Le réseau de transport d'électricité

GT - Evolution des règles PROG et MA

10 avril 2025

Accessibilité : Participants du GT PROG-MA

Version provisoire

Copyright RTE – 2025. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

Ordre du Jour

PARTIE A : Actualités

1. **Calendrier** indicatif de la concertation
2. **Evolutions SI MA PROG** – calendrier, sondage et atelier technique
3. **MARI** – guides d'implémentation
4. **GCT 30'** – position de RTE

PARTIE B : Concertation de la V2

1. **Clés de répartition** – publication à la maille site des volumes réalisés
2. **Loi DDADUE 2** – seuil d'obligation de participation au MA
3. **DMO** – Définition et impacts sur la traçabilité
4. **Date PR_3 (renvoi du PM spécifique)** – précisions et calendrier indicatif de mise en œuvre
5. **Programmation** – indicateurs de qualité

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 Calendrier indicatif de la concertation

Historique de la concertation PROG-MA

Passées

GT du 21/03/24
- Présentation cycle de concertation
- Déconnexion de TERRE au S2 2025
- ISP 15' : modalités de bascule du pas de programmation
- Projet de refonte des fichiers : objectifs et planning prévisionnel
- Plages de prix 15' : scénarios envisagés

GT du 16/05/24
- Notification de la date MA20 (projet ISP 15')
- Contractualisation de la mFRR à la baisse : sondage
- Retours sur l'appel à contributions MARI
- Refonte des fichiers : principes généraux du futur format des offres d'ajustement
- Ajustements en quintuplet et nouveau code de dialogue

GT du 27/06/24
- Déclaration des liens sites-EDP
- 96G : principes généraux et planning prévisionnel de la période de bascule
- Refonte des fichiers : retour sur le scénario tout explicite
- Etat des lieux des EnR sur le MA

AT du 16/09/24 (MARI)
- Rappels sur la plateforme MARI
- Interfaçage avec la nouvelle application TOTEM
- Structure d'un fichier d'offres standards de mFRR
- Données exposées aux acteurs d'ajustement

GT du 26/09/24
- Initialisation des codes EDP pour PR14/MA14
- Organisation de bilatérales pour préparer MA7
- Présentation AàC refonte des fichiers
- Indicateurs de qualité de programmation
- Clarification de la notion de DMO

AT du 07/11/24
- Bascule au pas 15' des chroniques des CUO (MA13)
- Changement de nomenclature des noms de fichiers
- Gestion des redéclarations à 96 guichets (PR4 et MA4)
- Acceptation partielle de fichiers dans TOPASE
- Redéclaration de fichiers CT_CE vides

GT du 28/11/24
- Décalage de la date PR14/MA14
- Suivi de qualification MARI
- Retour sur l'AàC refonte des fichiers
- Planning d'évolutions SI 2025

GT du 30/01/25
- Suivi de qualification MARI
- Correction article 2.N

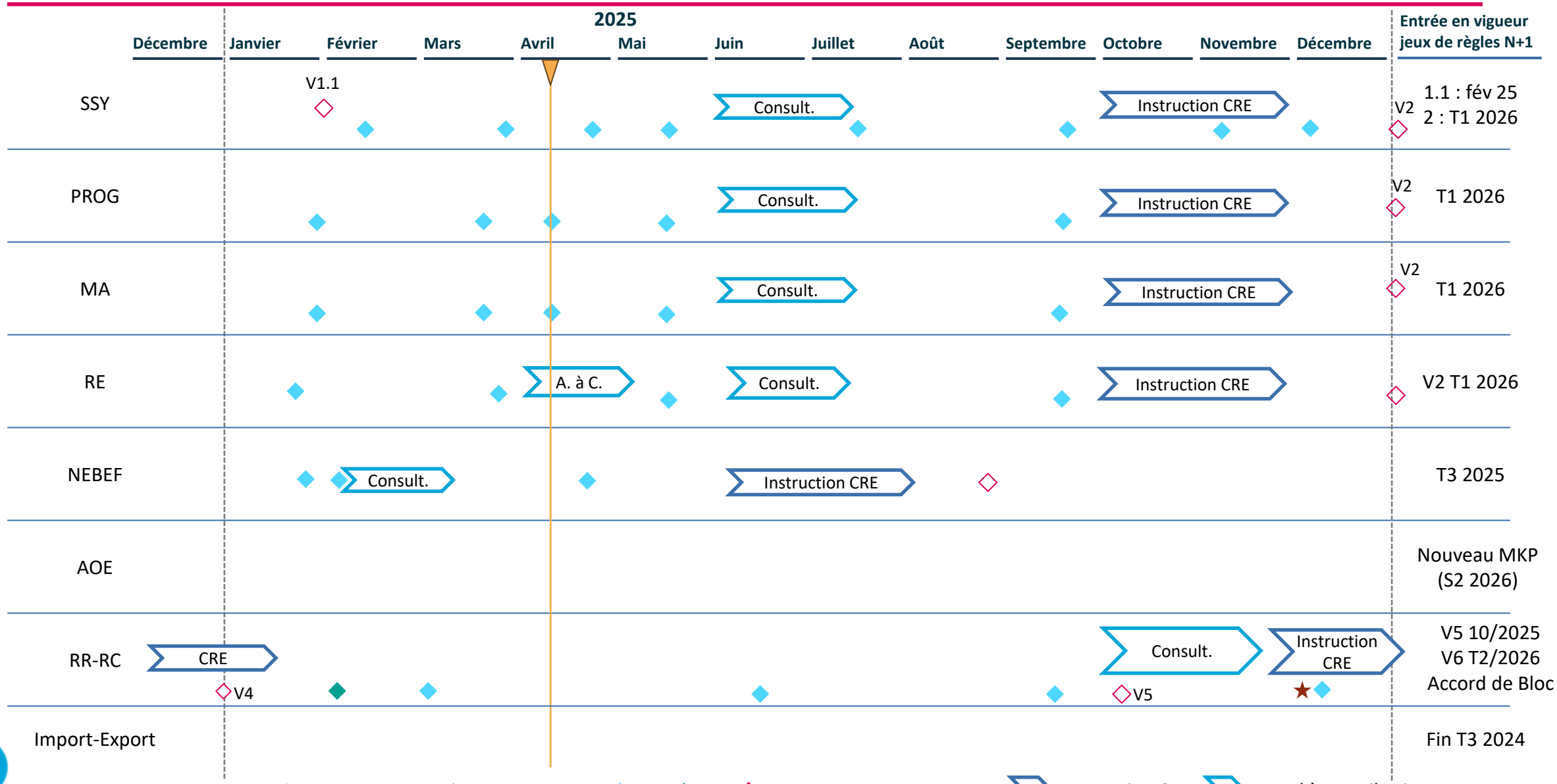
GT du 10/04/25
- Clés de répartition maille site
- MARI – suivi de qualification
- MARI – plage de contrôle
- MARI – interaction entre les offres std et spé
- CRMA – neutralisation des écarts de programmation
- Petites offres – précisions dates MA_{20}

A venir

GT du 15/05/25
- Heure : de 14h à 17h

GT du 11/09/25
- Heure : de 9h30 à 12h

Calendrier des règles et AO



2 Evolutions SI MA PROG

Modalités techniques

Guides d'implémentation

- Les versions draft des guides TOPASE v2 et TAO v1.7 ont été publiés fin février pour le passage à 96G et l'envoi d'ordre d'ajustement 5D
- Une nouvelle version des guides sera envoyée en mai pour les évolutions de début 2026

Tests acteurs et participation à la phase transitoire



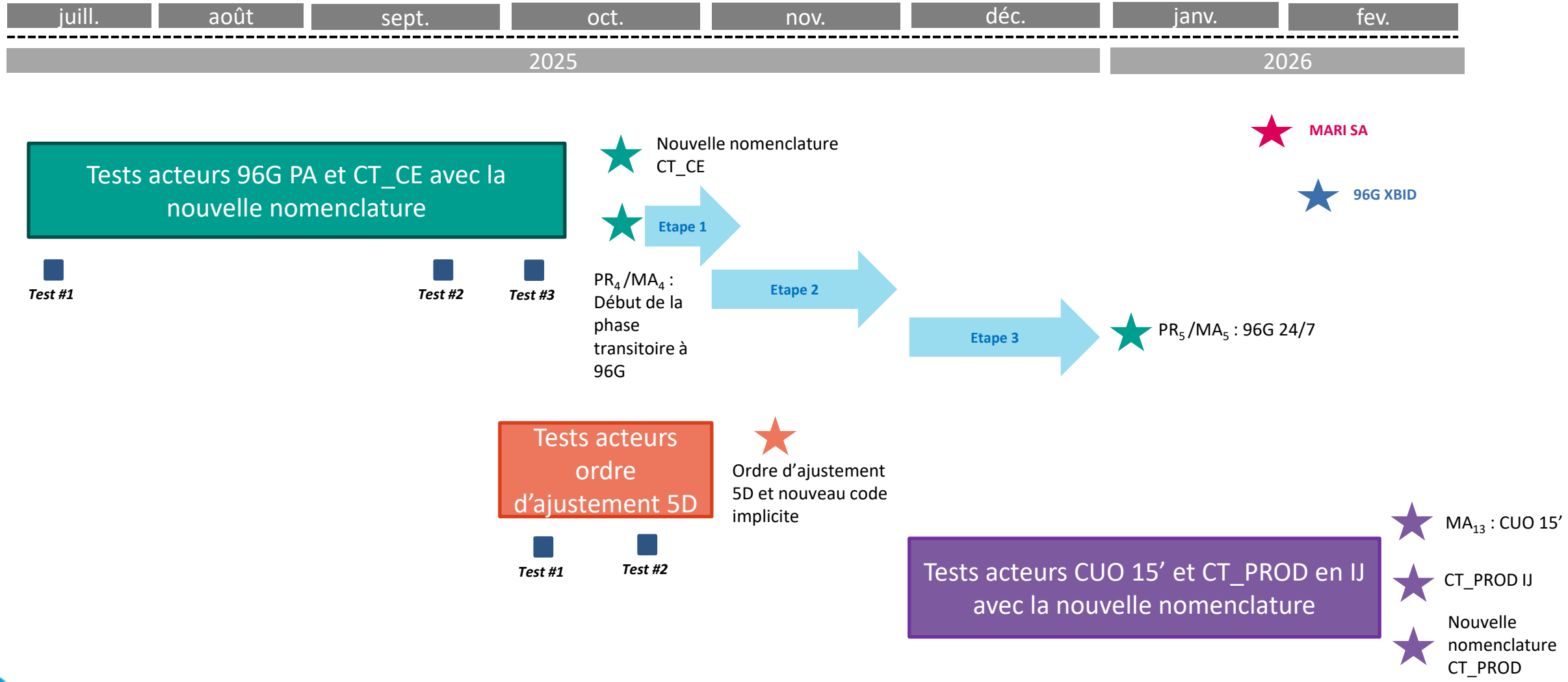
La réponse au sondage est attendue pour aujourd'hui !

- Réponses au sondage :
  - Pour les RP (PR_4): 3 sessions début juillet, mi-septembre et début octobre pour tester une journée type de la phase transitoire (guichets 15' et 60'). **A noter que pour les RP ne souhaitant pas participer à la phase transitoire, RTE continuera de faire des contrôles horaires entre PR_4 et PR_5** (i.e. pas d'obligation pour les RP de déposer les PA après la 45^{ième} minute de l'heure sur les périodes à guichets quart d'heure). **La liste des RP participants sera validée à l'issue des tests et pourra être mise à jour pendant la phase transitoire si besoin.**
  - Pour les AA (MA_4): 2 sessions fin septembre et début octobre pour tester l'envoi des fichiers CT _CE avec la nouvelle nomenclature
  - Pour les RO (Ordre 5D): 2 sessions en octobre pour tester la réception d'ordre d'ajustement en 5D

Prochaines étapes

- Date PR_4 /MA_4 : 2 mois ; Date PR_5 /MA_5 : 1 mois ; Changements de configurations lors des différentes étapes: 2 jours
- **Les dates exactes pour PR_4 /MA_4 et ordre 5D dépendront des résultats des tests acteurs, quel délai nécessaire entre la validation des tests et la mise en service ? 2 semaines ? 1 mois ?**
- **Un atelier technique sera planifié le 19 juin** pour préparer les sessions de tests et présenter les évolutions sur les CT PROD en IJ et les CUO au pas 15'

Planning prévisionnel des évolutions SI



3 MARI – Guides d’implémentation

Diffusion des GI et préparation des tests acteurs

Guides d'implémentation

- Les premiers drafts des GI TOTEM et TAO seront publiés courant avril sur le Portail Services dans la rubrique « Documentation de référence » de la page : Participer au mécanisme d'ajustement - RTE Portail Services
- A noter que les principales informations techniques ont déjà été présentées lors des deux AT précédents :
  - AT du 16/09 : AT MARI (ad hoc TOTEM) | concerte.fr
  - AT du 30/10 : AT MARI | concerte.fr

Organisation des tests acteurs

- Les tests acteurs peuvent être planifiés dès à présent. Pour l'organisation, contactez Vincent (vincent.le@rte-france.com) et Malick (malick.tine@rte-france.com) pour l'organisation en mettant votre CRC en copie.
- Trois grandes fonctionnalités à tester sont identifiées :
  1. Dépôt des offres standards dans TOTEM
  2. Acceptation d'ordres standards issus de TAO
  3. Envoi du PM standard Acteur à TAO

Ateliers techniques

- Un AT reste à planifier pour discuter de la mise à jour des API BIG Back Office Balancing, API Balancing Energy et API Balancing Capacity
- Existe-il d'autres besoins côté AA ?

4 GCT 30’ – position de RTE

1 Contexte règlementaire

Contexte – Réforme du « market design » et GCT 30 min

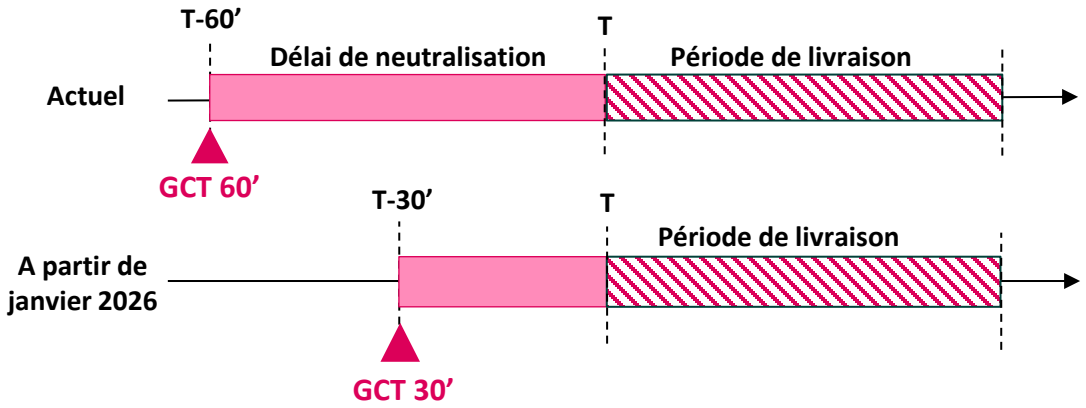
De nouvelles réglementations européennes…

L'adoption du Règlement (UE) 2024/1747 et de la Directive (UE) 2024/1711 a permis la modification des textes de droit européen et constitue **une étape majeure dans la réforme du Market Design Européen.** Ces textes permettent entre autres de :

- Favoriser **l'intégration des flexibilités** au marché et leur utilisation par les GRTs
  Adapter les mécanismes de marché (dont le mécanisme de capacité)
- Renforcer l'encadrement des mesures de soutien aux **investissements dans la production décarbonée**
- Prévoir de nouvelles exigences en matière de **raccordement au réseau** et d'**investissements** dans le réseau
- **Accroître la liquidité** sur les marchés de gros de long terme
  Améliorer le fonctionnement des marchés de court terme, et faire baisser les prix de l'électricité pour le consommateur final

… dont l'impact est important sur les activités de RTE

- Ainsi à partir du 1er janvier 2026, l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones devient **30 minutes** avant le temps réel contre **60 minutes** aujourd'hui.
- Les programmes aux frontières seront donc figés 30 minutes avant le temps réel ce qui contraint à figer les programmes de production a minima 30 minutes avant le temps réel également.



Contexte – Dérogation

L'autorité de régulation concernée peut, à la demande du gestionnaire de réseau de transport, accorder une dérogation à l'exigence énoncée au paragraphe 1 :

1 Jusqu'au 1er janvier 2029 en incluant

Une analyse d'impact

Qui démontre l'incidence négative d'une telle mesure :
- sur la sécurité de l'approvisionnement dans le système électrique national
- sur l'efficacité au regard des coûts, y compris en ce qui concerne les plateformes d'équilibrage existantes
- sur l'intégration des énergies renouvelables et sur les émissions de gaz à effet de serre

Un plan d'action

Qui permet de raccourcir l'heure de fermeture du guichet infra journalier entre zones à **30 minutes avant le temps réel**, au plus tard le 1er janvier 2029.

2 Supplémentaire de 2 ans et demi

Demande supplémentaire

Dans ce cas, le gestionnaire de réseau de transport concerné doit soumettre la demande à l'autorité de régulation concernée, au REGRT pour l'électricité (ENTSOE) et à l'ACER au plus tard le 30 juin 2028

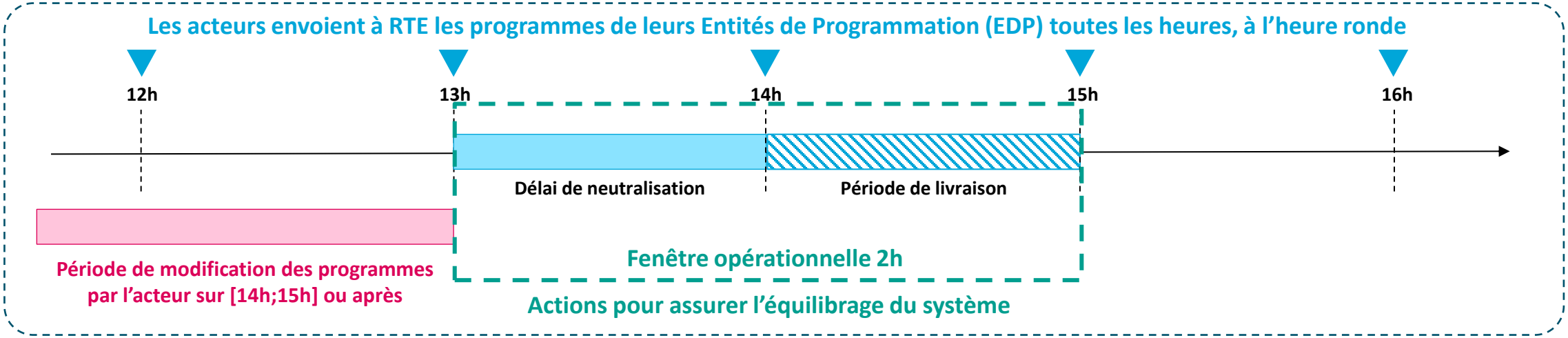
- RTE mène depuis plusieurs années des projets visant à adapter ses processus, ses outils et à créer un cadre pour faire **émerger un gisement compatible** avec une fenêtre opérationnelle réduite tout en **favorisant la participation des énergies renouvelables et en garantissant la sûreté du système**.
- Les **adaptations nécessaires au système** français sont telles que RTE **nécessite un délai** pour raccourcir l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones **à 30 minutes** avant le temps réel.

Ainsi, c'est sur le fondement de l'article 8.1 du Règlement (UE) 2024/1747, que RTE soumet une **demande de dérogation à la CRE** pour une durée de 3 ans.

Cette demande présentera:
- **les risques pour la sureté du système** et **les impacts économiques négatifs** d'une mise en œuvre de la réduction de la fenêtre opérationnelle sans adaptations préalables majeures du système français.
- les axes de travail et **la feuille de route pilotée par RTE en concertation avec la CRE et les acteurs concernés permettant de réaliser les adaptations nécessaires pour janvier 2029.**

2 Etude d’impact

Modèle historique de RTE : Une approche centralisée et proactive



1 Un équilibrage orienté sur les réserves manuelles

L'équilibrage proactif implique un **recours accru aux leviers manuels** par rapport aux leviers automatiques. Étant donné que les leviers manuels nécessitent **des délais de préavis et des durées d'utilisation plus longs** que les leviers automatiques, la **fenêtre opérationnelle de RTE doit être suffisamment étendue** pour en permettre l'usage.

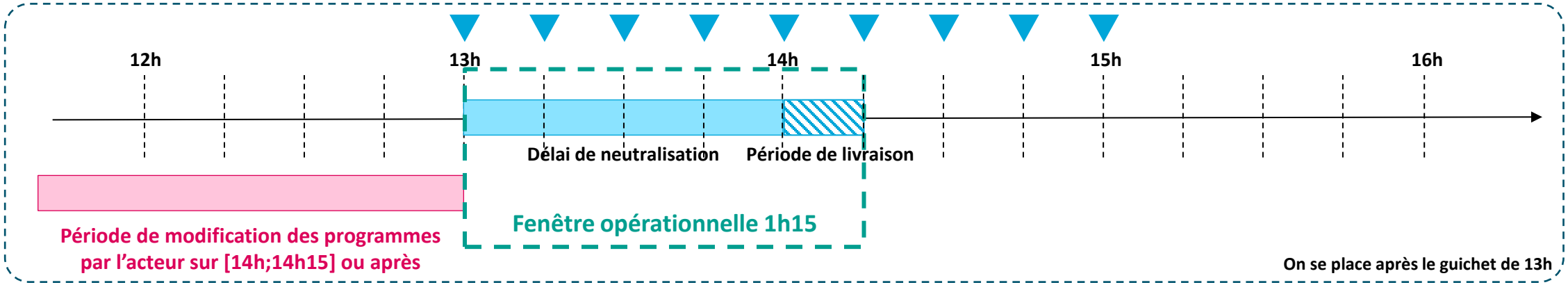
2 Optimisation court terme du système électrique

Une **articulation fine entre la gestion de l'équilibrage et des flux** sur le réseau permet une gestion court-terme optimisée du système électrique en réduisant notamment les limitations préventives nécessaires au maintien des marges d'exploitation indispensables pour la gestion des flux sur le réseau.

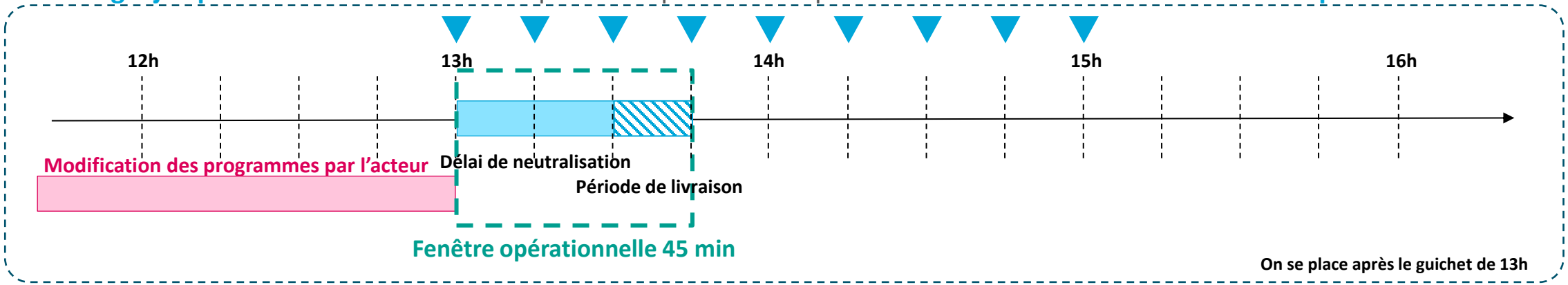
Les évolutions du système électrique et des réglementations européennes qui, **avec la montée en puissance des énergies renouvelables dans le mix énergétique accordent plus de place aux acteurs de marché**, viennent impacter les pratiques historiques de l'équilibrage en France.

En accord avec les nouvelles règlementations et au développement des marchés, RTE a réduit progressivement sa fenêtre opérationnelle

- Début 2026, il y aura **96 guichets de programmation** ce qui réduira la **fenêtre opérationnelle de RTE à 1h15**



- Avec la réduction de l'heure de fermeture du guichet IJ entre zones, les acteurs de marché sont autorisés à échanger de **l'énergie jusqu'à 30 minutes** avant le temps réel au plus tard ce qui vient de **nouveau modifier la fenêtre opérationnelle**



Réduction de la fenêtre opérationnelle : des impacts sur la sûreté et les coûts pour l'équilibrage

Incertitude sur les déséquilibres résiduels en amont de la Fenêtre Opérationnelle

- RTE priorise l'adaptation à un **cadencement des marchés toutes les 15 min** avec de nouveaux outils, de nouveaux processus qu'il sera nécessaire de consolider.
- Une réduction du délai de neutralisation entraîne une **réduction du temps pour analyser** l'état du système et pour **agir**. RTE doit ainsi faire évoluer ses modèles de prévision et d'analyse EOD et réseau afin d'intégrer un temps de décision et d'action réduit.
- En parallèle, il demeure une incertitude sur **la capacité des RE à profiter de ces 30 min** supplémentaires pour s'équilibrer et avoir ainsi un déséquilibre en entrée de Fenêtre Opérationnelle effectivement réellement réduit.



La réduction du délai de neutralisation et des délais d'actions du GRT doit s'accompagner d'une meilleure anticipation et d'une meilleure gestion des déséquilibres

Faible gisement à mobilisation rapide

- La réduction du délai de neutralisation implique nécessairement une **réduction des leviers disponibles** : l'ensemble des leviers dont le délai de mobilisation est supérieur à 20 minutes ne peuvent plus être utilisés pour l'équilibrage.
- RTE estime une **réduction de 30 à 40 % de l'énergie d'équilibrage disponible** (nucléaire, thermique, hydraulique)
- D'après les retours des acteurs, le gisement disponible au démarrage de notre connexion sera **faible sur MARI** (environ 1GW, incertain)
- L'activation de moyens en dehors de la fenêtre opérationnelle pour **cause marge** doit être limitée (surcoût, action contre-productive…)



La réduction du délai de neutralisation diminue le nombre de leviers activables pour l'équilibrage par RTE et peut entrainer un surcoût.

Réduction de la fenêtre opérationnelle : des impacts sur la sûreté et les coûts pour la gestion des congestions

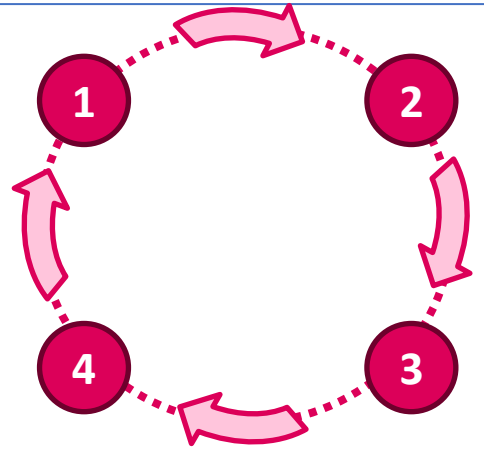
Le principe actuel de **l'adéquation des données prévisionnelles** (échanges / production / prévisions ENR / consommation) avec le **réseau disponible côté RTE** est basé sur le cycle suivant défini par **la doctrine pour l'exploitation du réseau de RTE** :

1. Création de situations prévisionnelles représentatives de la période étudiée mises à jour au fil de l'eau en IJ au besoin jusqu'à 45 minutes avant le temps réel

2. Simulation exhaustive de tous les défauts à surveiller

3. Recherche des parades curatives ou à défaut préventives. Les parades pouvant être **topologiques (sans impact sur le marché**), mais aussi du **redispatching** (ajustement sur le MA) ou du **countertrading** (réduction des échanges).

4. Mise en œuvre de la stratégie déterminée à l'étape précédente si elle implique uniquement des parades curatives. Une stratégie impliquant des actions préventives sera prise en compte dès l'étape 1.



En cas de **fourniture de données dans un délai inférieur à la réalisation de ce cycle d'étude (45 minutes)**, il n'est plus possible de respecter la **doctrine** de RTE garantissant la **maîtrise des risques.**

En l'état actuel, un raccourcissement du délai de neutralisation conduirait RTE à retenir des hypothèses **très conservatives** et à prendre **des actions préventives nécessaires potentiellement couteuses et contre-productives**...

Il est nécessaire d'adapter le modèle actuel basé sur une approche "**best forecast scenario**" pour :

- Mieux **anticiper les contraintes à venir**, en tenant compte des variabilités possibles, ce qui permet de définir les parades nécessaires, y compris la réduction d'échange et la limitation ou l'ajustement des offres sur le MA à temps.
- **Mieux traiter les contraintes** ainsi détectées, ce qui permet de limiter au maximum l'impact sur l'EOD (chercher les parades les plus efficaces, au moindre coût et en cohérence avec l'équilibre EOD à venir).

3 Feuille de route EOD & RSO janvier 2029

Plan d'actions EOD

1 Adapter progressivement la stratégie et le modèle de sureté de RTE

- Consolider les processus
- Adapter son modèle de sûreté et de stratégie de suivi des marges
- Assurer une coexistence efficace des produits standards et spécifiques

2 Développer les gisements compatibles avec une réduction de la fenêtre opérationnelle

- Refondre le processus de contractualisation de la RR/RC
  - Répondre au manque de marge à la baisse
  - Prendre en compte les exigences règlementaires
  - Faire émerger des gisements / orienter les investissements vers des CUOs utiles pour le système qui s'inscrivent dans la réduction de la fenêtre opérationnelle
  - Rendre ces gisements compatibles avec les contraintes d'utilisation sur la plateforme MARI
  - Renforcer la participation des flexibilités EnR et stockage
- Etablir une nouvelle méthode de dimensionnement de la FRR

3 Moderniser le mécanisme d'ajustement et le dispositif de programmation

- Rendre le MA plus évolutif et attractif pour les nouvelles flexibilités
- Fiabiliser la prévision du déséquilibre pour RTE

4 Inciter les RE à être mieux équilibrés en entrée de fenêtre opérationnelle

- Répercuter une partie des coûts de contractualisation des réserves liés aux déséquilibres des RE
- Réinterroger les incitations financières renvoyées par la matrice du prix de règlement des écarts.

Plan d'actions Réseau

1 Améliorer la robustesse et la qualité des études

- Améliorer en qualité (prévision consommation, intégration des données transmises par les producteurs...)/ en contenu (données RTE sur l'état du réseau) / en rapidité (meilleure utilisation des capacités de calcul et automatisation) les capacités d'études
- Adapter les études pour une meilleure prise en compte des incertitudes en passant d'une approche "best forecast scenario" à une approche probabiliste

2 Développer le gisement des parades disponibles dans les études

- Automatiser la mise en œuvre des parades
- Améliorer la coordination des parades en interne RTE (EOD/RSO) et avec les entités en interface avec RTE (ENEDIS aujourd'hui...)

3 Développer les outils nécessaires pour bâtir la stratégie d'exploitation

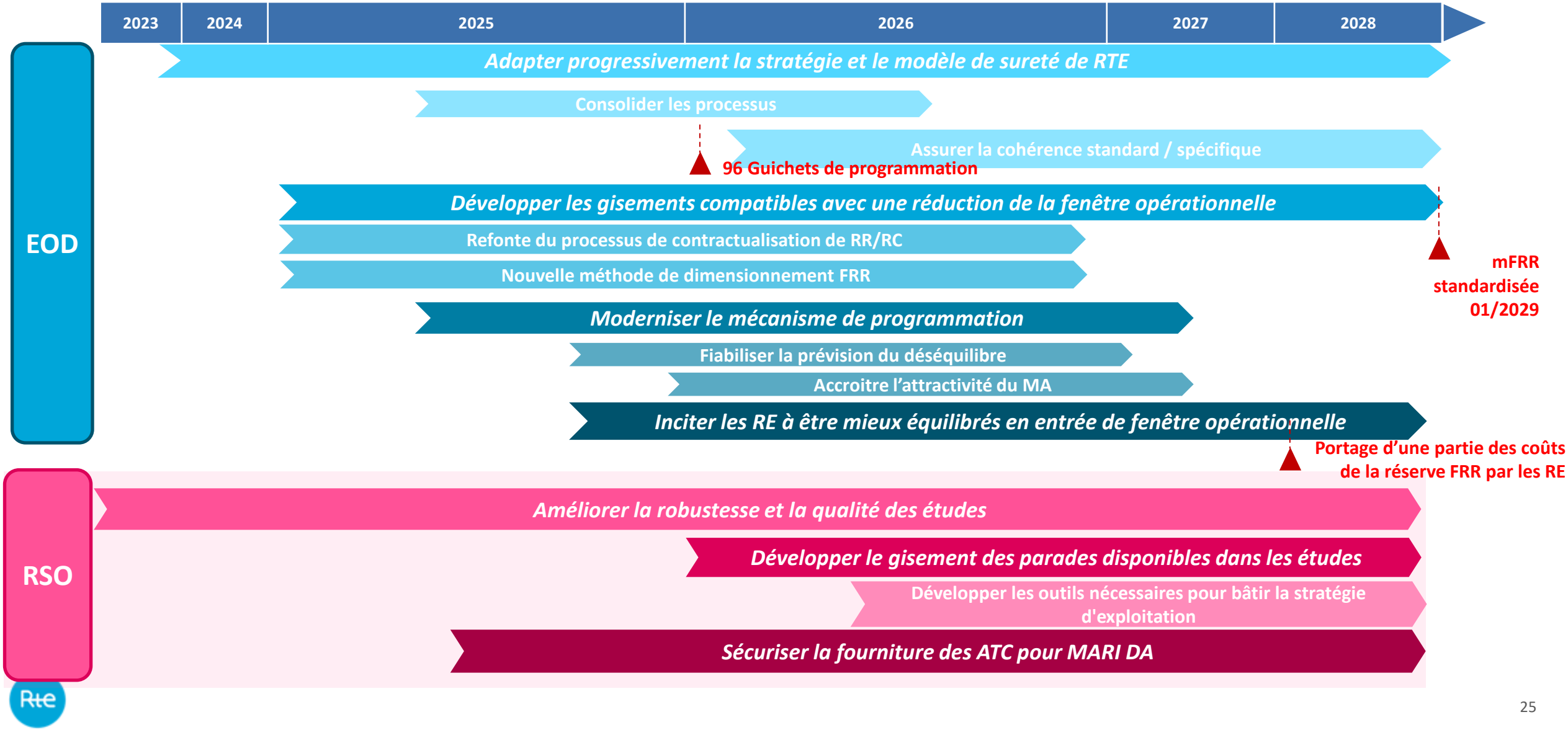
- Définir la stratégie d'exploitation
- Suivre la mise en œuvre des parades

4 Sécuriser la fourniture des ATC en MARI DA

- Sécuriser la fourniture des capacités à la plateforme MARI pour les activations directes

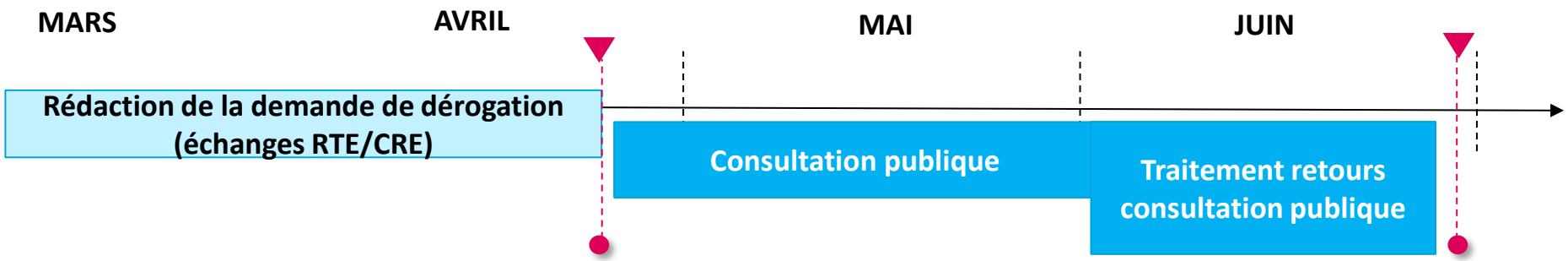
National Européen

Planning


2023
2024
2025
2026
2027
2028
EOD
Adapter progressivement la stratégie et le modèle de sureté de RTE
Consolider les processus
Assurer la cohérence standard / spécifique
96 Guichets de programmation
Développer les gisements compatibles avec une réduction de la fenêtre opérationnelle
Refonte du processus de contractualisation de RR/RC
Nouvelle méthode de dimensionnement FRR
mFRR standardisée 01/2029
Moderniser le mécanisme de programmation
Fiabiliser la prévision du déséquilibre
Accroitre l'attractivité du MA
Inciter les RE à être mieux équilibrés en entrée de fenêtre opérationnelle
Portage d'une partie des coûts de la réserve FRR par les RE
RSO
Améliorer la robustesse et la qualité des études
Développer le gisement des parades disponibles dans les études
Développer les outils nécessaires pour bâtir la stratégie d'exploitation
Sécuriser la fourniture des ATC pour MARI DA

4 Planning demande de dérogation

Planning



Consultation auprès des NEMO et des acteurs concernés

- → **Communication en CFAI**
- → **GT MA-PROG 10/04**
- → **GT RE 19/05**

B PROG-MA v2 et versions ultérieures

1 Clés de répartition par sites des volumes réalisés

Contexte

Dans le contexte de la croissance des sites d'injection EnR et de stockage participants au Mécanisme d'Ajustement, RTE nécessite de pouvoir répartir les données de volume réalisé sur le Mécanisme d'Ajustement à la maille Site et non seulement à la maille Entité. RET anticipe donc de récupérer des clés de répartition à la maille site de la part des acteurs d'ajustement pour:

Besoin réglementaire Loi Finances 2025

La Loi Finances 2025 modifie les contrats d'Obligation d'Achat et de Complément de Rémunération et impose l'insensibilisation de la rémunération des producteurs aux passages d'ordres sur le Mécanisme d'Ajustement. Les volumes réalisés à la maille site seraient calculés et envoyés:

- Aux Acheteurs Obligés pour l'OA
- A EDF OA pour le CR sur le RPT
- Aux GRD pour le CR sur le RPD

Déclinaison à venir dans un arrêté de la DGEC

Nouveau service de publication aux RE

A discuter dans le cadre des discussions du GT RE avant de valider ou non la solution

Modalités de transmission de la clé de répartition - projet

Mode opératoire envisagé:

1. Récupération des clés de répartition

- Envoi de clés de répartition par l'Acteur d'Ajustement comprises entre 0 et 1 pour chacun des sites composant l'EDA ou l'EDR. La somme des clés pour une entité doit faire 1.
- Les clés devront être envoyées au pas 5 min par les Acteurs d'Ajustement
- Il est envisagé de laisser aux Acteurs d'Ajustement jusqu'au **3ème jeudi du M+1*** pour transmettre des clés de répartition de qualité pour le mois M

2. Calcul des volumes réalisés à la maille site par RTE

- $Volume\ réalisé\ (Site\ A) = Volume\ réalisé\ (EDA) * clé\ de\ répartition\ (Site\ A)$
- RTE utilise la clé de répartition transmise par l'AA. A défaut de données, une clé de répartition standard de type 1/N sera appliquée

3. Envoi des volumes réalisés à la maille site aux acteurs concernés par RTE

- Au plus tôt en M+1 - RE (y compris les Acheteurs Obligés pour l'OA)
- Échéance en cours de définition - EDF OA et GRD pour le CR

Pour quelles EDA les Acteurs d'Ajustement devront-ils envoyer des clés de répartition en priorité ?

- **Loi Finances 2025** : toutes les EDA multi-sites constituées de sites EnR sous OA ou en CR
- *Si validé : nouveau service aux RE : toutes les EDA multi-sites injection ou stockage*

**Sous réserve de compatibilité avec l'arrêté de la DGEC*

Retour sur les questions du GT du 20 mars

Questions sur les solutions proposées par RTE:

Construction et envoi des clés de répartition par les acteurs d'ajustements:

- A quelle échéance seriez-vous prêts à partager des clés de répartition?
- De quelle manière pensez-vous construire ces clés?

Qualité des clés de répartition :

- Sujet pris en compte et en cours de réflexion, retour prévu lors du GT du 15 mai

Possibilité d'un calcul du réalisé à la maille site/ Utilisation des programmes à la maille site envoyés aux GRD :

- Option long terme uniquement, ne peut pas répondre au besoin réglementaire de la loi Finances 2025, pas de possibilité de l'intégrer dans la concertation de la V2 des règles
- Toutes les options restent ouvertes dans le cadre de la V3

2 Loi DDADUE 2 – seuil d’obligation de participation au MA

Etat de la participation des EnR au Mécanisme d'Ajustement – Besoin urgent de gisement à la baisse

Cadre législatif et technique actuel :

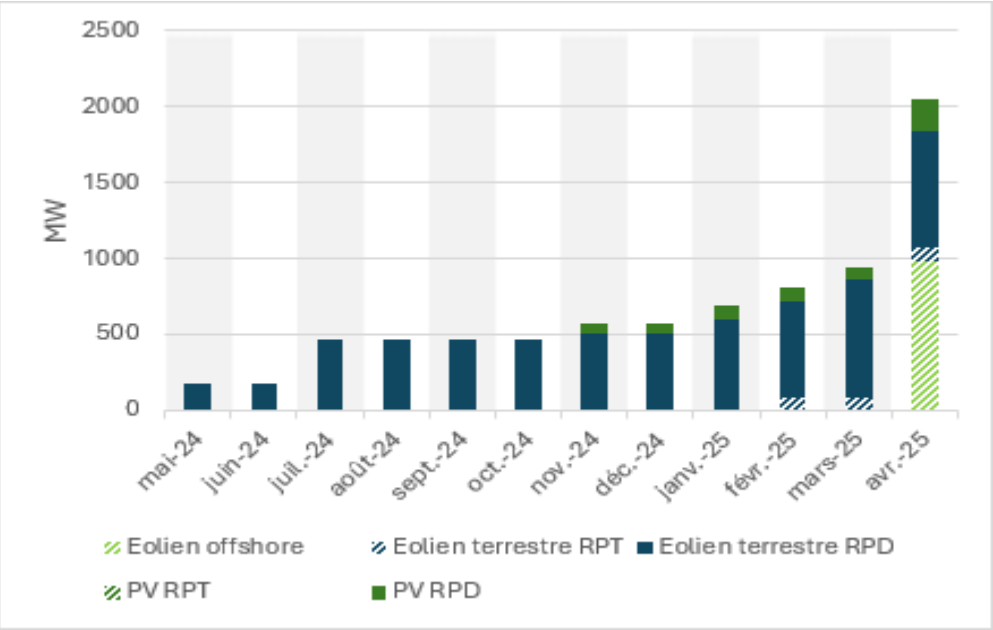
- RTE utilise le Mécanisme d'Ajustement pour équilibrer le système électrique français
- Les règles en vigueur sur le MA imposent de fournir au MA la puissance disponible raccordée au RPT (*article L321-13* du code de l'énergie)
- RTE peut passer des ordres d'urgence pour baisser des EnR hors MA (*articles L321-9* et *L321-10* du code de l'énergie)

Etat du système électrique français:

- La situation est particulièrement contrainte pour l'équilibrage du Système Electrique du fait de l'insuffisance d'offres à la baisse
- Au 1er avril 2025, sur les 42 GW de puissance installée d'EnR en France, environ 2 GW participent au MA. L'évolution est positive avec de nouveaux participants mais insuffisante
- Depuis 2024, RTE doit utiliser des baisses d'urgence de parcs EnR pour la sauvegarde du Système Electrique (5 occurrences en mars, 5 depuis début avril), cela implique une efficacité opérationnelle réduite, pas de préséance économique, une désoptimisation et des risques accrus pour l'exploitation du système

Nécessité de faire évoluer le cadre réglementaire pour augmenter le gisement d'Offres à la baisse sur le MA

Focus sur l'évolution de la Puissance installée offerte au MA pour les filières éolienne et photovoltaïque



- Avec l'augmentation attendue des Puissances Installées de PV et d'éolien, une augmentation des occurrences de besoin de baisse sur le MA est anticipée
- La participation au Mécanisme d'Ajustement est **une possibilité supplémentaire de rémunération** pour les producteurs. L'obligation de participation au MA pourrait devenir une contrainte réglementaire mais **reste avant tout une opportunité**

Evolution du cadre législatif – Projet de loi DDADUE 2

Changement de cadre législatif attendu avec DDADUE 2:

- Le Projet de loi a été adopté le 2 avril à l'Assemblée Nationale et le 3 avril au Sénat (promulgation dans 9 jours)

- *L'article 21* de la version votée par le Sénat est écrit de la manière suivante : Adaptation au droit de l'Union européenne
  *« **La totalité de la puissance techniquement disponible à la hausse et à la baisse, sur chacune des installations de production dont la puissance installée est supérieure ou égale à un seuil, raccordées aux réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité**, est mise à la disposition du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité par les producteurs dans leurs offres sur le mécanisme d'ajustement. **Ce seuil, qui ne peut être inférieur à dix mégawatts** et peut dépendre du type d'énergie utilisée, est fixé selon les règles mentionnées au dernier alinéa de l'article L. 321-10. »*

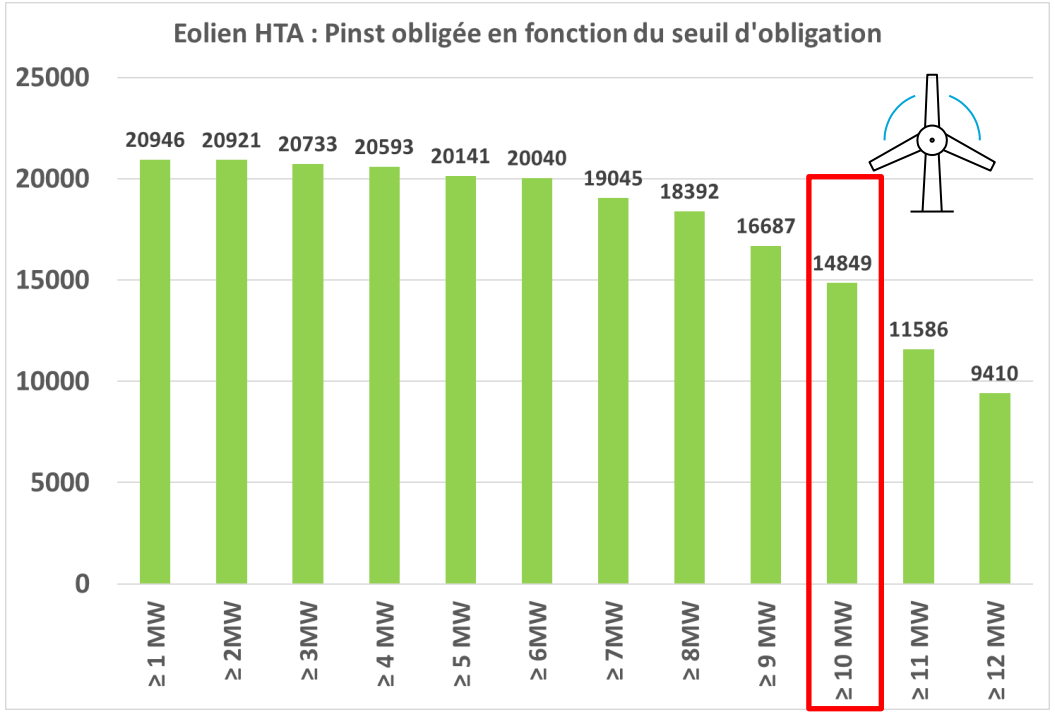
- Suite à l'adoption du projet de loi, **RTE propose un seuil généralisé de 10 MW**, afin de couvrir son besoin en touchant des gisements aussi importants que possible

- RTE pourrait demander ultérieurement une nouvelle évolution du cadre législatif si le plancher actuel de 10 MW introduit dans le Projet de loi s'avérait insuffisant pour l'équilibrage du Système Electrique dans des situations d'exploitation récurrentes (conditions météorologiques, creux de consos…)

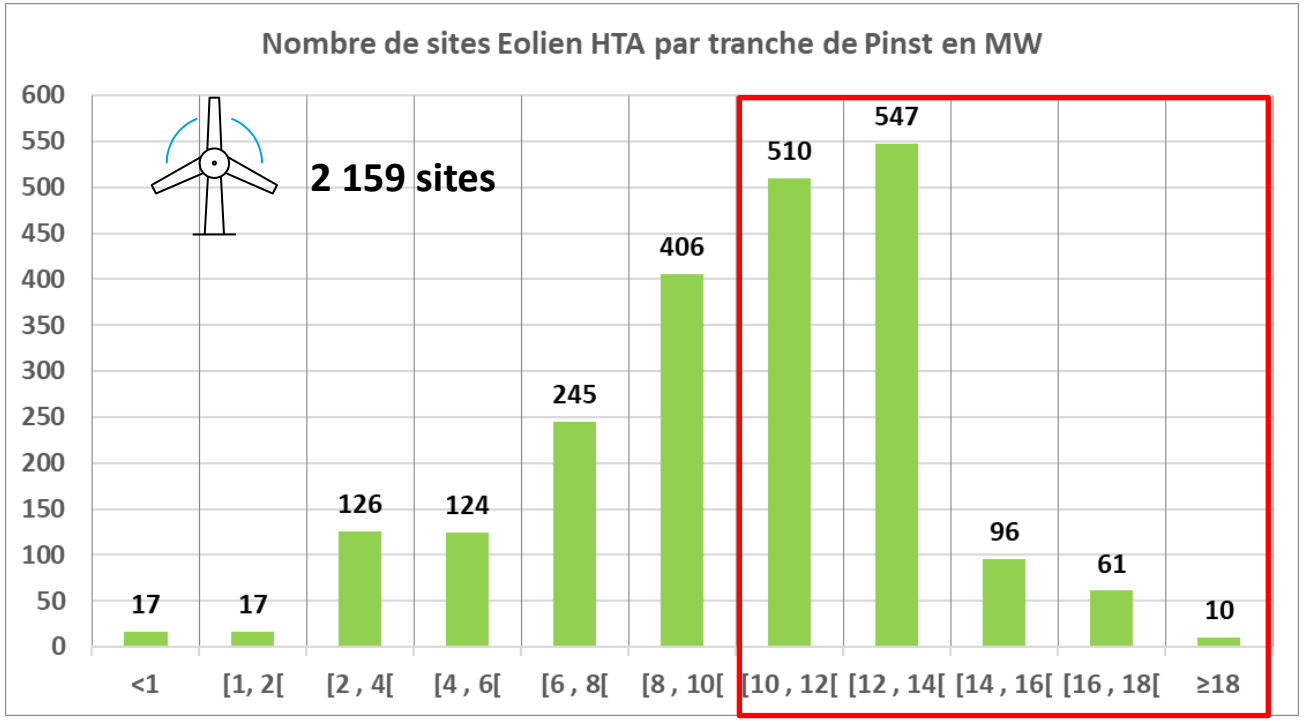
Eolien HTA maille France

Chiffres issus de ODRE (mise à jour du 31/10/2024)

Impact du seuil d'obligation sur la puissance installée offerte à la maille France



Seuil MA	Part de la puissance installée obligée
≥ 10 MW	71 %

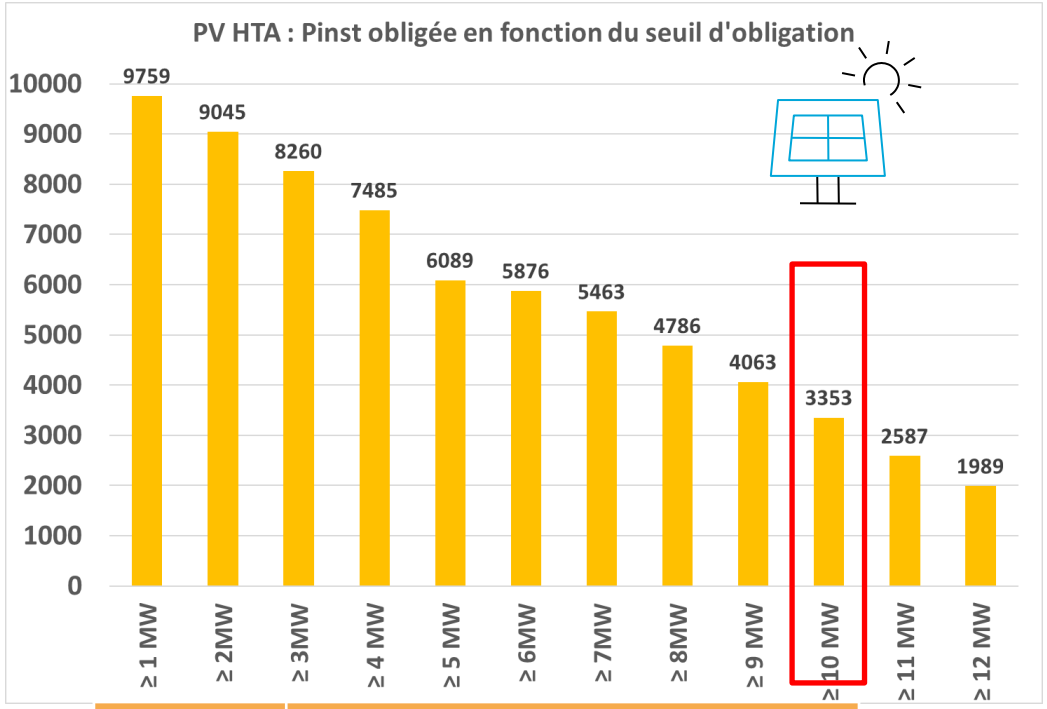


Seuil MA	Nombre de sites obligés
≥ 10 MW	1 224

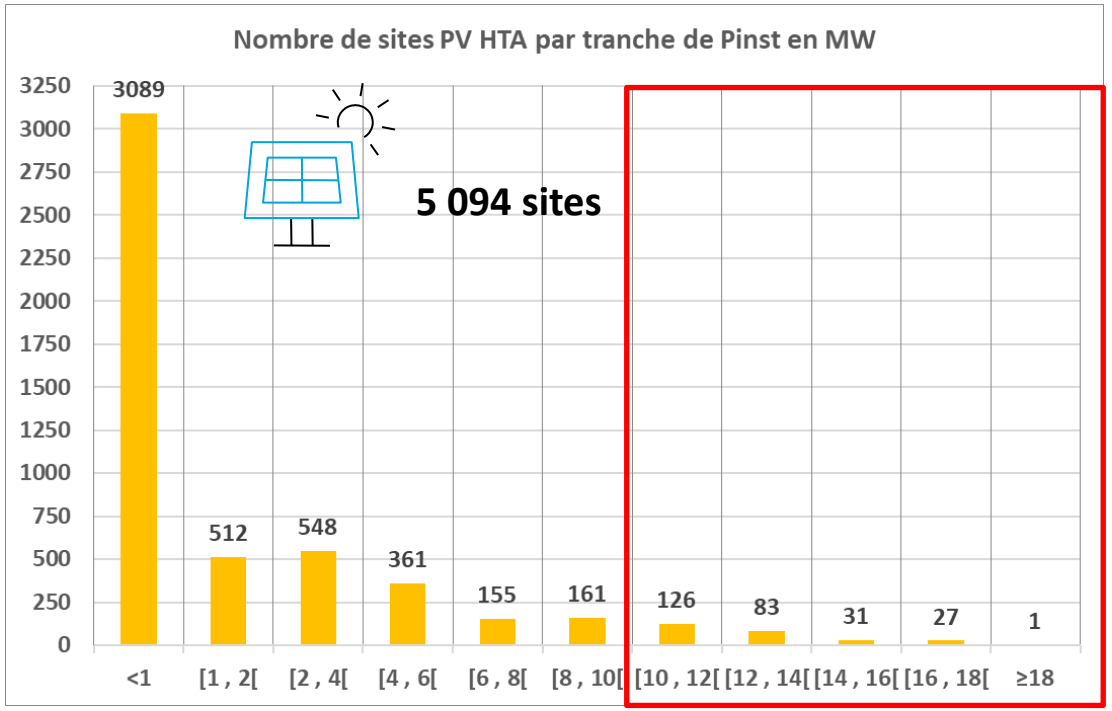
PV HTA maille France

Chiffres issus de ODRE (mise à jour du 31/10/2024)

Impact du seuil d'obligation sur la puissance installée offerte à la maille France



Seuil MA	Part de la puissance installée obligée
≥ 10 MW	32 %



Seuil MA	Nombre de sites obligés
≥ 10 MW	268

Eolien et PV HTB maille France

Seuil MA	Puissance installée obligée	Part de la puissance installée obligée
≥ 10 MW	3300 MW	94%

Seuil MA	Puissance installée obligée	Part de la puissance installée obligée
≥ 10 MW	800 MW	92 %

- Les sites raccordés au RPT sont déjà concernés par l'obligation d'offrir leur puissance techniquement disponible à la hausse sur le MA.
- La nouveauté apportée par DDADUE touche à la précision sur le fait que cette obligation s'entend également à la baisse. Avec un seuil à 10 MW, cette précision s'étend à tous les producteurs RPT, mise à part quelques exceptions.

Il est donc demandé à ces producteurs de se conformer à l'obligation dès la promulgation de la loi DADDUE.

Seuil d'obligation – Définition

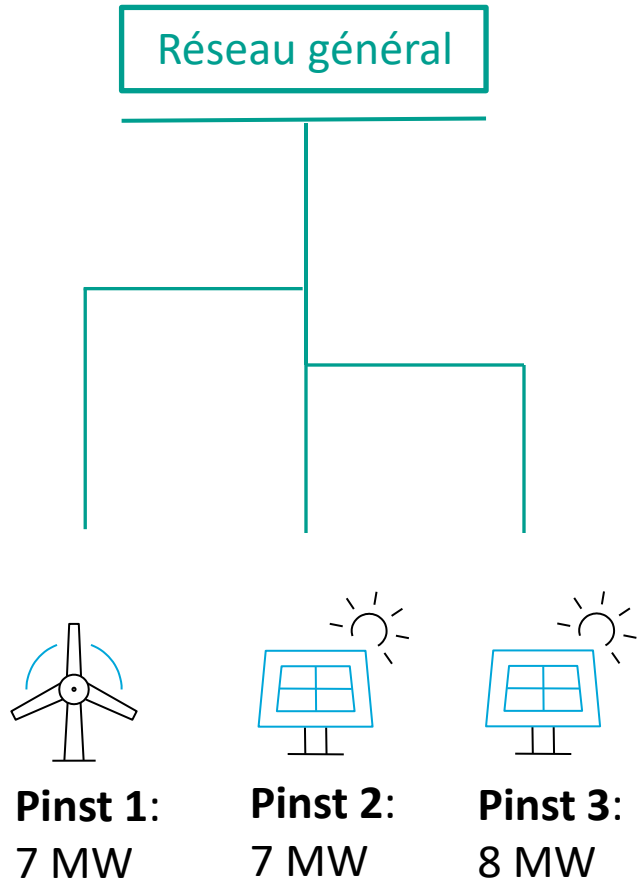
Définition décret GMP:

Article D342-15-3
Création Décret n°2018-544 du 28 juin 2018 - art. 12

"L'ensemble des installations raccordées en un point unique du réseau public de transport ou de distribution dans les conditions définies à l'article D. 342-15-2 est considéré comme étant ***une seule installation de production*** *qui comprend les équipements ayant vocation à raccorder l'ensemble des installations à un réseau public de transport ou de distribution."*

L'obligation de participation au MA s'applique pour toute installation de production « individuelle » dès lors que la somme des puissances installées derrière un même point de raccordement dépasse le seuil d'obligation

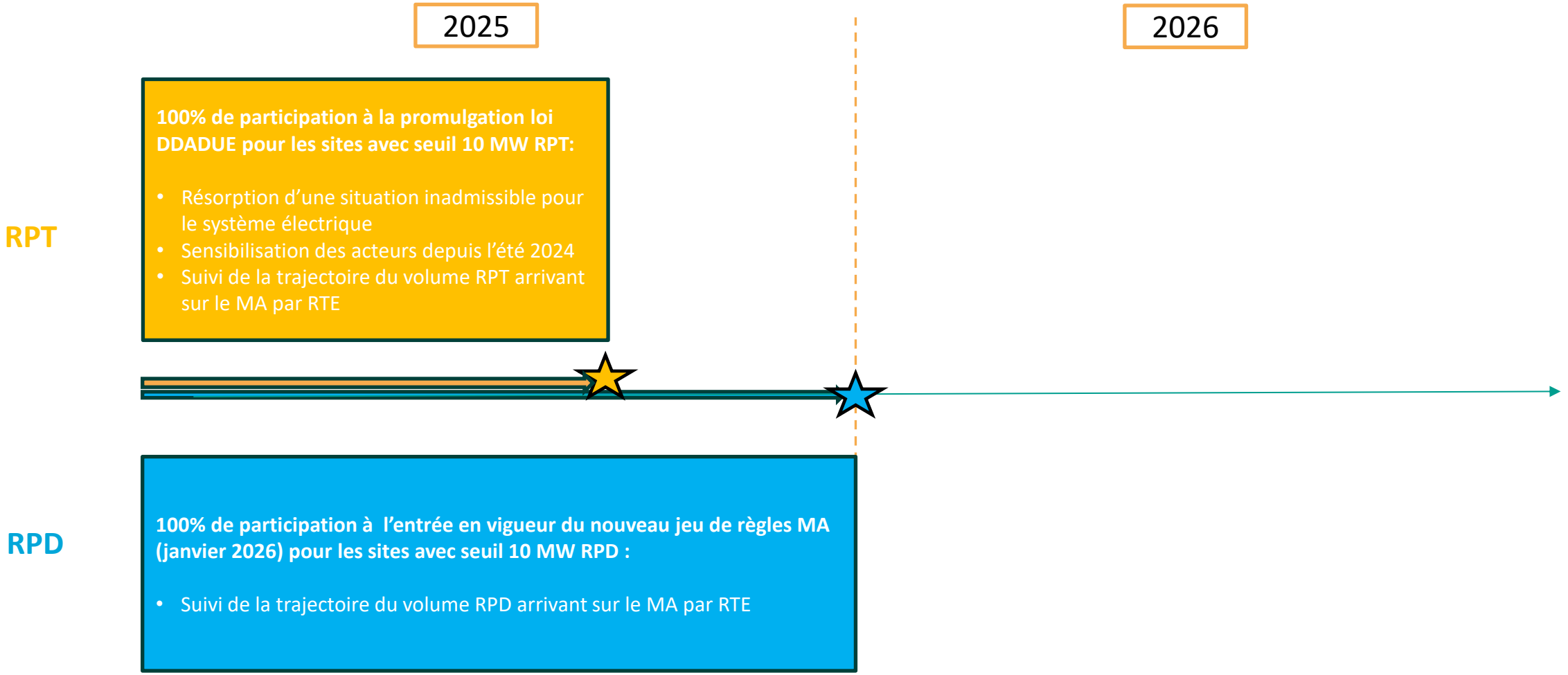
Seuil d'obligation – exemple



- La somme des puissances installées des installations de production 1, 2 et 3, toutes raccordés au même point sur le réseau général, est de 22 MW supérieur au seuil de 10 MW

- Même si chacune des installations 1, 2 et 3 est individuellement sous le seuil de 10 MW, les trois sont tenues de fournir leur Puissance techniquement disponible sur le Mécanisme d'Ajustement

Calendrier d'implémentation



Justification attendue en cas de non-participation en janvier 2026 pour les sites RPD

Contexte:

L'entrée en vigueur des nouvelles règles du Mécanisme d'Ajustement, attendue pour janvier 2026, permettra de préciser le seuil d'obligation et les conditions de participation au Mécanisme d'Ajustement

Une fois les règles en vigueur, tous les sites RPD concernés seront censés avoir rejoint le Mécanisme d'Ajustement

Processus envisagé:

En cas d'incapacité technique ou organisationnelle à respecter le calendrier, une justification de non-participation devrait être fournie par les sites concernés (cadre à définir dans les prochaines règles MA, en tenant compte des conditions pouvant justifier une non-participation)

En parallèle, un suivi régulier de l'évolution de la puissance disponible offerte sur le Mécanisme d'Ajustement sera réalisé

3 DMO – Définition et impacts sur la traçabilité

MAJ du Guide TAO pour application à partir S2 2025

Envoi de l'ordre

- **<u>L'ordre différé borné envoyé par TAO avec un [Instant d'activation] calculé avec :</u>**
  - Dynamique longue : [Instant d'activation] = [Mise à disposition de l'ordre] + DMO (= DP + Grad)
  - ~~Dynamique courte : [Instant d'activation] = [Consultation de l'ordre] + DMO (= DP + Grad)~~

- **<u>L'ordre immédiat envoyé par TAO :</u>**
  - Comporte un flag « Action immédiate »
  - Ne comporte pas un [Instant d'activation]

CRMA* (arrondi 5')

- **<u>L'ordre différé borné</u>** (Explicite et Implicite) :
la plage de contrôle est la même que celle de l'ordre :
[Instant d'activation] jusqu'à [Instant de désactivation]

- **<u>L'ordre immédiat envoyé par TAO</u>** (Implicite) :
La plage de contrôle commence à partir de
[Envoi d'ordre + DP + Gradient] jusqu'à [Instant de désactivation]

Nouvelle définition du DMO proposée

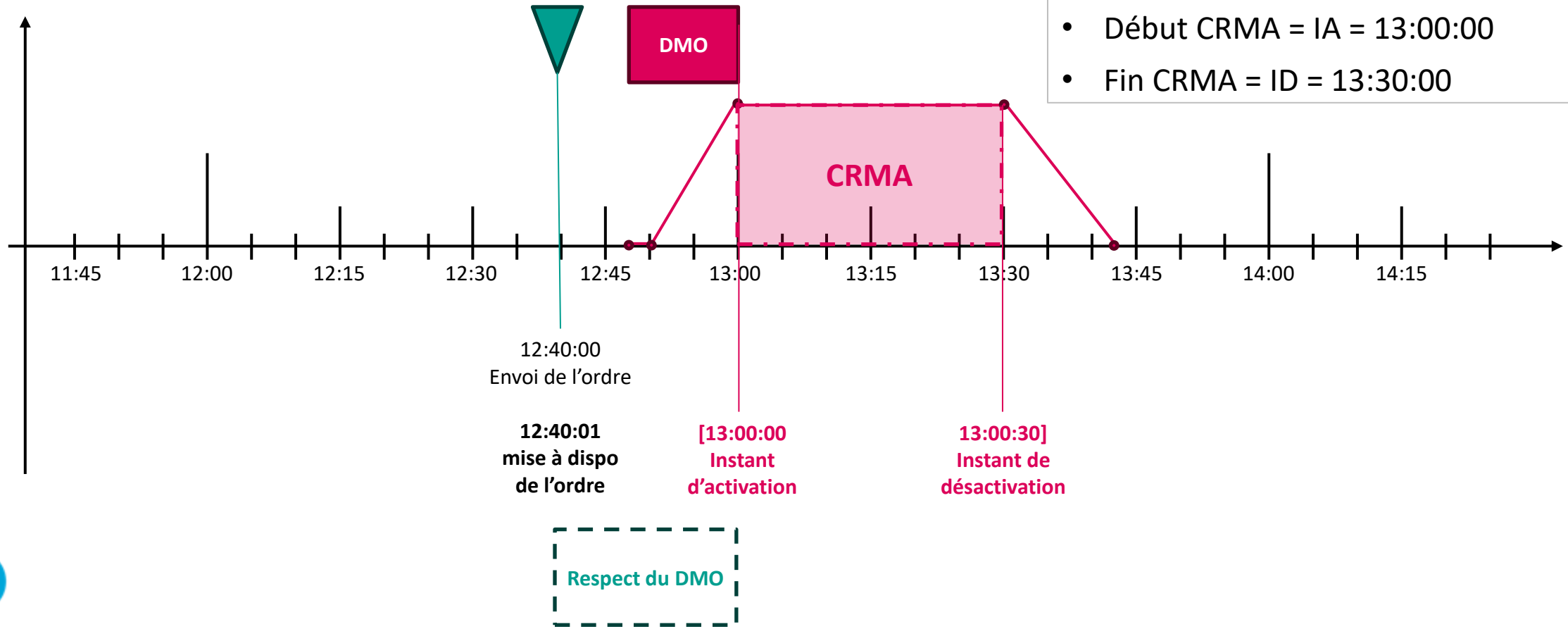
Termes	Définitions
Délai de Mobilisation d'une Offre ou DMO [Implicite & Explicite]	**Définition actuelle :** Délai nécessaire aux opérations pour activer une Offre d'Ajustement. Dans le cas d'une Offre Spécifique explicite ou Standard de mFRR ou RR, ce délai dépend de l'Instant d'Activation mentionné dans l'Ordre d'Ajustement. Pour une Offre Spécifique implicite, ce délai est calculé à partir des Conditions d'Utilisation de l'Offre. **Définition proposée :** **Le DMO est la durée minimale à respecter par RTE entre la mise à disposition de l'ordre et l'instant d'activation demandé.**
Délai de Préparation ou DP [Implicite]	Délai nécessaire aux opérations préalables à l'Instant de Début d'Ajustement d'une offre portant sur une EDA (par Sens de l'Offre), pour toute Offre d'Ajustement implicite hors offre de démarrage.
Gradient [Implicite]	Taux de variation de la puissance d'une EDP, exprimé en mégawatts par minute (MW/min), égal au Gradient à la Hausse (respectivement Gradient à la Baisse) lorsque la puissance de l'EDP augmente (respectivement lorsque la puissance de l'EDP diminue).
Instant d'Activation [Implicite & Explicite]	Instant à partir duquel l'EDA est censée avoir atteint le point de consigne ou la puissance d'ajustement mentionné dans l'Ordre d'Ajustement. L'Instant d'Activation est défini au Pas 5.

Les ordres différés bornés suivent la plage de contrôle du CRMA

- EDA : Explicite
- DMO : 12min 30sec
- DOmin : 30min

Liste des timings

- Ordre lancé par RTE :12:40:00
- Mise à disposition : 12:40:01
- IA demandé = 13:00
- Début CRMA = IA = 13:00:00
- Fin CRMA = ID = 13:30:00

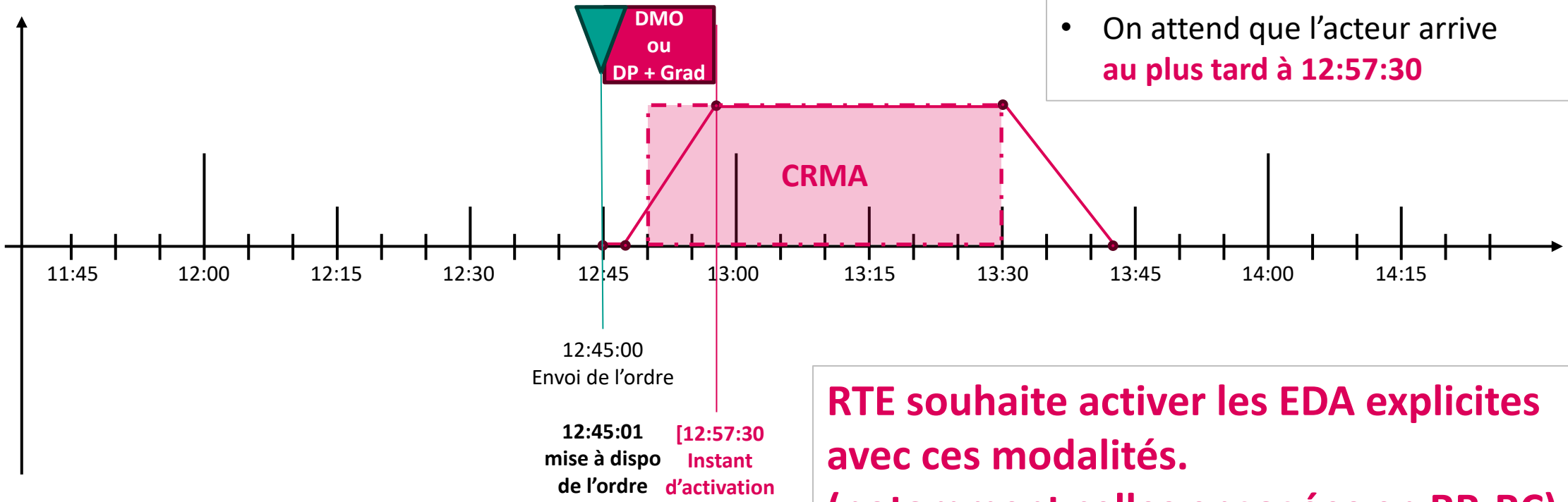


Les ordres immédiats

- ❑ EDA : Implicite
- ❑ DMO (= DP + Grad) : 12min 30sec
- ❑ DOmin : 30min

Liste des timings

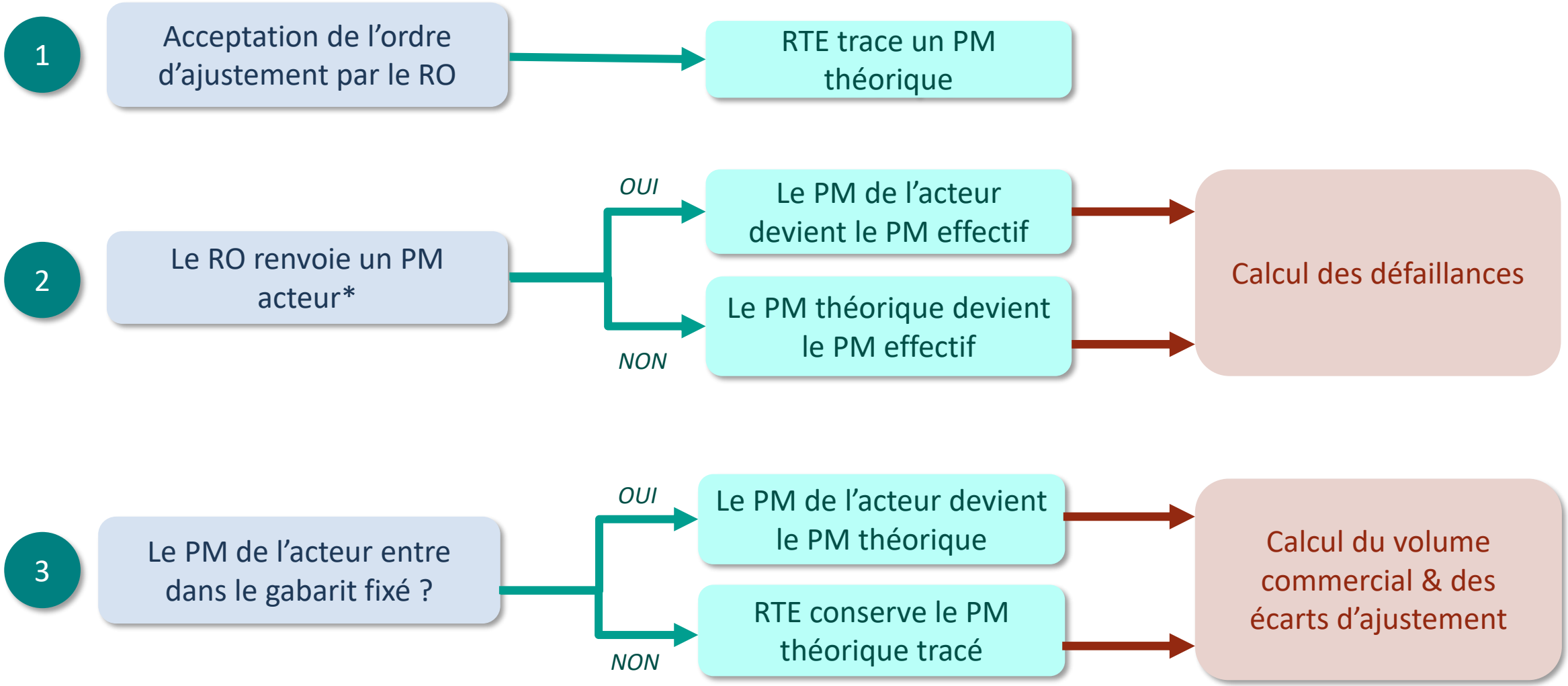
- Ordre lancé par RTE :12:45:00
- Mise à disposition : 12:45:01
- IA demandé = « Immédiat »
- On attend que l'acteur arrive **au plus tard à 12:57:30**



RTE souhaite activer les EDA explicites avec ces modalités.
(notamment celles engagées en RR-RC)

4 Renvoi du PM spécifique (date PR_3) – précisions et calendrier indicatif de mise en œuvre

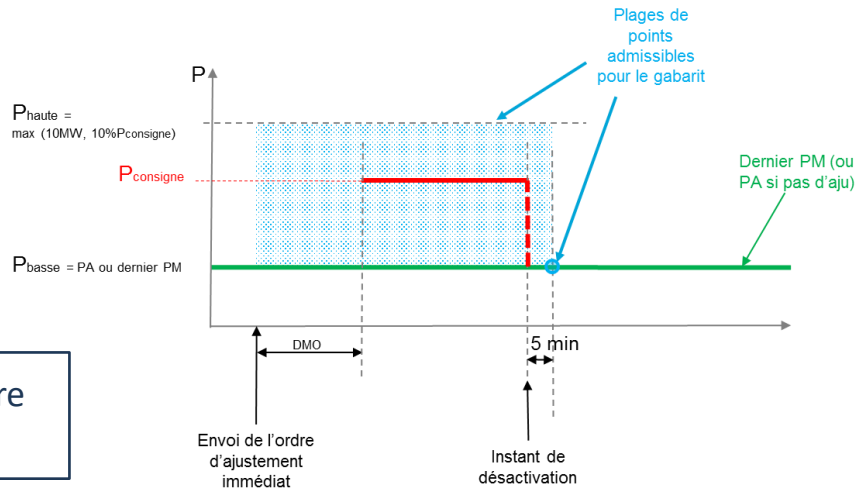
Rappels sur le renvoi de PM



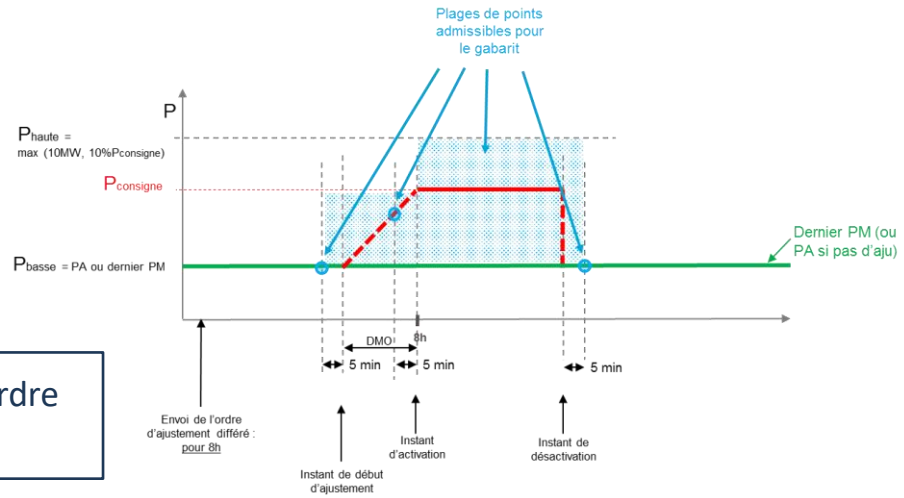
*non obligatoire

Gabarit pour le renvoi de PM en spécifique

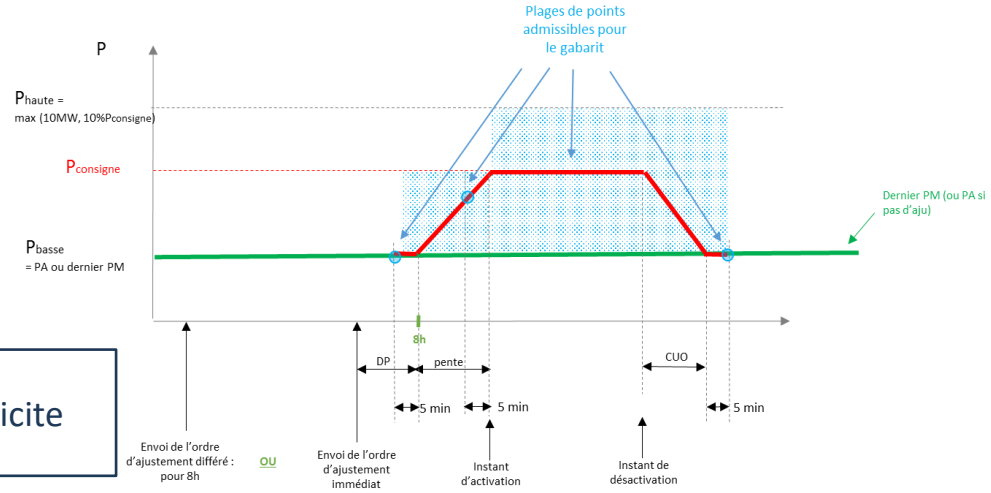
Explicite : ordre immédiat



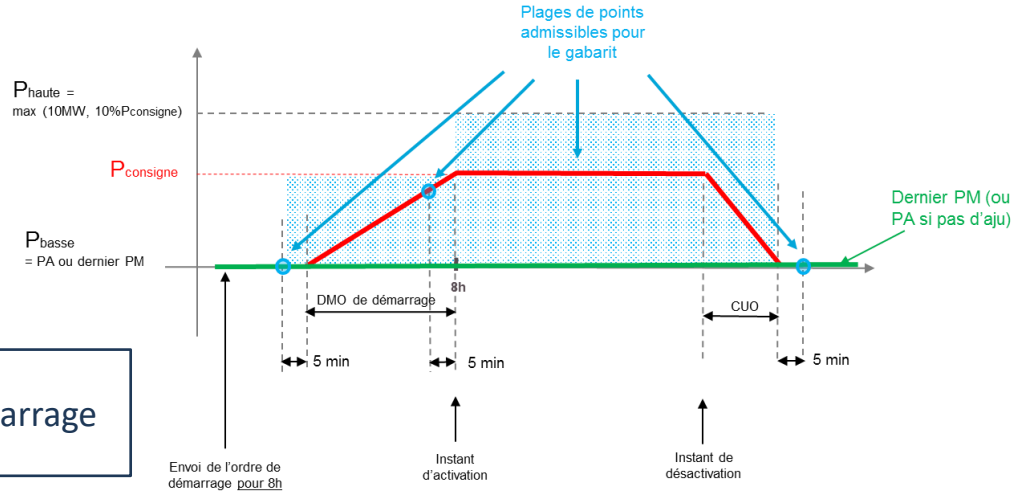
Explicite : ordre différé



Implicite



Démarrage

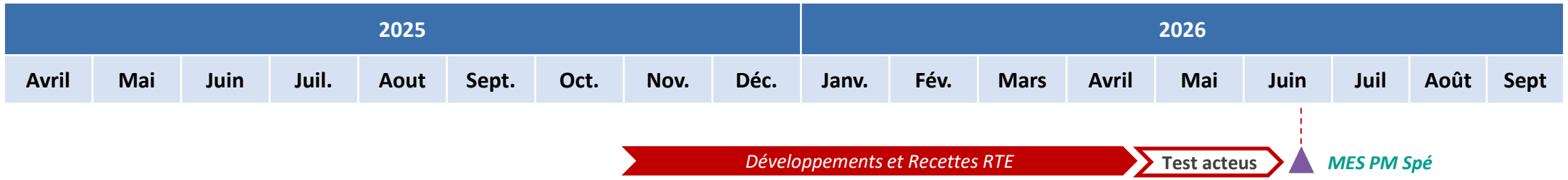


Précisions

La date MA_2 est liée à la création d'un troisième mode de participation au MA : explicite avec programmation. RTE souhaite que les modalités encadrant ce mode de participation soit harmonisé pour l'injection et le stockage.

Pour les EDA constituées de sites de stockage stationnaire :

- Avant la date MA_2, un PM est attendu pour le périmètre des sites de stockage constitutifs de l'EDA
- Après la date MA_2, un PM sera attendu pour chacune des EDP constitutives de l'EDA



La mise en service de cette fonctionnalité est prévue pour mi 2026.
L'organisation de tests acteurs se fera au moyen d'ateliers techniques.

5 Programmation – indicateurs de qualité

Rappels sur la proposition de RTE

- La programmation étant indispensable à l'exploitation proactive du système électrique, **RTE souhaite disposer d'éléments quantitatifs sur la qualité des programmes reçus.**
  - RTE propose de mettre en place des indicateurs statistiques quantifiant l'écart entre le programme de marche et la courbe de charge
  - Ces indicateurs seront mis à disposition des responsables de programmation.
  - Cette modalité sera associée à une date d'entrée en vigueur différée

- **Les indicateurs seront calculés pour chaque journée pour lesquelles RTE reçoit des courbes de charge**
  - En particulier, pour les EDP RPD, ils ne seront calculés que pour les journées où l'EDA associée a été activée.
  - En cas de modification des données de production, les indicateurs seront mis à jour pour la journée

	Données de programmation	Données de comptage
Donnée brute	Programme de marche	Courbe de charge
Correction SSYf	Similaire au CRMA	
Correction MA	Volume attendu	Volume réalisé

Quels indicateurs ?

- **Puissances moyennes** programmée et injectée sur la journée
  - $P_{moy,prog} = \frac{1}{N}\sum_N \mathrm{PM}_i$ et $P_{moy,inj} = \frac{1}{N}\sum_N \mathrm{CDC}_i$
- **Nombre de redéclarations** en IJ du PA
- **Mean Absolute Error** (MAE) : valeur absolue de l'écart moyen entre la CdC et le PM
  - $\mathrm{MAE} = \frac{1}{N}\sum_N |\mathrm{PM}_i - \mathrm{CdC}_i|$
- **Mean Signed Deviation** (MSD) : permet de détecter si l'écart est toujours dans un même sens
  - $\mathrm{MSD} = \frac{1}{N}\sum_N (\mathrm{PM}_i - \mathrm{CdC}_i)$
- **Root Mean Square Error** (RMSE) : permet de détecter si des écarts de forte amplitude se produisent
  - $\mathrm{RMSE} = \sqrt{\frac{1}{N}\sum_N (\mathrm{PM}_i - \mathrm{CdC}_i)^2}$

Le réseau de transport d'électricité

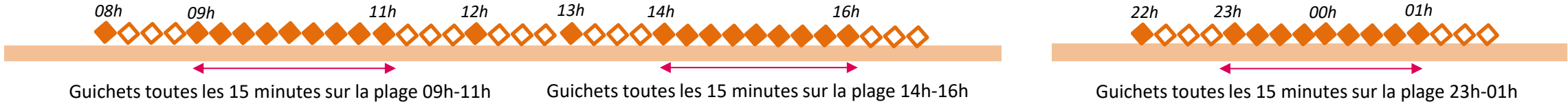
Annexes

Copyright RTE – 2025. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

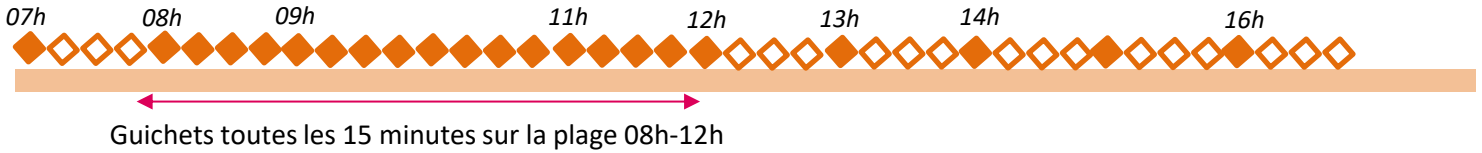
Etapes transitoires pour arriver au processus cible à 96G

Objectif : arriver progressivement à 96 guichets sur l'ensemble de la journée. Pour atteindre cet objectif, RTE ouvrira au fur et à mesure des configurations différentes de guichets de programmation et d'offres. Ce fonctionnement permettra d'augmenter progressivement le cadencement d'équilibrage selon les plages horaires définies.

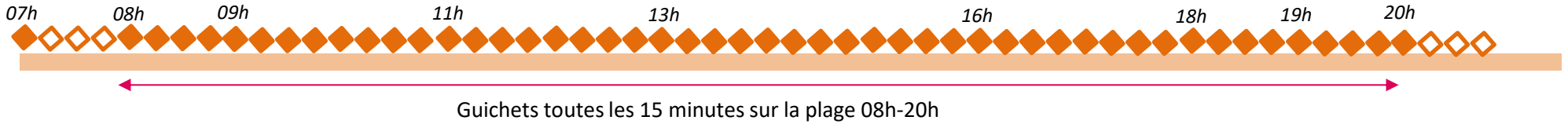
***Etape 1**: pendant 1 à 2 semaines passage à des guichets toutes les 15 minutes sur des périodes de 2h en journée et la nuit, un guichet par heure le reste du temps. Le nombre de périodes et les horaires seront notifiés avec un délai de prévenance de minimum 2 jours.*



***Etape 2**: pendant au moins 1 mois passage à des guichets toutes les 15 minutes de 8h à 12h en jours ouvrés, un guichet par heure le reste du temps.*



***Etape 3**: pendant au moins 1 mois passage à des guichets toutes les 15 minutes de 8h à 20h en jours ouvrés, un guichet par heure le reste du temps.*



Le réseau de transport d'électricité

Merci

Copyright RTE – 2025. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)