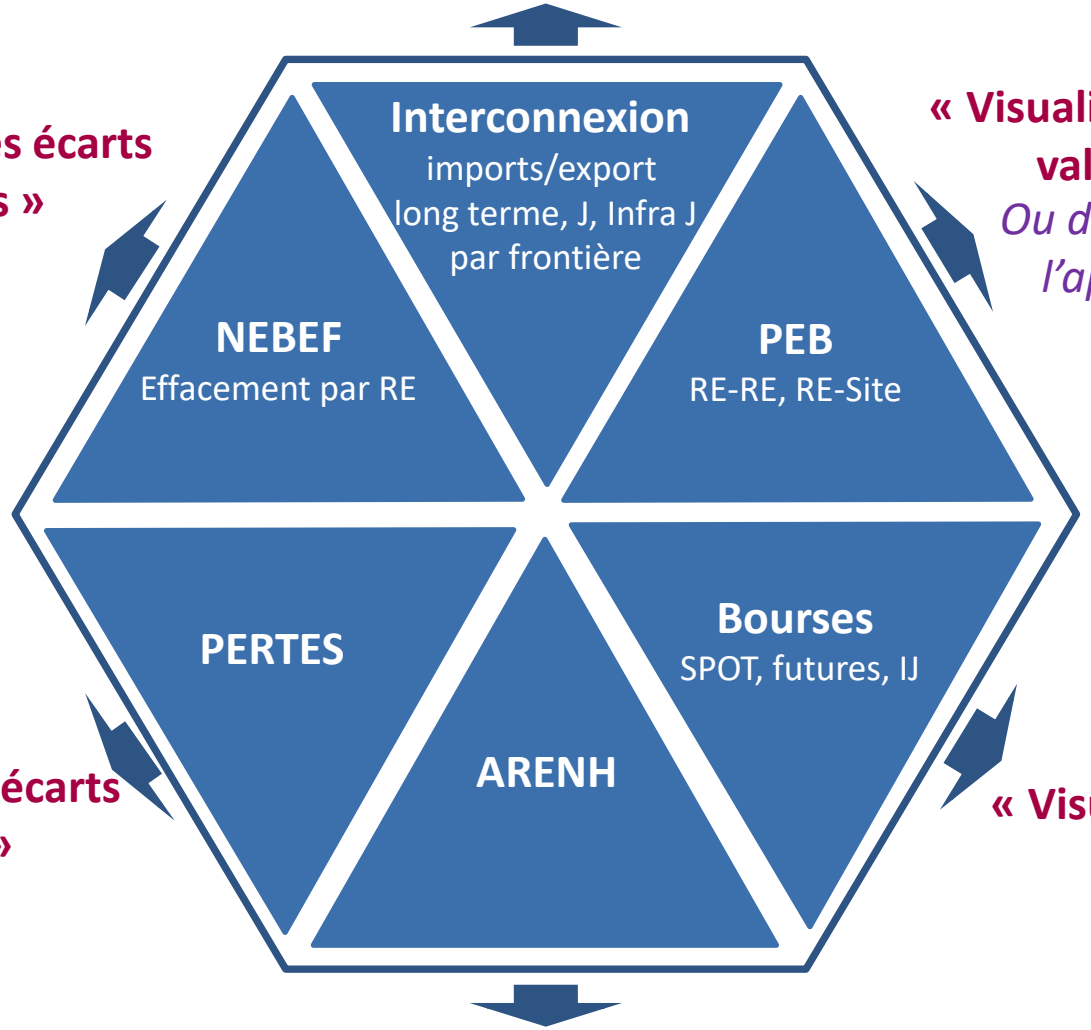
- ✓ Les données déclaratives étaient accessibles sur le Portail Service via le service **« Télécharger vos données déclaratives et NEBEF »**
- ✓ Elles sont dès à présent accessibles dans les services et applications indiqués ci-contre.

Légende:

Données
Service

« Téléchargez vos données d'interconnexion» (06/01/24)

Egalement dans « Visualiser les écarts valorisés » à une maille agrégée



« Visualiser les écarts valorisés »

« Visualiser les écarts valorisés »
Ou directement dans l'application PEB

« Visualiser les écarts valorisés »

« Visualiser les écarts valorisés »

« Visualiser les écarts valorisés »

Evolutions de l'application PEB et son API

Courant octobre 2023

1) le volume d'énergie journalier (VEJ) ne sera plus calculé.

Pour un responsable d'équilibre, le VEJ était calculé comme la différence entre bilan des ventes et celui des achats pour un jour de livraison donné, puis il devait être comparé au volume d'énergie journalier autorisé (VEJA), qui dépendait de la couverture financière du responsable d'équilibre.

Ce contrôle de sécurisation financière n'a en fait jamais été mis en œuvre par RTE.
Pour rappel, les modalités relatives au VEJA ont été retirées des règles REMA depuis le 1er avril 2022.

2) Le VEJ et le VEJA ne seront plus consultables depuis l'application PEB et son API.

Fin novembre 2023

1) Les ventes de Pertes ne seront plus consultables depuis l'application PEB et son API.

Courant T1 2024

Les données suivantes ne seront plus consultables depuis l'application PEB et son API :

- Achats/ ventes sur les bourses (SPOT, EPEX)
- Programmes d'import/export aux interconnexions
- Données d'ARENH

Ce sujet a été abordé en AT du 09 mars 2023 et dans une communication de RTE du 29/06/23.
Un bandeau d'alerte a été ajouté à l'IHM PEB.

B Dispositif de Programmation

1 Ouverture du marché transfrontalier à 15h en IJ

Ouverture du marché infrajournalier continu (XBID) à 15h en J-1

Situation actuelle

- Officiellement, le marché continu IJ transfrontalier est déjà ouvert à 15h en J-1 pour une livraison en J sur les 24 pas horaires. Tous les GRT européens envoient cependant des capacités (NTC) négatives à 15h de manière à « figer » le marché: **le marché IJ avec des capacités (ATC) non nulles ne s'ouvre véritablement qu'à 22h en J-1.**
- Il s'agit d'une décision historique des GRT pour **sécuriser les processus J-1 d'analyse de sécurité**: les études des GRT se basent ainsi sur des données stabilisées aux frontières.

Situation cible (mi-2024)

- Décision de l'ACER en Avril 2018: L'ouverture du marché IJ **pour toutes les frontières de l'UE doit être à 15h en J-1**
- Pour les **frontières** de la région de calcul de capacité **Core** (FR-BE et FR-DE), la règlementation sur l'ouverture du marché IJ est décrite dans la **méthodologie Core IDCCM**.
- Celle-ci prévoir une dérogation pouvant aller jusque de 6 mois après la mise en service du calcul IDCC1. Après cela, les GRT doivent offrir des capacités non nulles au marché IJ XBID dès 15h en J-1*.
- Pour les **frontières Non-Core** (FR-ES et FR-IT), il est également prévu d'offrir des capacité non nulles à partir de 2024 avec la mise en service des **enchères infra-journalières (IDAs).**

*La méthodologie est en train d'être revu par l'ACER et l'ouverture du marché IJ pourrait être aligné avec le GoLive des enchères IJ (IDAs).

Les enchères infrajournalières

- Les enchères infra-journalières (IntraDay Auctions ou IDAs) déclinent l'article 55 du CACM qui stipule que la capacité infrajournalière doit être tarifée comme en J-1 (rente de congestion).

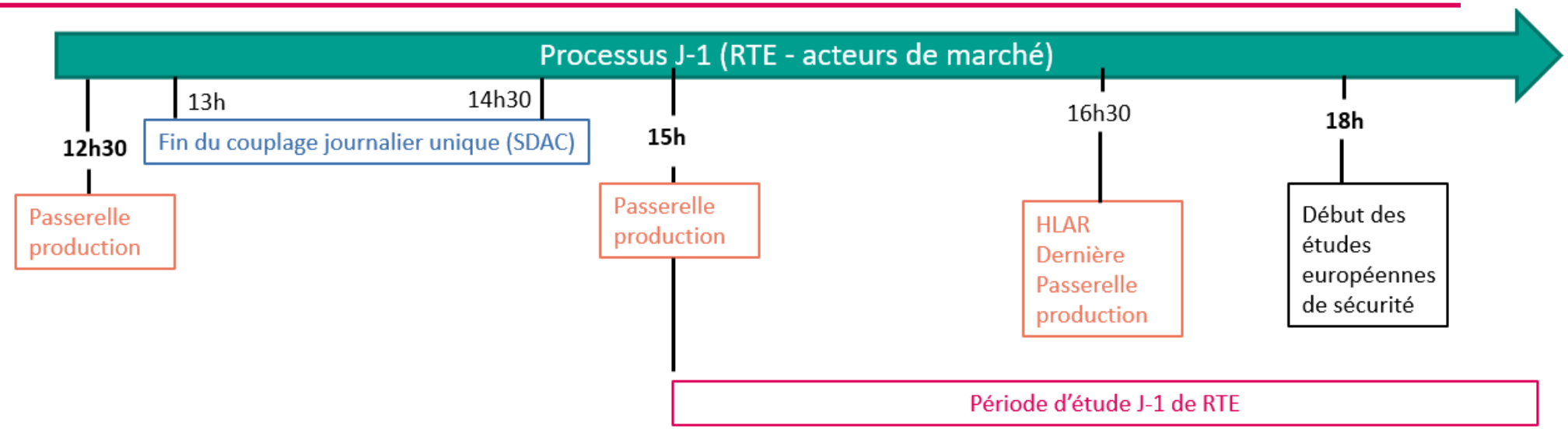
- 3 IDAs sont prévues:
  - En J-1 à 15h;
  - En J-1 à 22h;
  - En IJ à 10h.

- Le déroulement global de l'enchère durera 40 minutes: fermeture du marché aux interconnexions 20 min avant et réouverture 20 min après le déroulement de l'enchère. Elles utiliseront le même système que le couplage journalier.

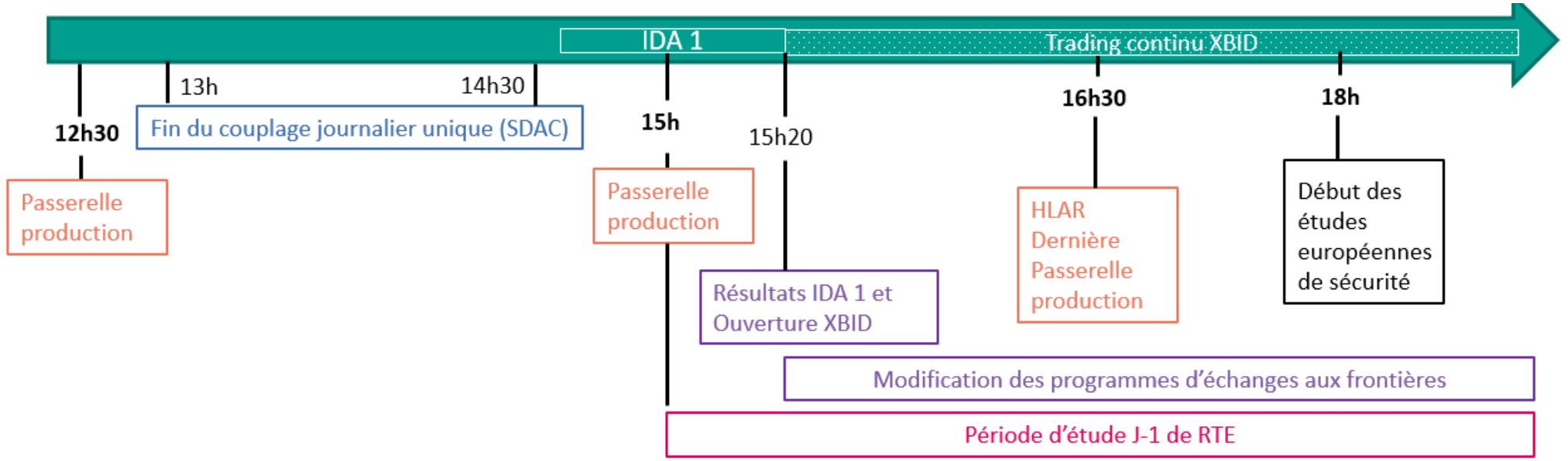
IDAs	Fermeture du marché aux interconnections	Heure de début de l'enchère infra-journalière	(Ré)ouverture du marché aux interconnexions	Plage de livraison
IDA1	D-1 14:40	**D-1 15:00**	D-1 15:20	D (24 pas horaires)
IDA2	D-1 21:40	**D-1 22:00**	D-1 22:20	D (24 pas horaires)
IDA3	D 09:40	**D 10:00**	D 10:20	D (12 pas horaires restants)

Chronologie des processus J-1 de RTE

Processus actuel



Processus cible



Problématique pour RTE

- Importance des études de sécurité J-1
  - **Nécessité pour RTE de faire un « arrêt sur image » pour initialiser les processus IJ et identifier une situation critique.**
  - Cet « arrêt sur image » se fonde sur cette stabilité du programme d'échange et sur l'intégration de Programmes de production (PA) cohérents avec le programme d'échanges aux frontières.
  - Les études de RTE J-1 sont déterminantes car elles servent…
    - de base aux **processus européens** d'analyse de sécurité du réseau et de calcul des capacités offertes aux interconnexions ;
    - de **signal d'alerte aux acteurs de marché** en cas de situation tendue sur l'équilibre Offre Demande.

- Impacts de l'ouverture du marché IJ à 15h et de l'arrivée des IDAs:
  - Programmes d'échanges **instables** entre 15h et 23h (J-1).
  - L' « arrêt sur image » pourrait se baser sur **l'intégration de PA incohérents avec les programmes d'échanges aux frontières et donc fausser les études de sécurité (marges et réseau).**

Retours sur l’appel à contributions

- Pour mieux comprendre les contraintes des acteurs, un appel à contributions à été lancé du 13 juillet au 14 septembre 2023.
  - 2 acteurs ont répondu

- Un acteur estime être en mesure d’envoyer tous les jours des PA cohérents avec ses positions prises sur les marchés J-1 et IJ (IDAs).
- Un acteur pressent des difficultés à envoyer des PA cohérents à HLAR selon la liquidité de l’enchère IDA 1 (prévu à 15h00 avec des résultats pour 15h20).
  - Cet acteur propose d’ajouter un ou plusieurs guichets de programmation entre HLAR et le premier guichet de redéclaration IJ à 23h00.

Proposition d'évolution des règles de programmation

Chapitre 1 – article 1.I.2.3

Ajout d'une mention explicite que :

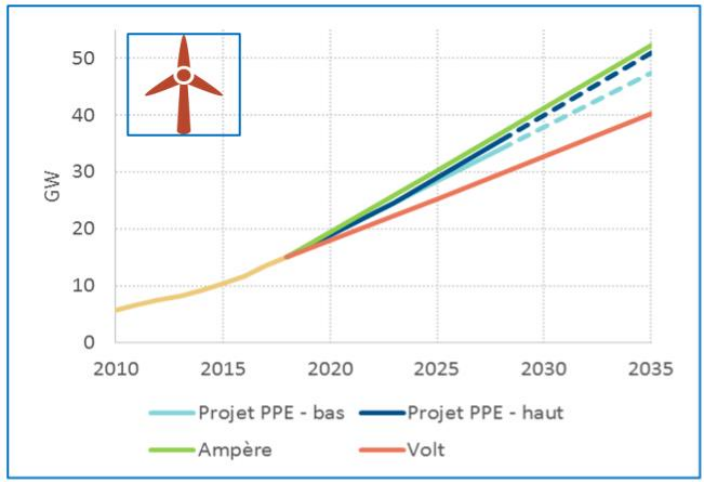
- les PA reçus à HLAR à 16h30 doivent tenir compte des positions prises sur le marché IJ lors de l'IDA 1
- les guichets IJ situés deux heures après les autres IDA (guichet de 0h00 pour l'IDA 2 et guichet de 12h00 pour l'IDA 3) doivent tenir compte des positions prises sur les marchés lors de l'IDA précédente.

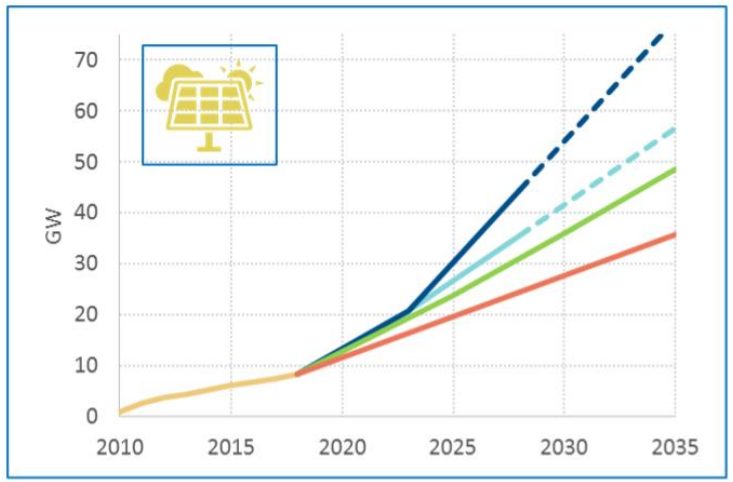
Ajout d'un guichet de redéclaration (optionnel) IJ à 18h00 à partir d'une date PR_5 (horizon prévisionnel: 2025) pour disposer d'un guichet intermédiaire entre HLAR à 16h30 et le début des guichets de re-déclaration IJ à 23h.

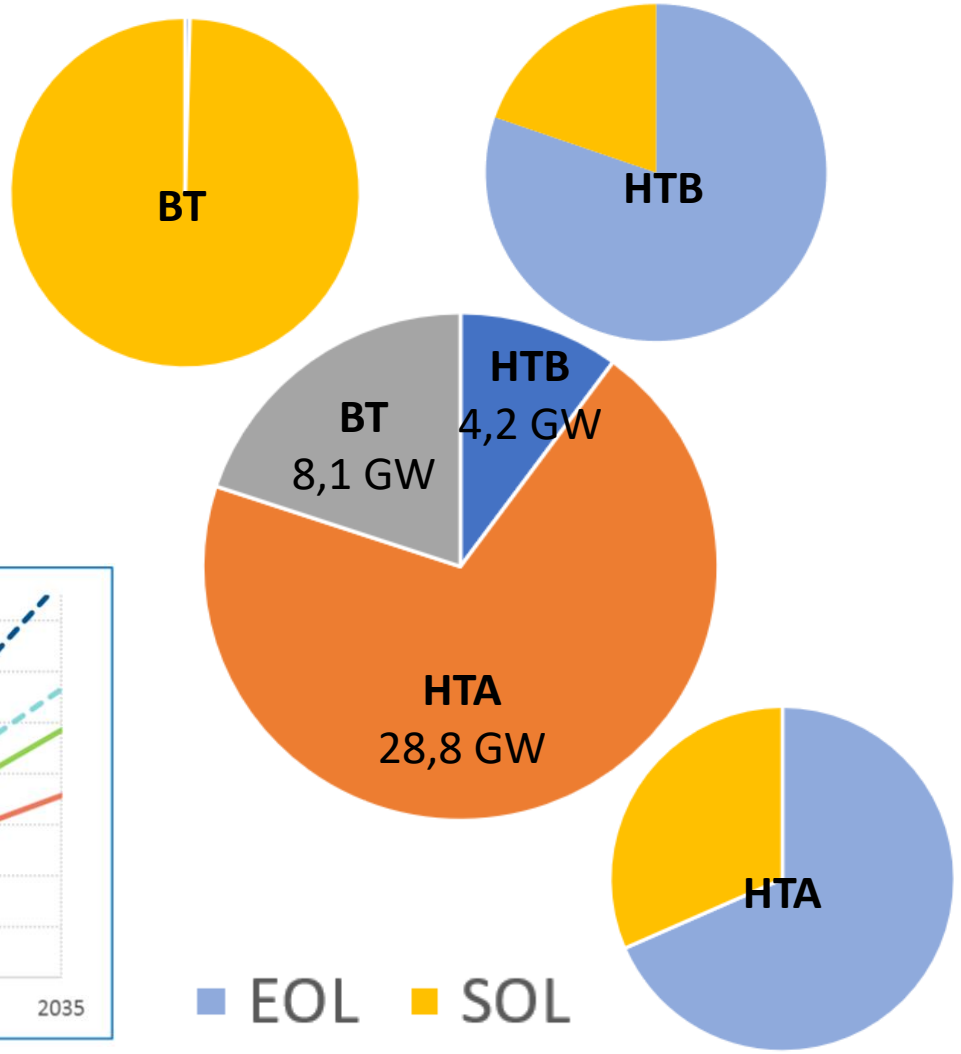
2 Extension de la programmation aux sites RPD

Contexte : puissance installée éolien et solaire

- La majorité de la puissance installée des filières éolienne et solaire est située sur le RPD
- Environ 41,1 GW de puissance installée, en croissance (dont 19,2 GW hors OA)
  - Eolien terrestre : x 2,5 d'ici 2028
  - Eolien en mer : 5 GW en 2028
  - Photovoltaïque : x 4 d'ici 2028







Données issues du registre national des installations de production et de stockage d'électricité (au 31/07/2023)

Anticipation de la production PV et éolienne

- RTE s'appuie sur
  - Des programmes renvoyés par les Responsables de Programmation
  - Des programmes agrégés remontés par certains GRD
  - Ses propres prévisions et estimations

- Dans leur majorités, les éléments dont dispose RTE ne prennent pas en compte les évènements non météorologiques :
  - Maintenance
  - Arrêt pour conditions environnementale (ex : passage d'oiseaux pour l'éolien)
  - Arrêt sur prix spot négatif (CR + HMS : en pratique, entre 3 et 5 GW d'arrêt de production)
  - Redémarrage d'EnR en cas de PSN pour rééquilibrer un périmètre de RE

- RTE exprime le besoin de disposer d'une programmation fiable des sites EnR

Intérêt de la programmation pour RTE

- Les programmes d'appels ont un double intérêt pour RTE :
  - La localisation de la production permet de conduire des études de sécurité réseau en J-1, qui sont ensuite actualisées avec les redéclarations, et ce jusqu'au temps réel ;
    - Lors de problèmes identifiés lors de l'exploitation du réseau, ils servent également à activer des parades topologiques non coûteuses.
  - L'équilibrage du système par RTE nécessite une anticipation fine de l'EOD, le plus en avance possible du temps réel ;
    - L'anticipation du déséquilibre est cruciale pour aider au maintien de la fréquence.

- Le Dispositif de Programmation actuel comporte des approximations
  - La multiplication des épisodes de prix spot négatif et l'augmentation des volumes d'arrêt aggravent fortement les risques pour l'EOD.
  - Compte-tenu des prévisions d'évolution du parc EnR, la situation va continuer à empirer

➢ Nécessité de renforcer le Dispositif de Programmation

Cadre réglementaire et contractuel

	Sites RPT	Sites RPD
Code de l'énergie	• Les PA sont établis par tous les producteurs RPT • RTE est destinataire des PA des installations RPT	• Les PA sont établis par les producteurs RPD non marginaux (> 1 MW) • Le GRD est destinataire des PA établis par les installations du RPD et il envoie à RTE des PA agrégés à la maille transfo HTA/HTB • Les installations RPD participant au MA envoient leurs PA directement à RTE
Règles MA-RE	• CART : les producteurs RPT doivent désigner un Responsable de Programmation • Le RP est chargé de constituer des PA à l'intention de RTE	• Date D (v8.3) : les GRD de rang 1 envoient à RTE les PA agrégés à la maille transfo HTA/HTB • Les installations RPD participant au MA en implicite envoient leurs PA directement à RTE • Date I : les installations RPD participant au MA en explicite envoient leurs PA directement à RTE
En pratique	• Une partie importante des producteurs EnR RPT ne respectent pas l'obligation de désigner un RP • Une part des RP n'envoie pas de PA	• Une seule EDA implicite (70 MW) permettant de récupérer des programmes directement • Enedis a anticipé la date D et renvoie déjà des PA agrégés

Perspectives d'amélioration du Dispositif de Programmation

- Mise en conformité des sites RPT :
  - Un courrier a été envoyé aux producteurs n'ayant pas déclaré de Responsable de Programmation pour leur demander de régulariser leur situation ;
  - Des webinaires sont organisés à destination des producteurs sans Responsable de Programmation, pour sensibiliser à la programmation et accompagner leurs démarches (19/09 et 03/10) ;
  - Une étude a été lancée pour analyser la qualité des PA reçus de la part des Responsables de Programmation.

- Extension de la programmation au RPD
  - Bascule de la date PR_1 (anciennement date D) ; date de bascule prévisionnelle : 1er janvier 2025 ;
  - Travaux en cours avec Enedis pour discuter des pistes d'amélioration du dispositif existant ;
  - 2024 : organisation d'ateliers techniques pour accompagner les GRD le désirant.

- Communication
  - Présentation des besoins de RTE lors du colloque annuel de la FEE (04/10).

3 Gestion des périmètres de programmation RPD

Périmètre de programmation

Le périmètre de programmation regroupe l'ensemble des Entités De Programmation (EDP) et Entités de Programmation Soutirage (EDP soutirage).

Sont concernées par les EDP :
- Les sites d'injection RPT qui sont concernés par l'obligation de programmer
- Les sites d'injection RPT et RPD qui participent au MA en implicite ou aux SSY
- Les sites de stockage RPT et RPD qui participent au MA ou aux SSY (offres explicites et obligation de d'envoyer un programme pour le MA et les SSY)

Sont concernées par les EDP Soutirage :
- Les sites de soutirage RPT ou RPD dans le cadre des SSY

Focus sur les EDP RPD :

- les EDP sont créées par RTE suite à la demande d'un Responsable de Programmation.
- les sites RPD sont envoyés par les GRD à RTE, à travers les périmètres du Mécanismes d'Ajustement, des Services Système (respectivement périmètres des EDA/EDR).
- les GRD ne gèrent pas les périmètres des EDP.

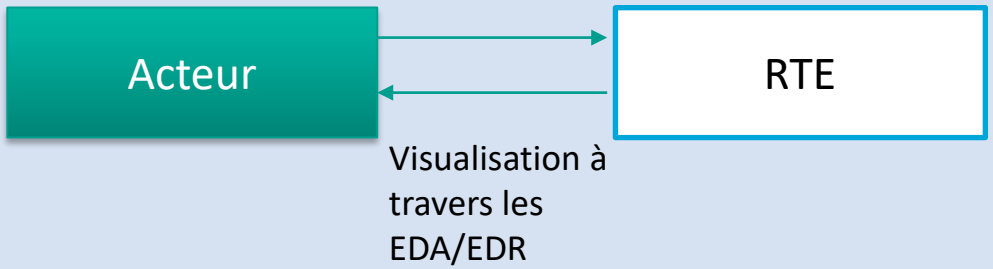
Les RP ne peuvent donc pas déclarer à RTE le périmètre en sites de leurs EDP, pour les sites GRD, via le processus habituel.



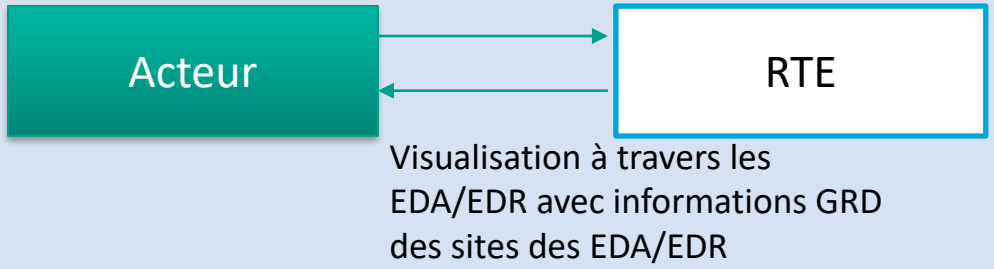
La déclaration, par les Responsables de Programmation (RP), du périmètre de programmation est un prérequis pour permettre d'avantages d'agrégations sur le mécanisme d'ajustement et sur les services système.

Processus création EDP et EDA/EDR

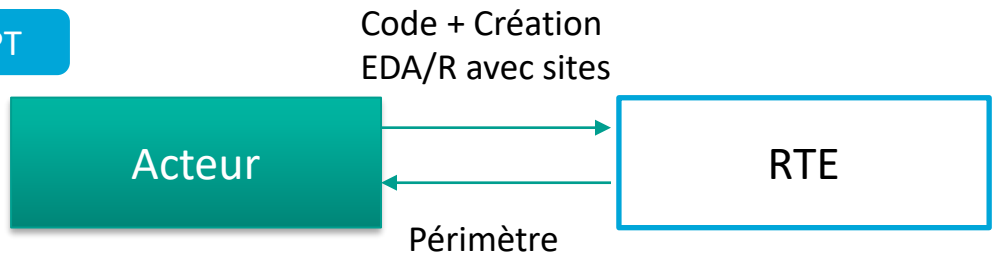
RPT



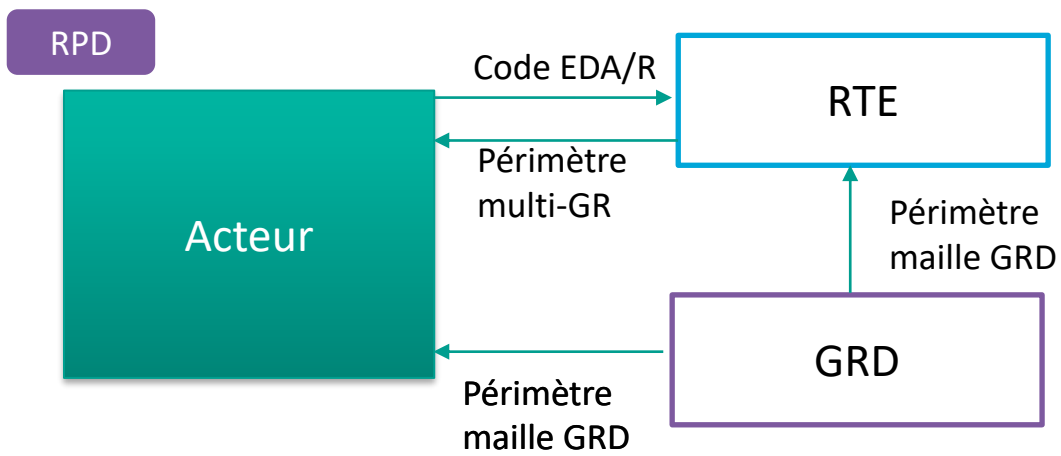
RPD



RPT

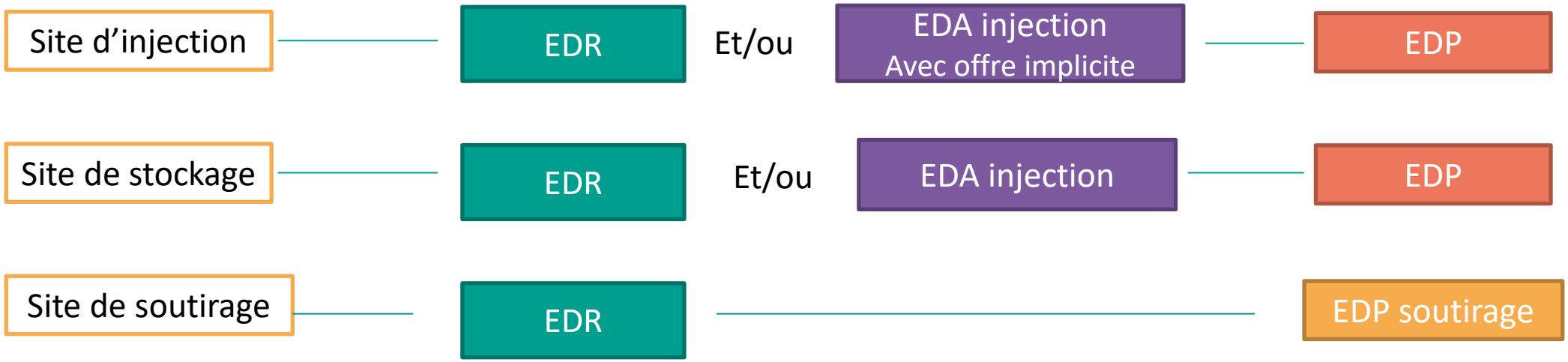


RPD



Processus de déclaration du lien site RPD - EDP

Evolution proposée : Le RP transmet au GRD concerné, l'information du lien site – EDP lors d'un nouveau rattachement ou évolution d'un site lié à une EDA ou une EDR.



→ **RTE propose de mettre en place cette évolution dans règles en introduisant une date pivot.**

4 Suspension de l'Accord de Participation

En cas de danger pour le SI RTE

Contexte

- RTE est engagé dans un chantier de modernisation de ses outils EOD afin de se préparer à une augmentation de la cadence de l'équilibrage. Ce chantier implique une refonte d'outils historiques. Néanmoins, toute la chaine applicative n'est pas encore prête à une accélération des processus.

- En 2023, certaines redéclarations de programmes d'appel (ci-après PA) ont été faites très régulièrement pas des responsables de programmation sans mener nécessairement à une mise à jour du PA (i.e. redéclaration non nécessaire). Ceci a eu des effets négatifs sur la chaine applicative EOD de RTE, et il existe un risque sérieux de perte de guichets de programmation et d'ajustement qui pourrait impacter l'ensemble des acteurs.

- Il y a quelques années, la possibilité pour RTE de suspendre un acteur d'ajustement en cas de mise en danger du SI de RTE avait été intégrée dans les règles MA-RE (cf. article 2.18 de la section des règles MA-RE en vigueur).

- L'harmonisation structurelle des règles de marché a permis de souligner que cette possibilité ne concerne que la suspension de l'accord de participation en tant qu'acteur d'ajustement. Cependant, les responsables de programmation peuvent tout autant mettre en danger le SI de RTE.

- A l'heure actuelle, rien n'existe dans les règles de marché pour gérer ce type de situation.

- RTE souhaite donc se prémunir de comportement dangereux que pourrait avoir un responsable de programmation et qui ne serait pas corrigé par celui-ci après que RTE l'en ai informé.

Proposition de RTE

Chapitre 1 - article 1.D.2

Ajout d'un article « Suspension », calqué sur l'article correspondant dans le chapitre 2, donnant à RTE la possibilité de suspendre l'Accord de Participation en qualité de Responsable de Programmation dans le cas où un Responsable de Programmation a un comportement menaçant le fonctionnement des applications SI de RTE.

- NB 1 : suspension ≠ résiliation. La suspension permet d'écarter temporairement un acteur le temps que le problème identifié soit réglé, tandis que la résiliation est définitive.
- NB 2 : dans les cas où la condition de Responsable de Programmation est nécessaire pour agir en tant qu' Acteur d'Ajustement et Responsable de Réserve, la suspension de l'Accord de Participation en qualité de Responsable de Programmation entraîne de facto, et pour la durée de la suspension, la suspension de l'Accord de Participation en qualité d'Acteur d'Ajustement et/ou de l'Accord de Participation en qualité de Responsable de Réserve.

5 Défaillance de programmation

Proposition d'amendement du dispositif de programmation

Extrait de la section 1 des règles MA-RE en vigueur: « le responsable de programmation s'engage à faire ses meilleurs efforts pour la qualité de sa programmation »

Lorsque la qualité de programmation est insuffisante, RTE est parfois confronté à la gestion non anticipée d'une problématique EOD ou RSO qui peut engendrer des coûts d'équilibrage plus élevés, des parades sur le réseau moins optimales et/ou des impacts négatifs sur d'autres clients qui se retrouveraient impactés par la parade que RTE est contraint de mettre en œuvre sur le réseau.

RTE propose d'amender les règles relatives au dispositif de programmation afin de lui permettre, lorsqu'un écart substantiel de programmation IJ a été identifiée comme étant la cause d'un incident sur la gestion EOD/RSO, d'en faire porter la responsabilité financière au responsable de programmation à l'origine de cette mauvaise programmation.

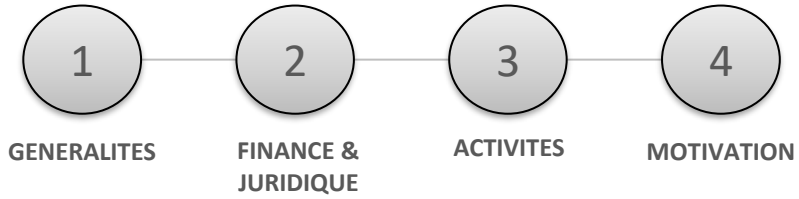
C MA-RE

1 Evolution du processus de sécurisation financière du dispositif RE

Contractualisation de l'AP-RE – Evolution du questionnaire Client

Dans le processus de contractualisation d'un Accord de Participation RE, le demandeur doit remplir un questionnaire en ligne sur le Portail Services : Know Your Customer (KYC).

Les questions sont disponibles dans le Chapitre 3 des Règles en Annexe 3.A.2 et concernent plusieurs domaines :



RTE propose de faire évoluer les sections 2 et 3 du questionnaire client pour répondre à deux objectifs :

1. Optimiser la charge opérationnelle associée au temps de saisie par le demandeur et au traitement des réponses par le Pôle Accès Marchés de RTE ;

2. Améliorer la connaissance clients de RTE dans son rôle de sécurisation financière du mécanisme RE.

Evolutions proposées

- Ajout d'éléments financiers, présents dans le rapport annuel du demandeur ;
- Suppression de questions relatives à la fourniture de réserves primaires/secondaires à l'étranger ;
- Suppression d'une question relative à la participation du demandeur au mécanisme d'ajustement français ;
- Amendements rédactionnels mineurs permettant de clarifier certaines questions.

Plafond du montant de Garantie Financière exigible par RTE

Le dispositif de sécurisation financière du mécanisme RE repose sur le calcul de l'encours RE et la garantie financière (GF).

Un RE ne disposant que d'éléments déclaratifs dans son périmètre d'équilibre est soumis au processus de suspension de son AP-RE, décrit dans l'article 3.D.2 des règles.

Si le montant de son encours RE est supérieur au montant de sa GF augmentée de 250 k€, RTE peut suspendre sans délai l'AP-RE.

Chapitre 3 Article 3.D.2 Suspension

Dans le cadre d'un dépassement d'encours autorisé, le montant de la GF demandée par RTE, doit être au moins égal à l'encours constaté par RTE, arrondi au million d'euros supérieur si l'encours dépasse 5 M€.

Le montant de Garantie Financière exigible par RTE ne peut dépasser un montant égal à 30 M€.

Chapitre 3 Article 3.O.5 Encours autorisé

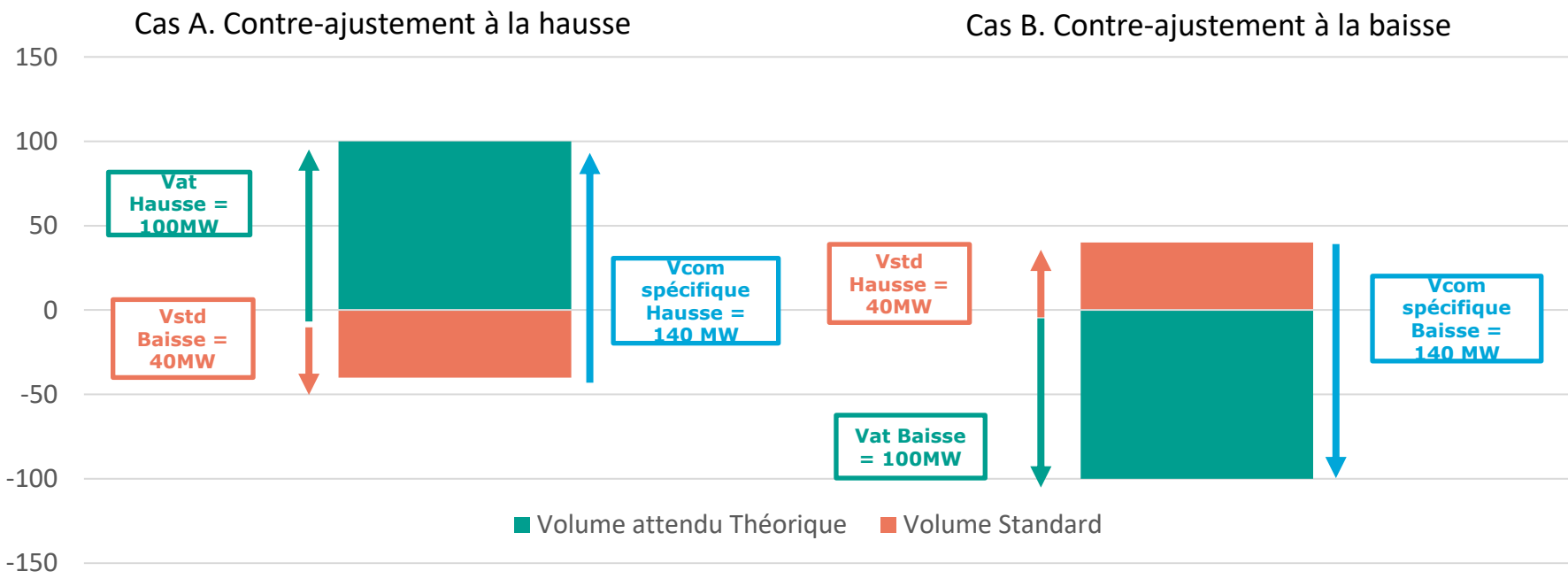


→ **RTE propose de lever le plafond de Garantie financière (fixé à 30 M€) pour les RE déclaratifs**, en introduisant une distinction dans **l'article 3.O.5** portant sur l'encours autorisé.

2 Précisions sur la valorisation des énergies d'ajustement

Volume commercial des offres activées spécifiques post date MA[8]

Nous souhaitons apporter une précision aux conditions d'applications du calcul du volume commercial des offres spécifiques activées. 2 cas vont être précisés dans les règles :



RTE propose d'ajouter la précision suivante au §2.M.3.2.2 :

Si l'ajustement standard est à la baisse, et que l'ajustement spécifique est à la hausse, alors la 1ère formule s'applique.
Si l'ajustement standard est à la hausse, et que l'ajustement spécifique est à la baisse, alors la 2ème formule s'applique

Prise d'effet : lors de la date MA[8] (ex date V)

Amendement formule Volume Défaillant (2.M.7)

2.M.7.2.2

La formule du volume défaillant post date T' (cas 2) comporte une coquille rédactionnelle dans les règles :

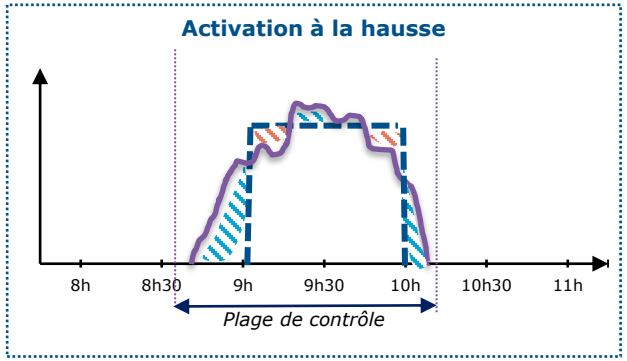
$$V_{Déf}(EDA_j, t) = \left| \frac{\sum_{u \in t} VR(EDA_j, u) - \sum_{u \in t} \left(\sout{min}\ max\left(VA_{Effectif}(EDA_j, u) ; \frac{VA_{Effectif}(EDA_j, u) + VA_{Effectif}(EDA_j, u-1)}{2} \right) \right)}{n} \right|$$

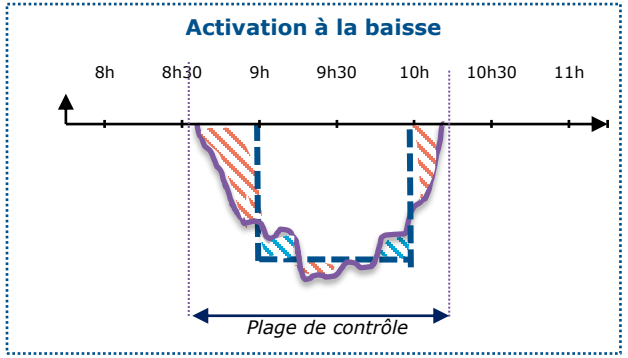


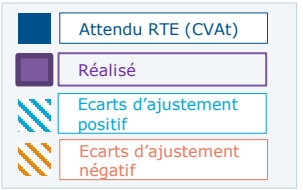
→ **Cette correction va être apportée, et n'a pas d'impact opérationnel.**
Les traitements opérationnels et SI étaient déjà conformes à l'attendu.

Réflexion autour de l'écart d'ajustement

- Cadre réglementaire actuel







$$VR = VR_H - VR_B$$

$$VA_{Théorique} = VA_{Théorique,H} - VA_{Théorique,B}$$

$$EA_+ = max(VR - VA_{Théorique}\,; 0)$$

$$EA_- = -min(VR - VA_{Théorique}\,; 0)$$

- ✓ Ecart d'ajustement positif : RTE rémunère l'acteur d'ajustement (si montant positif)
- ✓ Ecart d'ajustement négatif : L'acteur d'ajustement rémunère RTE (si montant positif)

Le montant de l'écart d'ajustement positif est indexé sur le $PREA_+$

Le montant de l'écart d'ajustement négatif est indexé sur le $PREA_-$

Réflexion autour de l'écart d'ajustement

Une analyse interne de RTE a permis de souligner que les formules de calcul et la valorisation des écarts d'ajustement ne conduisent pas aux mêmes effets si l'offre émane d'un moyen à faible coût variable ou si elle provient d'un moyen qui possède un coût variable élevé.

Des échanges ont eu lieu entre RTE et les services de la CRE, et le constat est partagé.

Un amendement de la valorisation des écarts d'ajustement est nécessaire pour le projet de règles MA qui sera mis en consultation :

- Il ne semble pas justifié de modifier les formules qui calculent les écarts d'ajustement car elles permettent un fléchage des flux financiers cohérents avec la logique économique du système ;
- Il semble nécessaire de travailler sur la construction du prix de règlement des écarts d'ajustement (i.e. PREA) puisque le problème actuel réside dans l'écart entre le PMP_{J+3} et le coût variable du moyen de l'acteur.



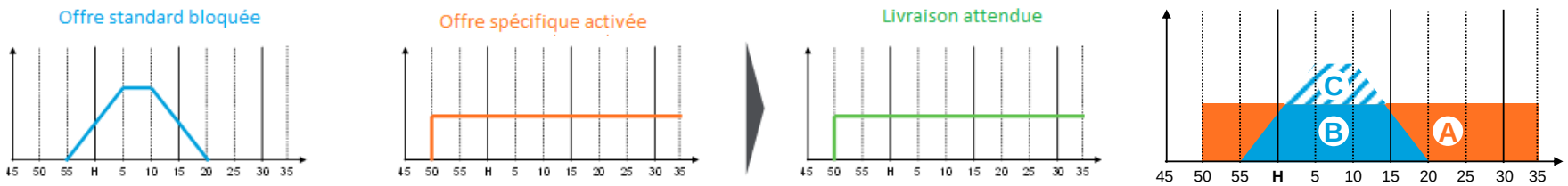
Piste envisagée : élaborer un PREA qui se base sur le prix de l'offre en y intégrant un mécanisme de malus



Autre solution à envisager ?

Rémunération des ajustements standards de RR

Rappel sur la rémunération des offres standards de RR dont l'ordre a été bloqué :



$$Rémunération = A\ x\ Prix\ d'offre\ spécifique\ hausse + (B + C)\ x\ Prix\ marginal\ standard - C\ x\ Prix\ d'offre\ spécifique\ hausse$$

- Ce fonctionnement s'applique également lorsque RTE envoie un ordre d'ajustement spécifique sur la même EDA avec un DMO plus court sans avoir préalablement bloqué l'ordre standard (exemple: retarder le démarrage de l'ordre standard de 10min)
- A noter que la comptabilisation du volume négatif [– C] peut conduire à publier un volume de mFRR à la maille France négatif mais cela n'a pas d'impact sur le calcul des indicateurs qui prend en compte le volume net [A+B].

Rappel sur la rémunération des offres standards (documentation technique de l'algorithme):

- Chaque pas 15min d'une offre retenue est rémunéré au prix marginal et la plateforme s'assure que le prix d'offre moyen pondéré par les volumes activés sur la période de livraison soit toujours supérieur ou égal au prix de clearing moyen. Il est donc possible que le prix de clearing sur un pas 15min soit inférieur au prix d'une offre bloc 30, 45 ou 60 min)
- Les offres activées pour satisfaire la contrôlabilité des flux ne sont plus rémunérées au prix d'offre mais au prix marginal donc la référence au prix d'offre a été retirée de la prochaine version des règles (article 2.M.4)

3 Seuil de participation au MA et modalités transitoires des « petites EDA »

Contexte et cadre réglementaire

Section 1 des règles MA-RE en vigueur
4.3.1.3.5 - Calcul de la Puissance Maximale Offerte
4.3.1.3.5.1 - Condition relative à la Puissance Maximale Offerte
4.3.1.6.5.1.1 – Règle générale

La puissance offerte à la hausse ou à la baisse […] doit être un entier supérieur ou égal à 10 MW.
Dans le cas contraire, l'offre est considérée comme nulle.

Le cadre dérogatoire pour les petites EDA « non standardisée » a été mis en place au 1er janvier 2019

- Prolongé avec les règles MA-RE v9.2 pour assurer une continuité réglementaire, puis prolongé jusqu'au 1er janvier 2026 avec les règles MA-RE v10 afin de permettre une intégration des petites offres inférieures à 10 MW dans les nouveaux outils d'équilibrage refondus qui permettront un équilibrage cadencé toutes les 15 minutes.

Le cadre dérogatoire dit des « petites EDA » permet la participation d'EDA sur lesquelles les acteurs d'ajustement peuvent proposer des offres d'ajustement dont la puissance maximale offerte est inférieure à 10 MW et supérieure à 1 MW. Il existe deux types de petites EDA :

- **Les petites EDA dites « normalisées »** (anciennement dites standardisées) passent dans la chaine SI de RTE. Elles sont visualisables unitairement par les opérateurs du système électrique pour pouvoir être activées de manière unitaire.
- **Les petites EDA dites « non normalisées »** (anciennement dites non standardisées) ne passent pas dans la chaine SI mais par une macro Excel, qui fonctionne en parallèle du processus d'équilibrage et sélectionne des offres sur la base des conditions d'utilisation et du prix marginal d'équilibrage constaté précédemment.

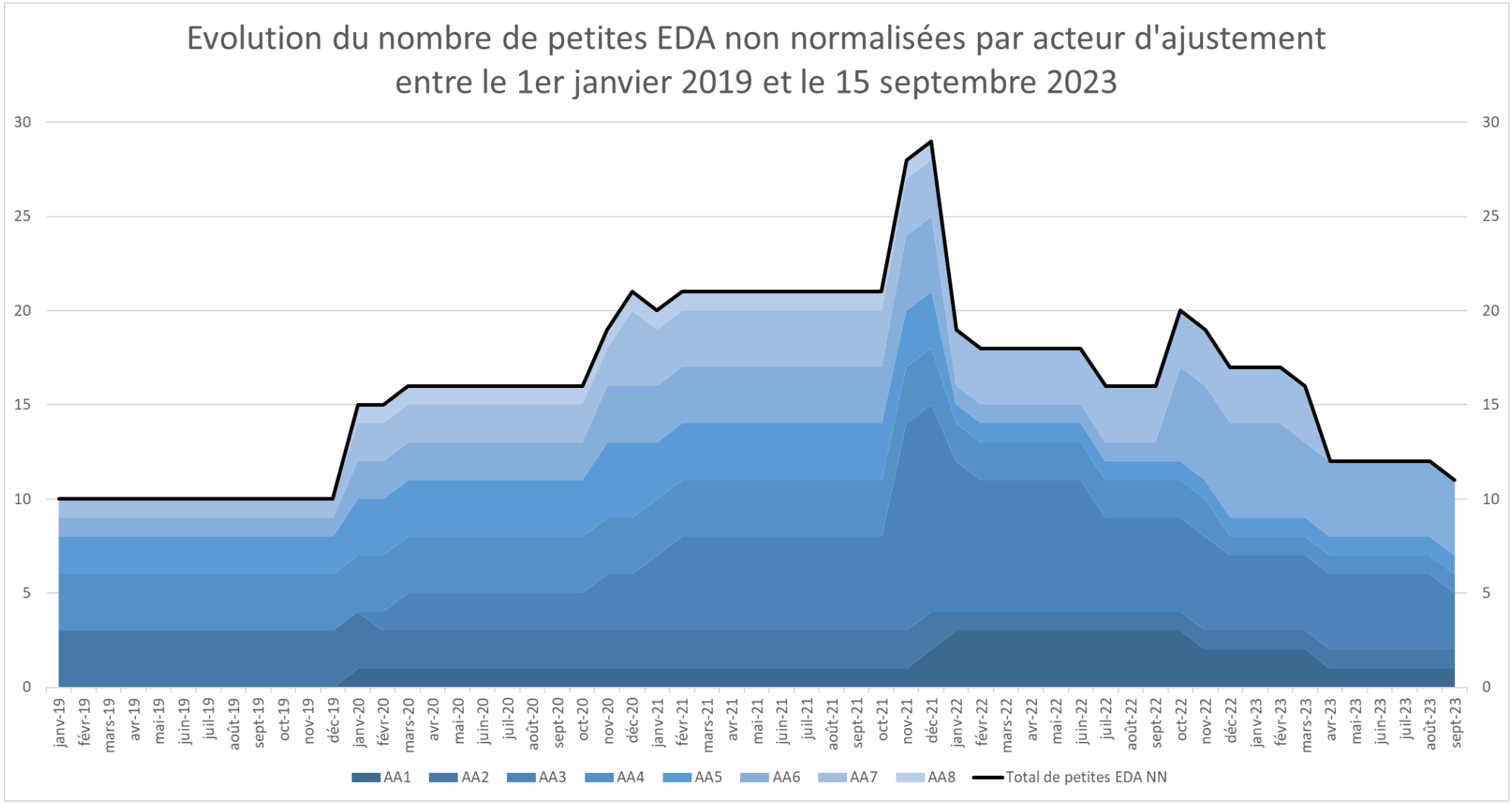
Contexte et cadre réglementaire

	Petites EDA normalisées	Petites EDA non normalisées
Offre	Offres à la hausse et à la baisse	Offre à la hausse
Nombre	Limitées à trois EDA par acteur par jour	Pas de limite sur le nombre de petites EDA mais uniquement en explicite
Ordre d'activation	via l'application TAO	via mail avec alerte SMS
Référentiel	Pas de tag dans GIPSE	Tag dédié dans GIPSE
DMO	≤ 30 min	Multiple de 30 min
DOmin	≤ 60 min	Multiple de 30 min et ≥ 30 min
DMO + Domin	-	≤ 180 min
Autres modalités	• EDA compatibles avec TERRE, sans obligation d'offrir le volume en standard et en spécifique • Ouvert aux sites de stockage stationnaire	• EDA non compatibles avec TERRE • Applicable à une EDA pour une période 7 ans (à compter de sa création, cadre mis en place au 1er janvier 2019)

RTE a proposé des évolutions dans le projet de règles MA-RE v10, toutes approuvées par la CRE dans la délibération n°2022-71 :

- Prolongation du cadre dérogatoire des petites EDA non normalisées à 7 ans (jusqu'au 1er janvier 2026)
- Autorisation des offres à la baisse pour les petites EDA normalisées
- Ouverture des petites EDA normalisées aux sites de stockage stationnaires
- Suppression de la limite de 100 MW d'activations des petites EDA non normalisées
  - ➢ coquille résiduelle dans les règles en vigueur qui sera supprimée dans le projet de règles MA v11
- Augmentation de deux à trois petites EDA normalisées par acteur et par jour

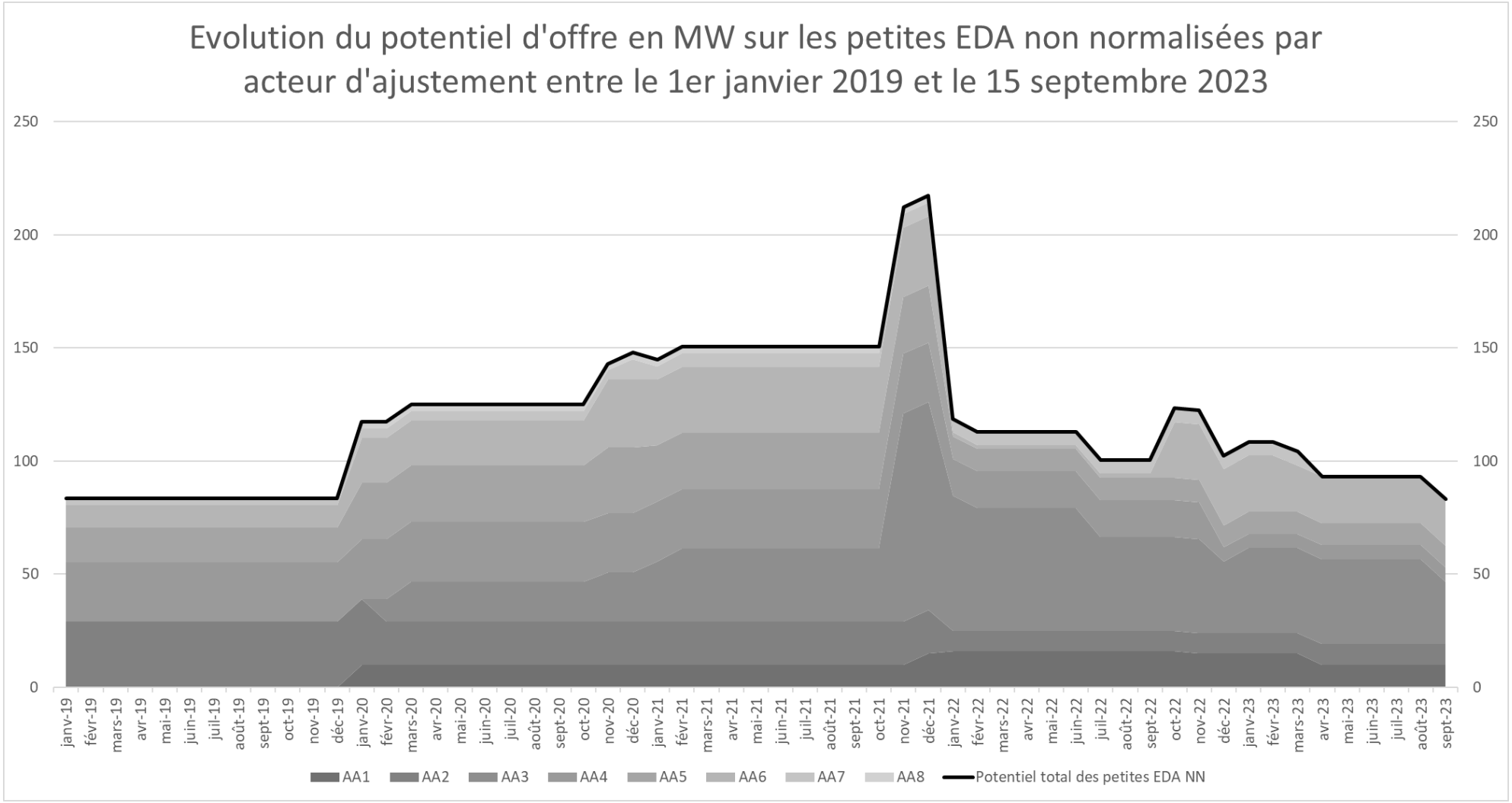
Evolution du nombre des petites EDA non normalisées



Septembre 2023 :
6 acteurs
11 EDA

Données RTE issues du référentiel marché GIPSE

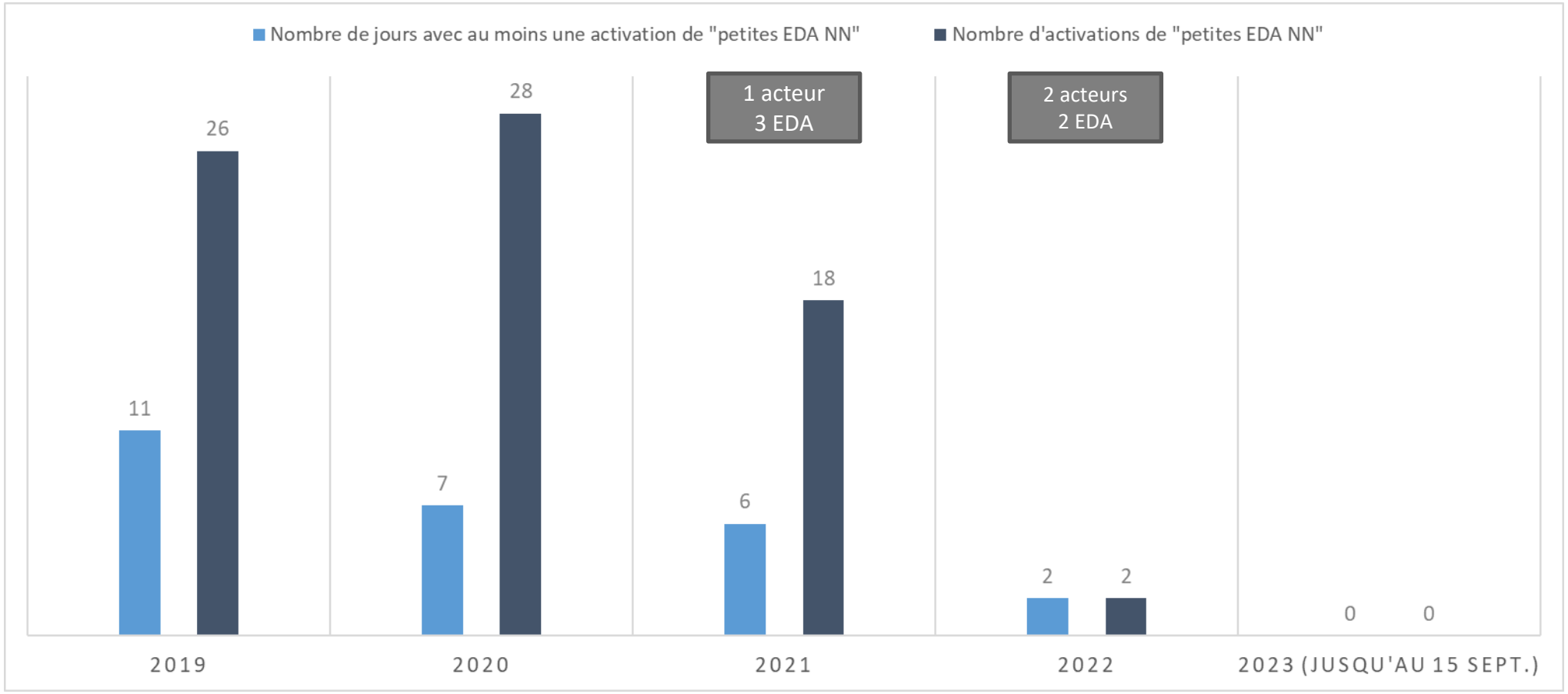
Evolution de la puissance potentielle des petites EDA non normalisées



Septembre 2023 :
11 EDA
83 MW

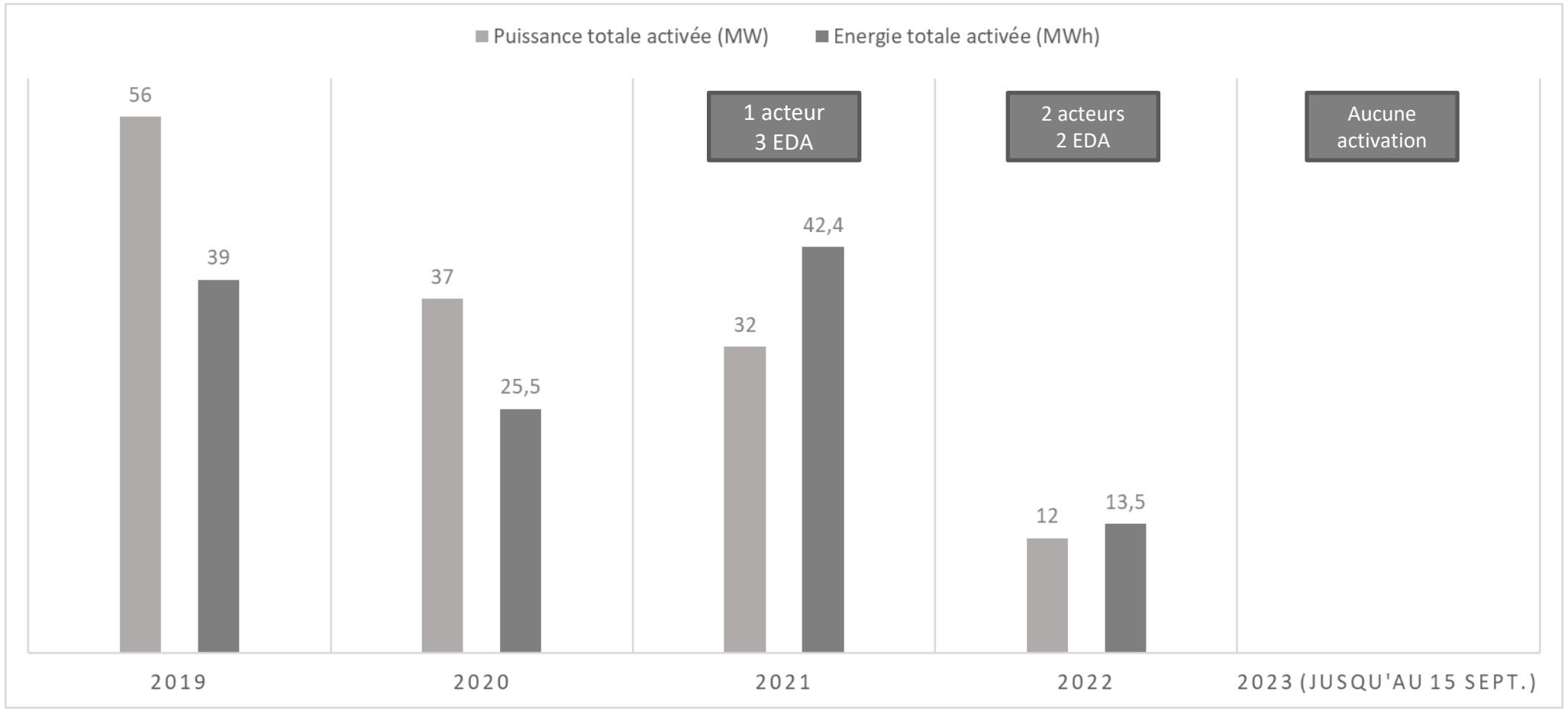
Données RTE issues du référentiel marché GIPSE (avec un cap de 10MW par support d'offre)

Evolution du nombre d’activations sur les petites EDA non normalisées



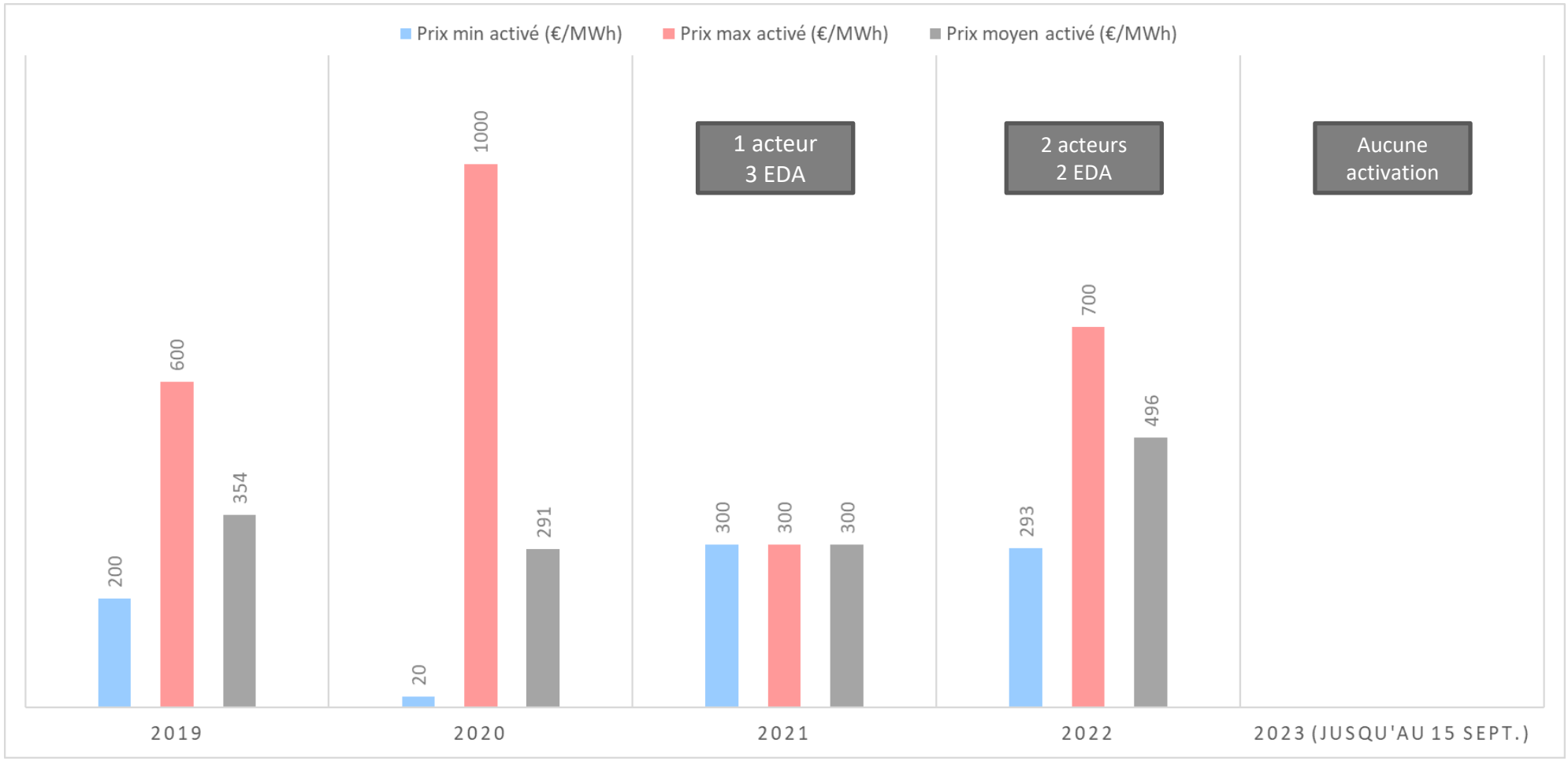
Analyse réalisées à partir des données du référentiel et du back-office de RTE

Evolution des puissances et énergies activées sur les petites EDA NN



Analyse réalisées à partir des données du référentiel et du back-office de RTE

Evolution des prix des activations des petites EDA NN



Analyse réalisées à partir des données du référentiel et du back-office de RTE

Enjeux et objectifs de l'évolution sur le seuil des offres d'ajustement



Enjeux

- Pérennité d'un cadre réglementaire
- Développement de nouvelles flexibilités dans le mix électrique
- Participation de nouvelles flexibilités au MA compatibles avec la fenêtre opérationnelle d'aujourd'hui et de demain
- Capacité de RTE à activer des petites offres sur un mécanisme dont le rythme va quadrupler
- Adéquation entre d'une part les contraintes et la taille des produits d'ajustement et d'autre part l'accélération de l'équilibrage manuel
- Evolutivité des outils d'équilibrage

Objectifs



- Fournir de la visibilité aux acteurs d'ajustement
- Intégrer les offres entre 1 et 10 MW au processus d'équilibrage nominal qui sera rythmé par des cycles de 15 minutes
- Supprimer la limite pesant sur les petites offres normalisées inférieures à 10 MW
- Être en capacité de pouvoir abaisser davantage le seuil si la réglementation l'exige
- Permettre une participation nominale à des petits moyens dont le DOmin est trop long pour participer à la plateforme MARI
- Centraliser la gestion quotidienne des offres d'ajustement
- Travailler sur les possibilités d'agrégat

Proposition d'évolution sur les offres inférieures à 10MW

	Offre < 10MW normalisées	Offre < 10MW non normalisées
Offre	Offres à la hausse / baisse et explicite	Offre à la hausse et **explicite**
Nombre	**Plus de limitation !**	-
DMO	**≤ 30 min**	**Multiple de 15 min**
DOmin	**≤ 30 min**	**Multiple de 15 min**
DMO + Domin	-	≤ 180 min
Validité	Tous les jours	**Uniquement les jours signalés (Ecowatt rouge)**
Autres modalités	-	Disposition transitoire

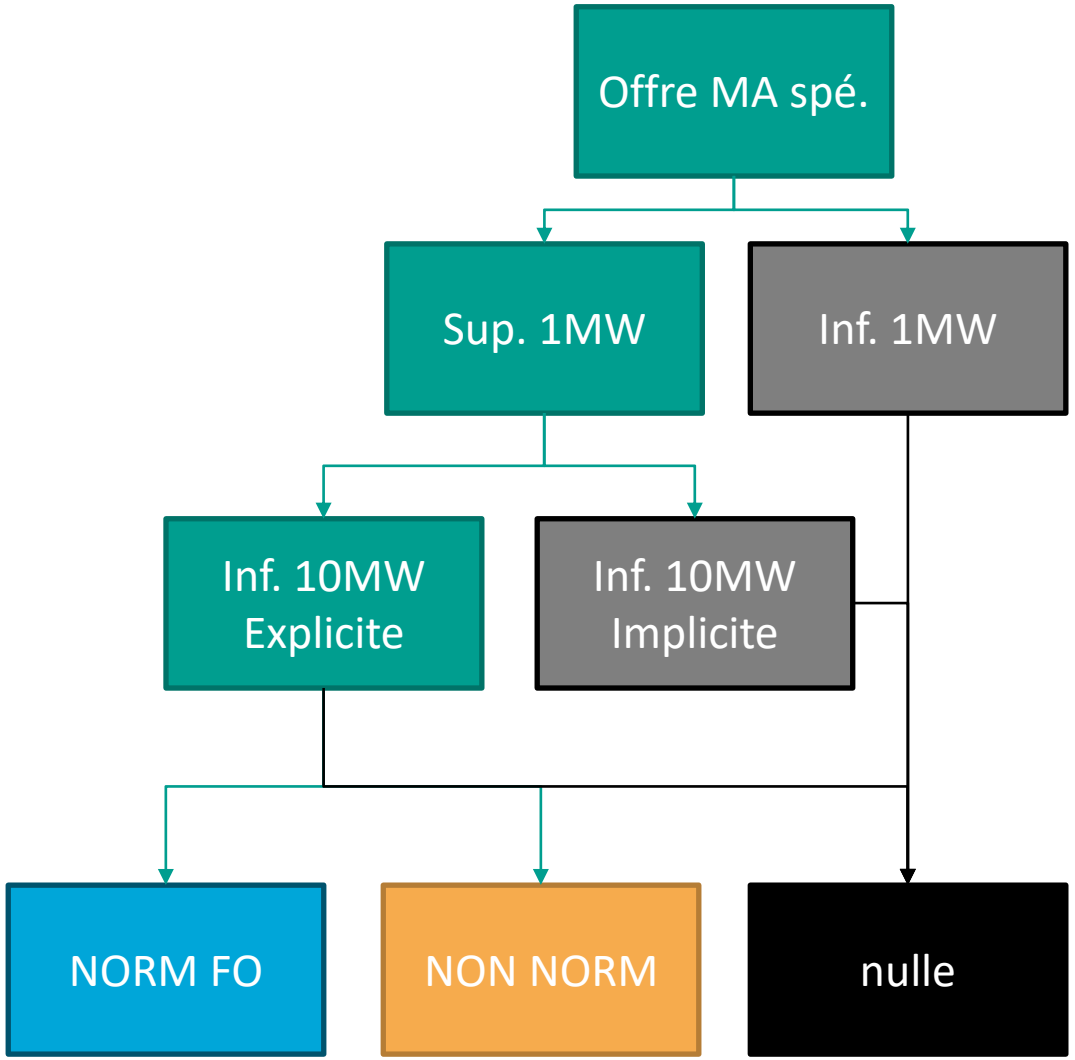
De plus, cette évolution sera en lien avec la capacité de formuler des offres explicites avec des EDA composées d'EDP (cf. date I des règles MA-RE en vigueur). La mise en œuvre de cette évolution relative aux offres inférieures à 10 MW est envisagée pour l'hiver 2025-2026.

Proposition d'évolution sur les offres inférieures à 10MW

Avant la date de bascule, la puissance offerte à la hausse ou à la baisse doit être un entier supérieur ou égal à 10 MW. Dans le cas contraire, l'offre est considérée comme nulle.

Après la date bascule, la puissance offerte à la hausse ou à la baisse doit être un entier supérieur ou égal à 1 MW. Dans le cas contraire, l'offre est considérée comme nulle.

- Dans le cas, où cette puissance reste inférieure à 10 MW :
  - l'offre doit être explicite sinon elle est considérée comme nulle ; et
  - l'offre doit répondre à des exigences de normalisation.
    - Si ce n'est pas le cas, elle doit répondre aux critères qui définissent une offre inférieure à 10 MW non normalisée, et ne sera valide que les jours signalés. Autrement, l'offre est considérée comme nulle.



4 Suppression de l’article relatif à la volatilité et la veille des prix

Suppression de l'article relatif à la volatilité et la veille des prix

Article 4.10 – Transparence

Article 4.10.1.6 - Volatilité et veille sur les prix

La CAM analyse régulièrement les Chroniques de prix et définit des seuils dont le franchissement sera repéré par RTE qui en informera le CURTE afin qu'une analyse conjointe soit menée. A l'issue de cette phase, les seuils seront réévalués.

Le franchissement de seuil est suivi par Pas de Règlement des Ecarts:

- pour les Offres d'énergie d'équilibrage Activées pour Motif Equilibre P = C, on vérifiera le Prix Moyen Pondéré à la Hausse (respectivement à la Baisse) par rapport au seuil à la hausse (respectivement à la Baisse) fixé ;
- pour les Offres Activées au Motif d'une Congestion, on vérifiera le prix maximal par rapport au seuil fixé.

- Article antérieure à la v6.1 des règles MA-RE entrées en vigueur au 1er juillet 2013
- Article antérieure à la mise en œuvre de la surveillance relative au règlement REMIT
- Processus de suivi qui s'intègre plus globalement dans les activités de surveillance en lien avec les marchés de l'électricité

RTE propose de supprimer cet article des règles MA



Le réseau de transport d'électricité

Merci

Copyright RTE – 2023. 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)