Le réseau de transport d'électricité

GT RR-RC

13 janvier 2026

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)

SOMMAIRE

Ordre du jour du : 13/01/2026

1. **Accord de bloc RFP: synthèse des retours de consultation**
2. **Planning actualisé**
3. **Timing de l'AOP Mensuel**
4. **Délai de neutralisation pour les LE**
5. **Règles RR-RC V6 : Retours de consultation**
    1. [SPE] - Plage de contrôle
    2. Compteur de tests EDA/Produit/Sens
    3. Suppression du seuil de défaillance de 5 MW pour le produit SPE0
    4. Double Engagement d'une EDA
    5. Limitation de l'usure des actifs
    6. Autres retours

1 Accord de bloc RFP: synthèse des retours de consultation

Rappel des évolutions concertées

Grands principes

- Introduction **d'un dimensionnement conjoint des FRR** (aFRR + mFRR)
- Dimensionnement FRR **variable au pas 4h, selon une méthode statistique**

FRR

Hausse & Baisse:
- **Méthode statistique** (historique du Déséquilibre du système)
- Profils saisonniers (été/hiver)
- Au pas 4h

- **Borne inférieure fixée à l'incident de dimensionnement**

aFRR

Hausse & Baisse:
- **Méthode statistique** (historique du DeltaE_30)
- Profils saisonniers (été/hiver)
- Au pas 4h

mFRR

Hausse & Baisse
Différence entre FRR et aFRR

Paramètres de la méthode statistique

- **Couverture du risque à 99%**
- **Utilisation des données de la saison équivalente de l'année A-1** (exemple: avril-septembre 2025 pour le dimensionnement sur avril-septembre 2026)

Rappel des évolutions concertées

Calcul du déséquilibre système pour le dimensionnement des FRR

Déséquilibre_système = ΔEbo – Aju_SPE – Besoin_satisfait_MARI

- **ΔEbo : Ecart de réglage en boucle ouverte**, correspondant au besoin d'aFRR calculé en temps réel
- **Aju_SPE : ajustements sur le MA spécifique tous motifs confondus**
- **Besoin_satisfait_MARI : besoin satisfait par la plateforme MARI en SA et DA**

Le déséquilibre système est **insensibilisé des actions réalisées pour le traitement des congestions réseau (ajustements Réseau, countertrading) en amont du délai de neutralisation.**

Evolutions apportées au calcul du besoin en aFRR

- **Le pas de calcul du DeltaE devient paramétrable**, afin de permettre un passage de 30' à 15' en fonction de l'évolution du gisement de moyens à DMO ≤ 15 min.
- **RTE introduit la suppression du surbouclage à partir de la date pivot** AB_1 sur constat d'un déploiement généralisé des points de fonctionnement dissymétriques, qui contribuera à réduire significativement le surbouclage en aFRR dû aux ajustements.

Synthèse des retours

Participation des acteurs

- 3 acteurs ont répondu à la consultation
- 9 réponses ont été formulées, dont 8 réponses de fond et 1 réponse de forme

Exigences réglementaires EU sur le dimensionnement

Article 157 du règlement SO GL

Le besoin de FRR doit respecter les conditions suivantes:

- couverture **a minima de l'aléa dimensionnant.**
- couverture **du déséquilibre historique du système dans au moins 99% des cas**

→ **Choix de RTE:** 99%, certains GRTs (DE par exemple) vont au-delà

Les données historiques considérées doivent concerner une année calendaire qui s'est achevée **moins de 6 mois avant la date du calcul.**

→ **Choix de RTE :** données du semestre équivalent A-1 pour un semestre d'application.

SAFA

Le SAFA impose une méthode de calcul du besoin minimal d'aFRR, égal au 99^{e} percentile des écarts du DeltaE au pas 1' (écart de réglage en boucle ouverte) autour de sa valeur moyenne.

→ **Choix de RTE :** calcul selon les exigences sur SAFA.

Vers une contractualisation du besoin de réserves total

A partir de 2029, RTE souhaite restreindre l'activation de leviers d'équilibrage pré-DN à des situations exceptionnelles

- RTE s'appuie en partie sur **des offres libres à DMO > 60' pour assurer le suivi du requis en marge**, et les active au moment où les RE ont encore la possibilité de résorber leurs déséquilibres via le marché IJ.
- Si cette approche s'est montrée efficace historiquement en limitant les volumes de réserve contractualisés, **elle rencontre ses limites aujourd'hui avec l'évolution du système électrique** (augmentation des volumes échangés sur les marchés de gros en IJ et de la variabilité des moyens de production)

A partir de 2029, RTE disposera de moins de leviers d'équilibrage compatibles avec le DN

- **Les moyens à DMO supérieur à 20 minutes ne seront plus opérationnellement mobilisables** par RTE à l'issue du processus d'équilibrage de leur périmètre par les RE, ce jusqu'à 30 min avant le temps réel.
- RTE estime ainsi **une réduction de 30 à 40%** de l'énergie d'équilibrage disponible au sein de la fenêtre opérationnelle, **ce qui ne permettrait pas, en l'état, d'apporter un niveau suffisant de sûreté système.**

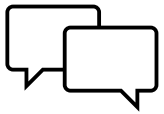


A date, RTE considère donc que la contractualisation du besoin total de réserve constitue l'approche la plus sûre et efficace pour préparer la réduction du DN.

Synthèse des retours

Demande d'explications détaillées sur les valeurs de besoin simulées sur 2025

2 acteurs demandent le détail des valeurs jouées sur 2025, **accompagné d'explications un peu plus approfondies sur la méthode et d'une ventilation des causes** (évolutions des règles, mix énergétique, …), afin de comprendre les besoins et leur répartition.



Réponse RTE:

- RTE ne prévoit pas de donner d'explications plus approfondies sur la méthode, **l'accord de bloc donnant déjà des précisions** (formule de calcul du déséquilibre système au pas 1', niveau de couverture de risque, formule de calcul du besoin). RTE confirme par ailleurs que le dimensionnement est **déterminé uniquement à partir de la méthode statistique** décrite dans l'accord de bloc, et qu'aucun autre facteur n'est considéré.
- **Le déséquilibre système est influencé par plusieurs facteurs,** notamment les aléas (perte de groupe, fortuits…), le déséquilibre résiduel des RE en entrée de fenêtre opérationnelle et les incertitudes sur la production variable et la consommation (liées à la météo). **Il n'est pas possible de déterminer de manière systématique l'influence de chaque facteur sur la détermination du besoin de réserves sur un semestre,** car cela reviendrait à reconstituer précisément, pour chaque pas 1' de la période historique, la ou les causes du déséquilibre.
- **RTE propose cependant d'analyser ponctuellement les déséquilibres historiques sur les plages où ceux-ci conduisent à un besoin de FRR particulièrement élevé.** Si RTE parvient à identifier les causes précises de ces déséquilibres, elles pourront être présentées en GT.

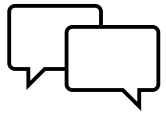
Synthèse des retours

Demande de justification sur le niveau de couverture du risque

1 acteur demande à RTE **de justifier que les volumes évalués à partir de la méthode de dimensionnement** (approche intégrale avec couverture de 100% des déséquilibres), couplés:

- aux volumes non contractés mis à disposition sur le MA (notamment depuis la loi DADDUE)
- aux volumes accessibles via les nouvelles plateformes européennes d'équilibrage (MARI)
- aux volumes échangés via accords de « reserve sharing » entre TSO (MEAS)

sont bien indispensables à RTE pour assurer l'équilibrage du système.



Réponse RTE:

- RTE souligne que le **niveau de couverture de risque choisi est 99%** et non 100% (pas d'approche intégrale), et qu'il s'agit **du niveau de risque minimal autorisé par le règlement SO GL**

- RTE pourra en effet bénéficier de leviers d'équilibrages en complément des réserves contractualisées, **mais leur gisement reste incertain**:
  - le gisement d'offres libres aux Conditions d'Utilisation (CUO) compatibles avec la future fenêtre opérationnelle à horizon 2029 reste à évaluer
  - le volume accessible sur la plateforme MARI est très dépendant des capacités aux interconnexions;
  - les volumes de secours mutuel entre GRT (MEAS) dépendent des capacités aux interconnexions et de la mise à disposition effective des volumes par les GRT voisins.

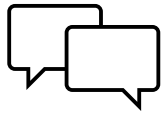
RTE considère que la contractualisation du besoin total de réserve constitue l'approche la plus sûre et efficace pour préparer la réduction du DN.

Synthèse des retours

Portage du coût des réserves par les Responsables d'Equilibre

Les 3 acteurs ont réaffirmé **leur opposition au portage partiel des coûts de contractualisation des réserves par les Responsables d'Equilibre**, déjà exprimée lors de l'appel à contributions lancé au S1 2025 au sein du GT RE, en rappelant que les RE n'ont pas les moyens d'agir sur leurs déséquilibres à l'approche du temps réel.

Un acteur a notamment souligné que le transfert des coûts vers les RE **réduirait les incitations pour RTE à optimiser le dimensionnement des réserves et à adapter les règles de marché.**



Réponse RTE:

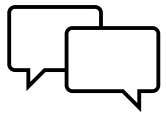
- RTE **prend note des réponses des acteurs sur le portage des coûts des réserves**, qui seront traitées au sein du GT RE en 2026. RTE rappelle aussi que la CRE prévoit de consulter les acteurs de marché au T1 2026 sur le sujet.

- RTE souligne par ailleurs:
  - Que les règles de dimensionnement décrites dans l'accord de bloc reviennent à **décliner des exigences de SOGL auxquelles RTE ne peut pas déroger,** et que le choix du niveau de risque (99%, valeur minimale autorisée par SO GL) **est peu conservateur**
  - Que des mesures **de maîtrise des coûts de contractualisation** de mFRR ont été introduites dans les règles RR-RC pour limiter le coût pour la collectivité, en attendant le développement du gisement de mFRR SPE.

Synthèse des retours

Cohérence entre l'accord de bloc et la méthodologie régionale de dimensionnement

1 acteur a souligné que le niveau de risque choisi par RTE (99%) **n'était pas cohérent avec celui choisi par la région « Central Europe » dans la méthodologie régionale de dimensionnement**, dont l'amendement a fait l'objet d'une consultation par ENTSOE fin 2025.
La région Central Europe **s'étant accordée sur un niveau de risque de 100%,** l'acteur s'est interrogé sur les conséquences sur l'accord de bloc de RTE.



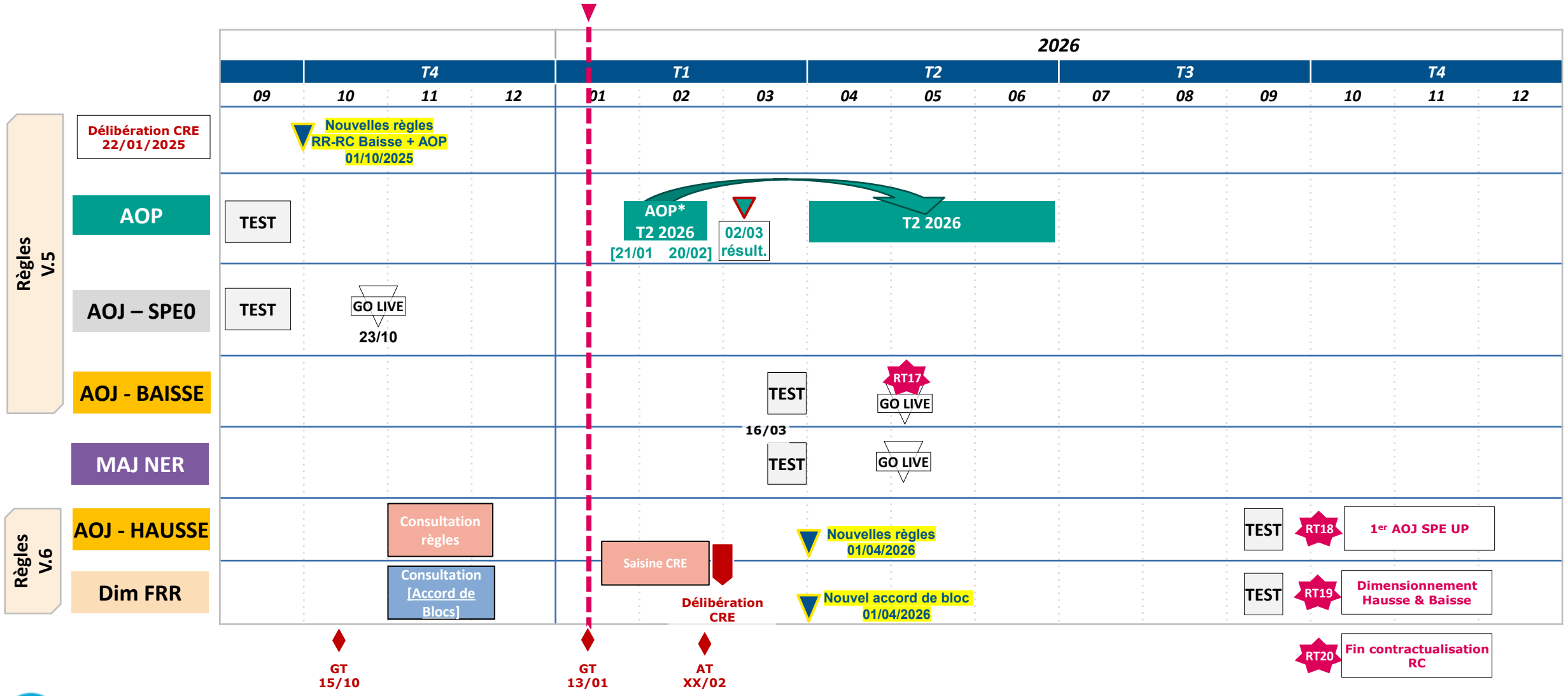
Réponse RTE:

- Selon la méthodologie régionale de dimensionnement (« sizing »), CORESO doit en effet réaliser un calcul annuel de recommandation de dimensionnement à l'échelle de chaque région (CE et SWE pour RTE). Toutefois:
  - d'après le règlement électricité, cette tâche est uniquement une « **tâche de facilitation** », et **les GRT peuvent dévier de la recommandation** émise par CORESO
  - La méthodologie régionale de dimensionnement précise que **ce calcul ne se substitue pas aux règles nationales de dimensionnement**. La méthodologie ne constitue donc pas un accord de bloc « européen ».

- RTE conserve donc bien **un niveau de risque de 99%.**

2 Planning Actualisé

Planning actualisé au 13/01/2026*



Publications RTE : Page dédiée à l'AO RR-RC

Le Calendrier des AOP organisés par RTE, et le volume demandé :

	Période contractuelle	Ouverture du guichet	Fermeture du guichet	Publication des résultats	Réserves et volumes demandés
T1	01/01/2026 au 31/03/2026	23/10/2025	22/11/2025 à 15h	02/12/2025	• Réserve Rapide à la hausse (mFRR-SPE0) : 500MW • Réserve Complémentaire à la hausse (RC -SPE0) : 250 MW
T2	01/04/2026 au 30/06/2026	21/01/2026	20/02/2026 à 15h	02/03/2026	• Réserve Rapide à la hausse (mFRR-SPE0) : 500MW • Réserve Complémentaire à la hausse (RC -SPE0) : 250 MW
T3	01/07/2026 au 30/09/2026	22/04/2026	22/05/2026 à 15h	01/06/2026	• Réserve Rapide à la hausse (mFRR-SPE0) : 500MW • Réserve Complémentaire à la hausse (RC -SPE0) : 250 MW

Mise à jour en cours

Publications RTE :

❑ Page dédiée à l'AO RR-RC

- **Specs SI :**
  - Se conformer aux règles SI RACOON - Guide SI mFRR RR - V1.6.1
  - Se conformer aux règles SI CRISTAL - Guide SI NER - V1.5.1

- **Puissance maximale pour une offre indivisible de mFRR-SPE0 :**

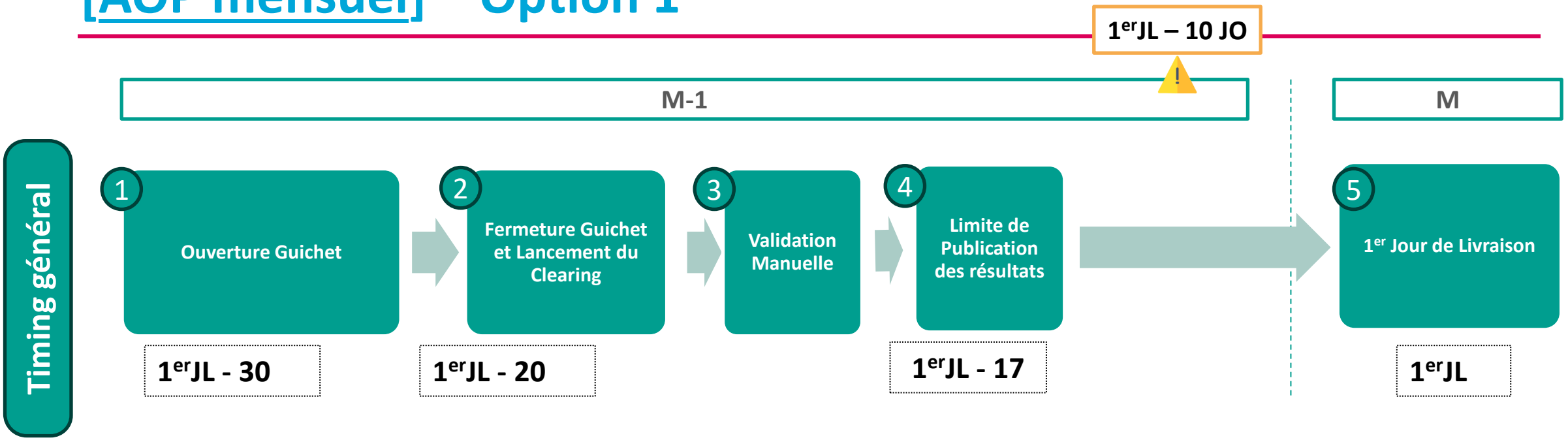
RTE confirme que la puissance maximale pour une offre indivisible de mFRR-SPE0 ou de RC-SPE0 est de **150 MW.**
RTE a bien prévu de mettre l'information sur le portail Services pour la date d'entrée en vigueur des règles RR-RC v6.

❑ Panorama des mécanismes de marché gérés par RTE - RTE Portail Services

- **Ajout des dates pivot prévu :**
  - RT18 – 1er AOJ SPE UP
  - RT19 – Nouveau Dimensionnement de la FRR Hausse & Baisse
  - RT20 – Fin de contractualisation de la RC

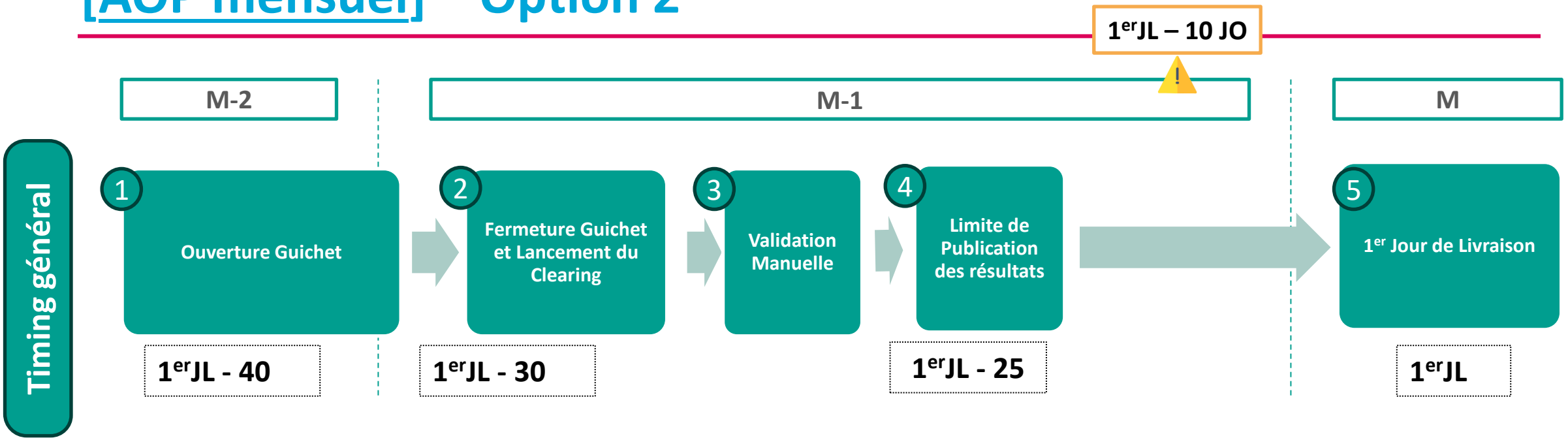
3 Timing de l'AOP Mensuel

[AOP mensuel] – Option 1



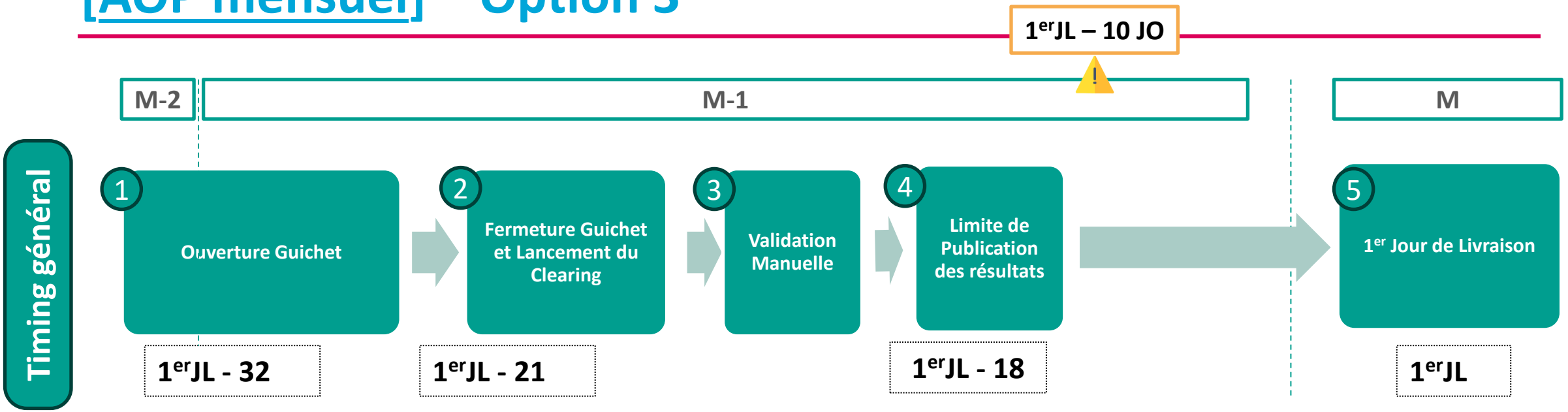
- RTE propose 10 jours entre l'ouverture et la fermeture du guichet
- RTE a besoin de 3 jours pour valider les résultats

[AOP mensuel] – Option 2



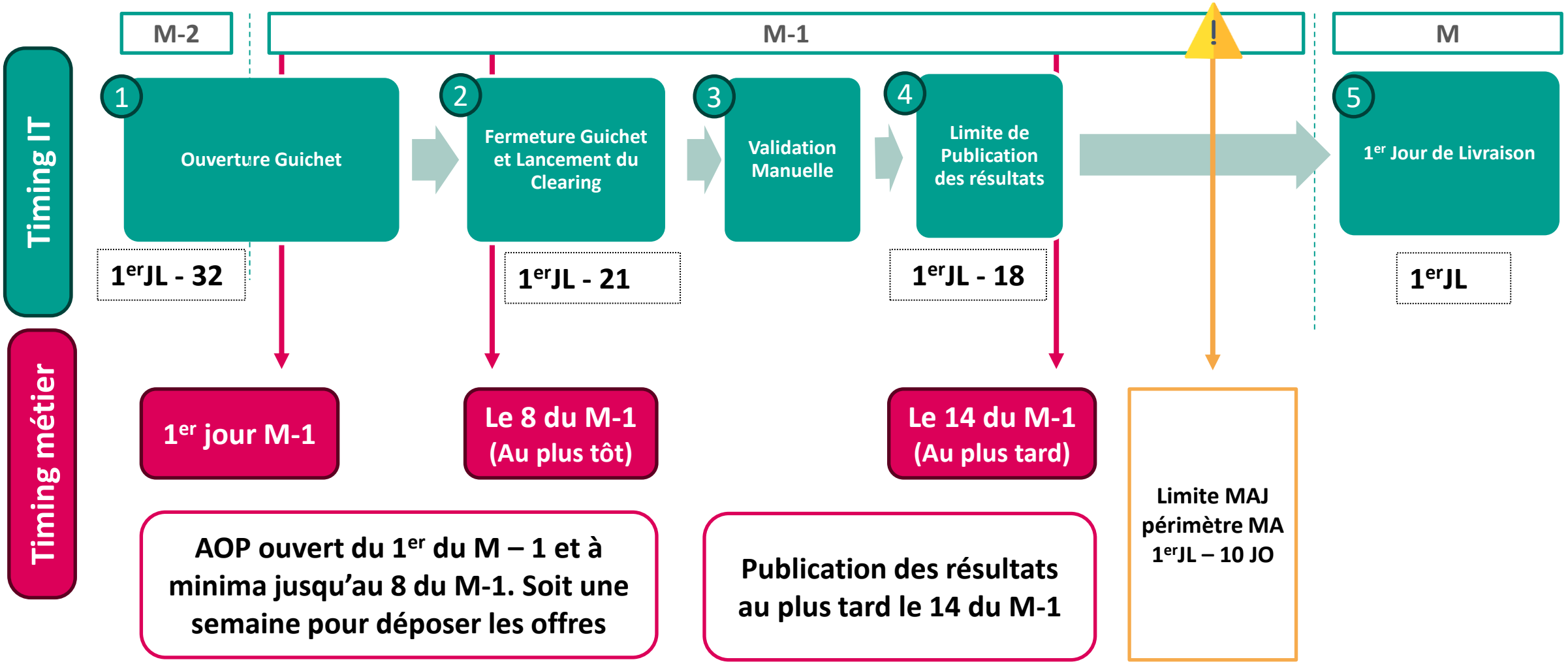
- RTE propose 10 jours entre l'ouverture et la fermeture du guichet
- RTE a besoin de 5 jours pour valider les résultats

[AOP mensuel] – Option 3



- RTE propose 11 jours entre l'ouverture et la fermeture du guichet
- RTE a besoin de 3 jours pour valider les résultats

[AOP mensuel] – Option 3 avec échéances fixes



❑ RTE propose de paramétrer l'AOP de façon à encadrer des échéances fixes pour l'AOP

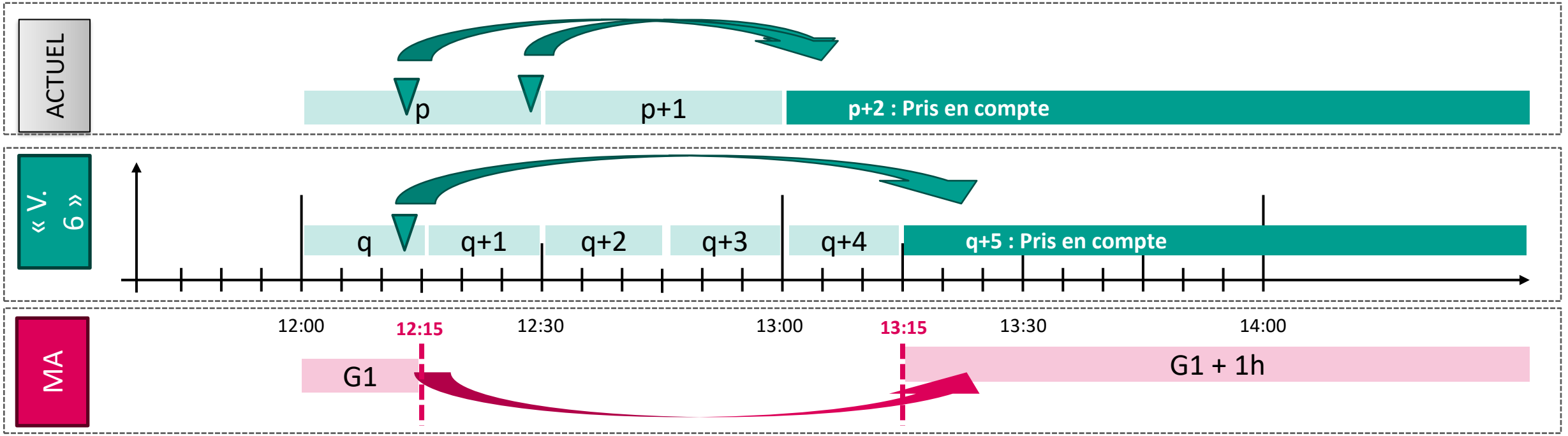
4 Délai de neutralisation pour les LE

Homogénéisation avec 96G et DN = 1h au 05/02/2026

- **RTE fera le déploiement SI au 05/02/2026.**
- **Aucune action complémentaire n'est attendue de la part des acteurs**
- Pour rappel

7.I.2.3. Redéclaration de la Liste d'Engagement après l'Heure Limite d'Accès au Réseau

Lorsque la Liste d'Engagement est redéclarée lors d'un Pas Quart-d'Heure q ~~Pas Demi-Horaire p~~, seules les valeurs déclarées par le Participant sur les Pas Quart-d'Heure à partir de q+5 ~~Pas Demi-Horaires à partir de p+2~~ sont prises en compte.



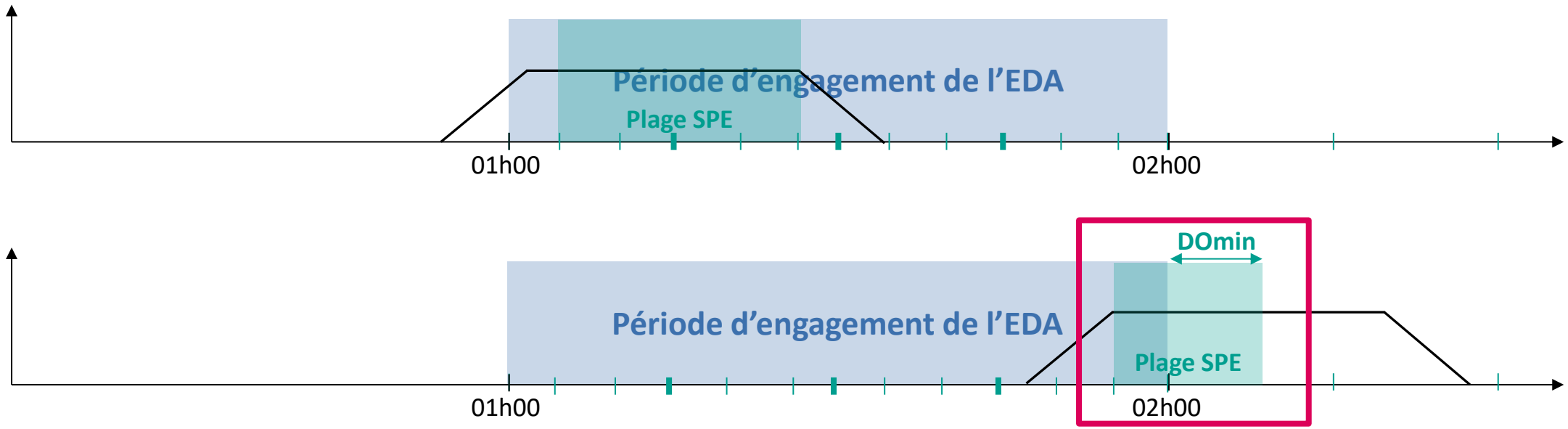
5 Règles RR-RC V6 – Retours de consultation

1 [SPE] - Plage de contrôle

[SPE] - Plage de contrôle pour les ordres différés bornés

Plage de Contrôle (P) : est la plage constituée des pas 5 minutes entiers, compris entre :

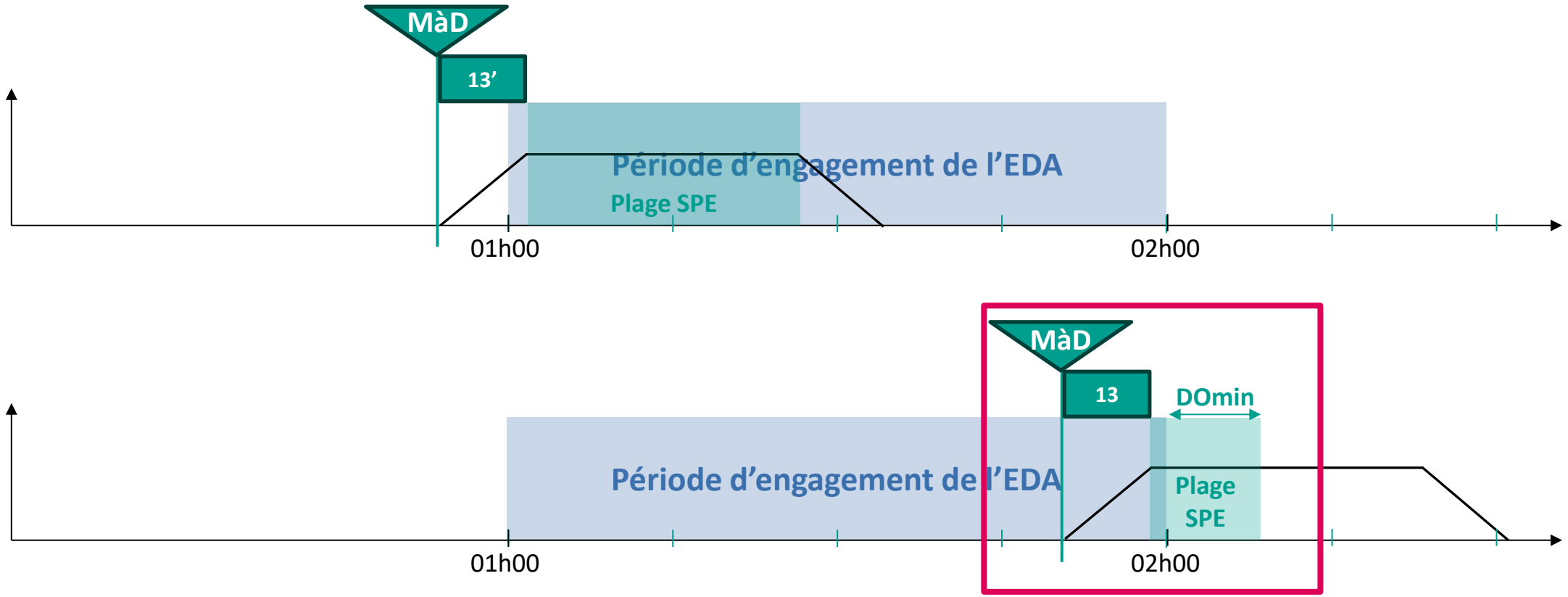
- Maximum ([instant d'activation] ; [début de l'engagement de l'EDA])
- Minimum ([instant de désactivation] ; [fin de l'engagement + DOmin déclaré])



[SPE] - Plage de contrôle pour les ordres immédiats

Est la plage constituée des pas 5 minutes entiers compris entre :

- Maximum ([L'instant de mise à disposition de l'ordre], tronqué à la minute, additionné de 13' ; [début de l'engagement de l'EDA])
- Minimum ([L'instant de désactivation] tronqué à la minute ; [fin de l'engagement + DOmin déclaré])

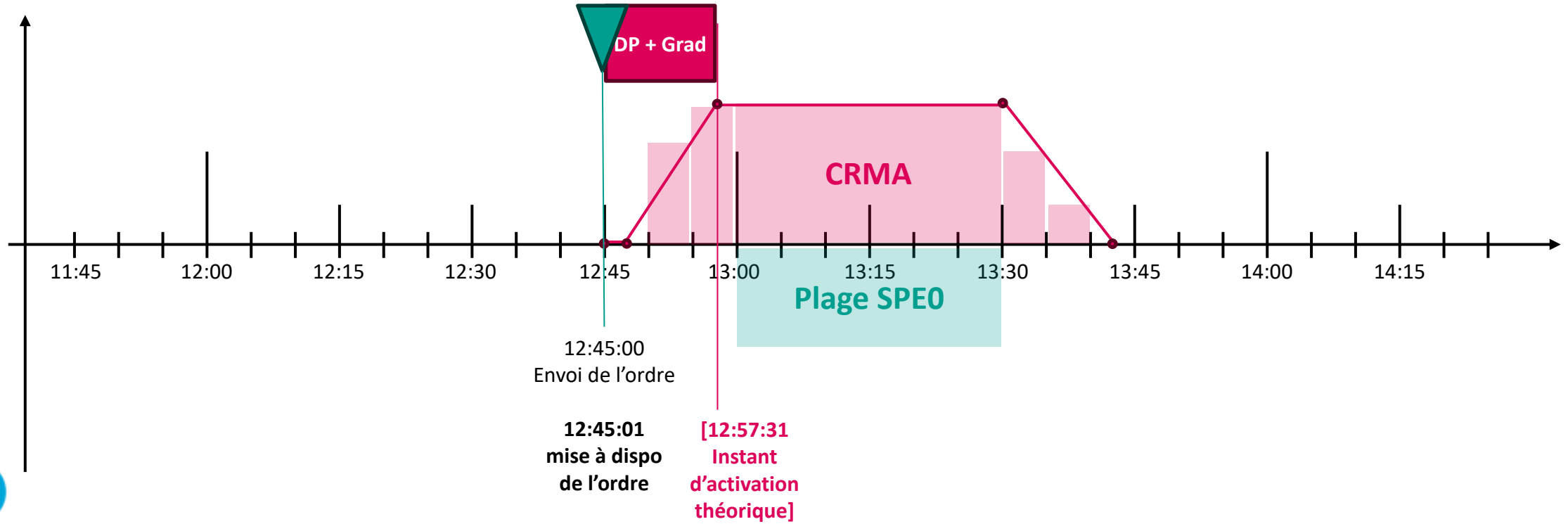


[SPE] - Plage de contrôle pour les ordres immédiats

L'instant d'activation au titre du MA varie selon les offres explicites et implicites.

La plage de contrôle RR-RC telle que décrite permet de :

- Contrôler que la puissance de consigne est atteinte au plus tôt dans le délai de 13' attendu
- Exclure les rampes pour les offres implicites



2 Compteur de tests EDA/Produit/Sens

Proposition RTE

7.G. Qualification des Entités d'Ajustement

➔ Conservation des agréments pour le SPE0

7.G.2.5. Suspension de l'Agrément et Période d'Exclusion

➔ Suppression de l'article

7.L.2. Tests d'activation

[…]

~~Une EDA peut être testée jusqu'à 5 fois par produit, par direction et par an.~~

[…]

Au 1er janvier de chaque année calendaire, le nombre total de tests possibles est fixé à 5 par EDA, par produit, par direction.

Pour tous les produits SPE0, SPE hausse et SPE baisse, lorsqu'une activation est considérée défaillante par RTE après le M+3, le nombre total de tests possibles par EDA par produit, par direction et par an est incrémenté de 1.

Illustration du process cible

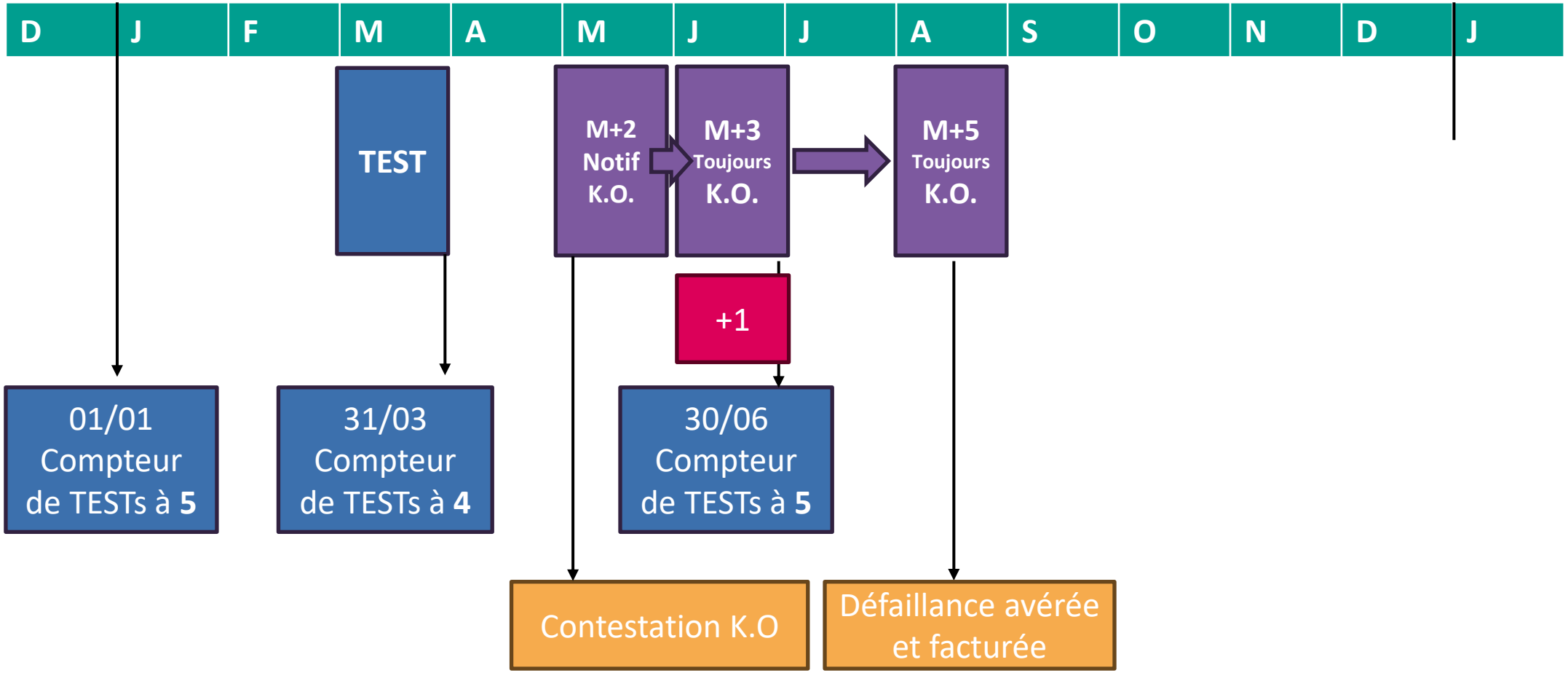
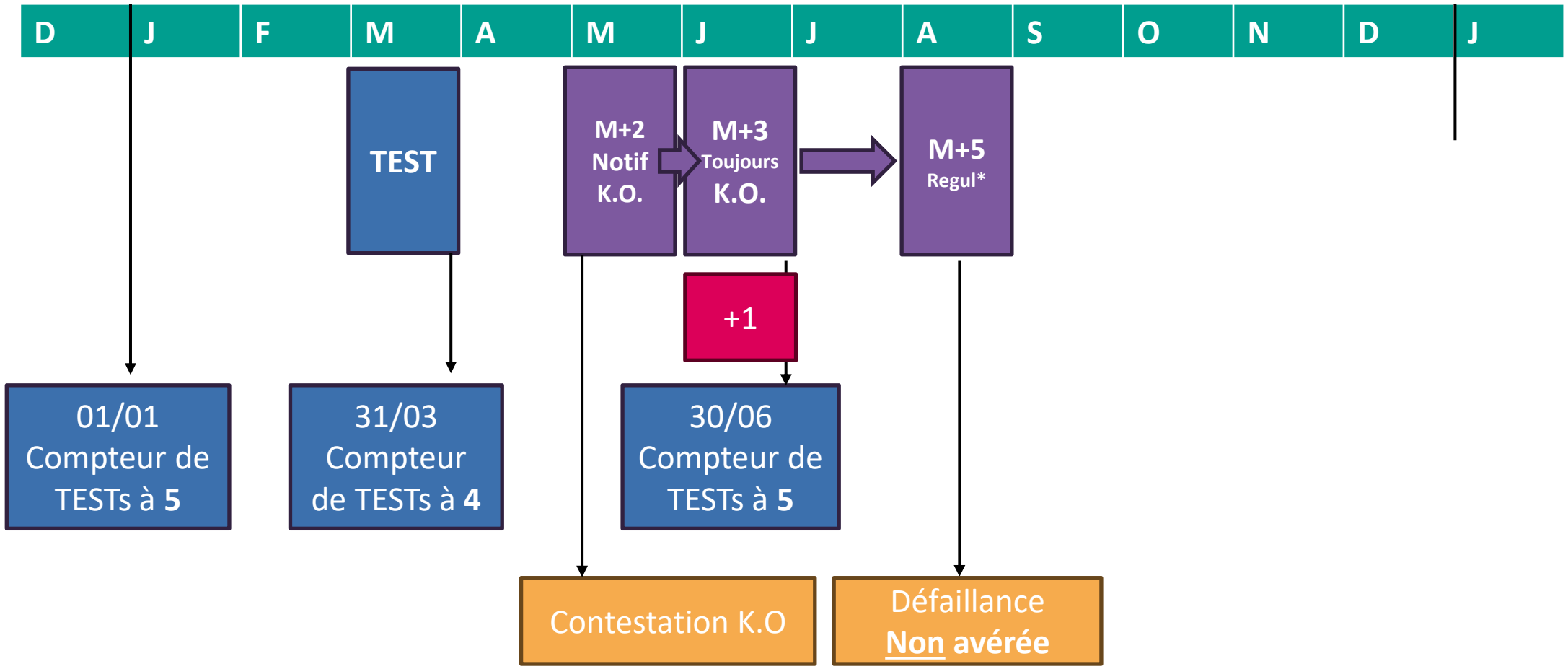


Illustration du process cible – Cas 2



Retours

- **Le compteur de tests est bien :**
  - **Par EDA / Produit / Sens**

- **Initialisation du nombre de tests lors de l'entrée en vigueur des règles V6**
  - **Pour le produit SPE0 :**

  RTE propose d'initialiser le compteur de **TESTs par EDA à 5 sur 2026**
  Les règles V5 déjà en vigueur imposent 5 activations par EDA et par année.

  - **Pour le produit SPE à la baisse RTE :**

  RTE propose d'initialiser le compteur de **TESTs par EDA à 3 sur 2026**

  - **Pour le produit SPE à la hausse RTE :**

  RTE propose d'initialiser le compteur de **TESTs par EDA à 2 sur 2026**

- **Demande de transparence sur les tests d'activation**
  - **Une vague de tests a été lancée par RTE en novembre 2025**

  RTE propose de présenter cela en détail lors du prochain AT/GT

Fin du compteur d’échecs et des suspensions

- Avec l’arrivée imminente des règles V6 et leur entrée en vigueur en 2026 il a été acté la fin du compteur d’échecs et des suspensions des EDA RRRC au 01/01/2026.

  Cela implique :

  - Arrêt le compteur d’échecs à l’activation pour les EDA RRRC.
  - Arrêt des procédures relatives à la Remise à zéro du compteur d’échecs pour les EDA RRRC.
  - Arrêt des suspensions de EDA RR-RC.

- Mais cela ne remet pas en cause :
  - La surveillance des défaillances à l’activation.
  - La notification des défaillances à l’activation dès M+2.

3 Suppression du seuil de défaillance de 5 MW pour le produit SPE0

Article 7.L.1.2.3

7.L.1.2.3. Défaillance constatée

Pour chaque Pas Quart-D'Heure de la journée J sur lequel au moins une activation d'une Offre d'Ajustement Spécifique à la hausse a lieu, les situations suivantes constituent une Défaillance relative à l'activation d'une EDA déclarée dans la Liste d'Engagement :

1. RTE ne peut joindre le Receveur d'Ordre ni sur la voie principale de communication, ni sur la voie de secours : la puissance défaillante est la somme des P.(LE,EDA,p) des EDA engagées dans la Liste d'Engagement sur les Pas Quart-D'Heure (p) et ayant pour Receveur d'Ordre celui que RTE n'a pas pu joindre,
2. le Receveur d'Ordre d'une EDA Activée refuse l'exécution d'un Ordre d'Ajustement (que l'Ordre soit transmis par le Dispositif Technique TAO ou par téléphone) : la puissance défaillante est égale à la P.(LE,EDA,p),
3. Une Puissance Défaillante non nulle est identifiée sur un Pas Quart-D'Heure à partir de la moyenne des $P.Défaillante_{u\in P}$ calculée sur les pas 5 minutes (u) compris au sein de la Plage de Contrôle (P) selon la formule :

$$P.Défaillante_{u\in P} = \min\left(P.(LE,EDA)_{u\in p}; P.Attendue\ initiale_{u\in p}\right) - P.Réalisée_{u\in p}$$

avec :

- Seules les $\boldsymbol{P.Défaillantes}_{u\in P} \geq$ ~~max (~~$10\% * P.Attendue\ initiale_{u\in p}$~~; 5 MW)~~ sont prises en compte.
- ***P.(LE,EDA)*** : est la puissance déclarée par l'acteur dans la Liste d'Engagement pour l'EDA correspondante

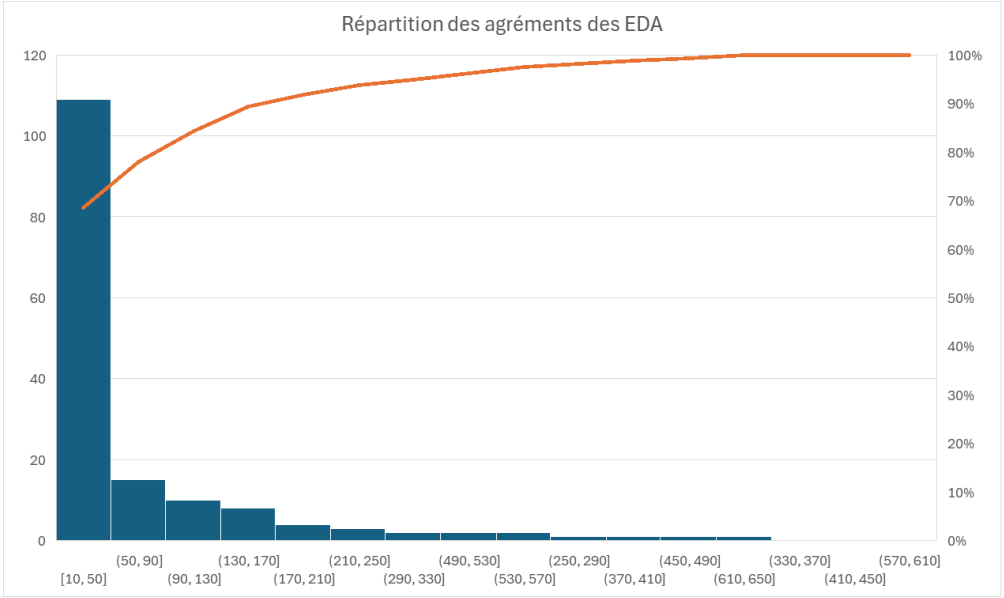
Ajout de précision :

- **Le seuil de tolérance s'applique sur les pas 5 minutes**
- **La Puissance Défaillante est calculée sur un pas 15 minutes à partir de la moyenne des Puissances Défaillantes au pas 5 minutes**

Article 7.L.1.2.3 : Suppression du seuil de tolérance 5MW SPE0

- **Presque 70% des EDA sont agréées en SPE0 pour moins de 50 MW**

➔ Ces EDA peuvent être systématiquement défaillantes entre 0,1 et 4,9 MW sans être pénalisées



- **Illustration pour 1000 MW de mFRR :**

- Avec 20 EDA de 50MW, si toutes les EDA sont défaillantes à 4,9 MW Nous avons 98 MW défaillants.

- Avec 100 EDA de 10MW, si toutes les EDA sont défaillantes à 4,9 MW Nous avons 490 MW défaillants.

4 Double Engagement d’une EDA

Articles 7.L.1.3.3 et 7.L.1.2.3

❑ Risque de difficulté dans le cas ou un actif est engagé à la fois sur le SPE et sur le SPE0.

Comment savoir quelle plage de contrôle utiliser dans ce cas ?

➔ **Une EDA ne peut pas être engagée à la fois :**

- En SPE et SPE0
- Hausse et Baisse.
- Le seul cas autorisé est l'engagement d'une même EDA en mFRR SPE0 et RR SPE0.

➔ **Cela sera explicité dans les règles.**

5 Limitation de l’usure des actifs par les AA

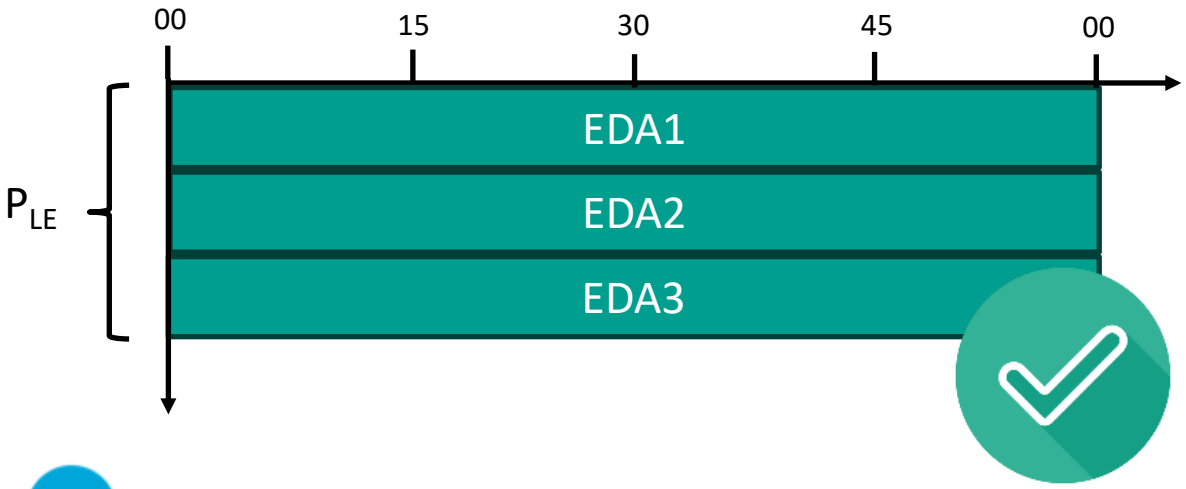
Engagement des EDAs en SPE

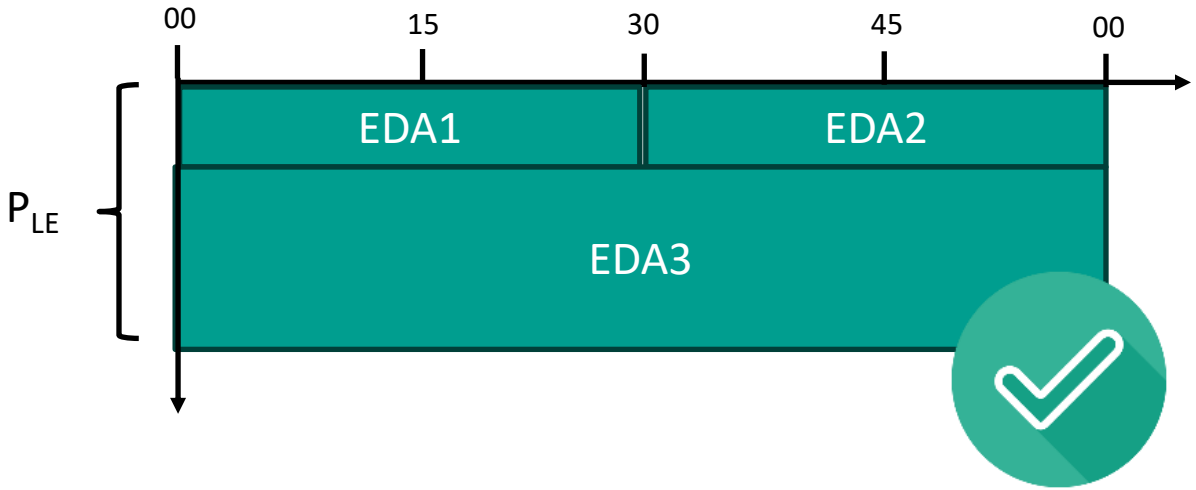
- La plage d'engagement est égale à la période de validité : 1h ronde;

➔ **Un acteur peut ainsi s'offrir uniquement sur certaines heures de la journée**

- La puissance engagée peut être couverte par plusieurs EDAs :
  - En parallèle (exemple de gauche ci-dessous) ;
  - Ou successivement (exemple de droite ci-dessous).

➔ **Cela permet aux acteurs de répartir les activations sur plusieurs EDAs et donc de limiter l'usure.**





6 Autres retours

Article 7.G.

- Proposition d'ajout de précision sur l'article 7.G. :

7.G. Qualification des Entités d'Ajustement

7.G.1. Cas général

Les EDA souhaitant participer aux Réserve Rapide et Complémentaire doivent s'offrir à minima sur le MA spécifique et nécessitent obtenir agrément au préalable, tel que décrit à l'article 7.G.2.

La qualification et la préqualification des Entités d'Ajustement souhaitant participer en parallèle à la plateforme MARI sont décrits dans RM_2_Mécanisme d'Ajustement.

Article 7.J.3.4.1.2.1

- Le paramètre NB_ACTIVATIONS fait bien référence au paramètre déclaré dans la LE

7.J.3.4.1.2.1. Cas général

Pour chaque Type d'Engagement i, les EDA proposées dans la Liste d'Engagement doivent satisfaire les conditions suivantes :

– sur chaque Pas Quart-D'Heure p de la journée J, la somme des puissances déclarées au titre du Type d'Engagement i dans la Liste d'Engagement est supérieure ou égale à la puissance $P_{E,i}$;

~~– le DMO déclaré pour les EDA au titre du Type d'Engagement i est inférieur ou égal à $DMO_{E,i}$;~~

– Chaque MW engagé en RR ou RC est offert pour au moins 4 activations dans la journée.

$$\sum_{EDA \in LE} \left(max\left(\{P_{LE,EDA,p}\}_{p \in J}\right) \times NB_{activations,EDA}\right) \geq \sum_{i \in \{RR,RC\}} (P_{E,i}) \times 4$$

Avec :

- $max\{P_{LE,EDA,p}\}_{p \in J}$: est la puissance maximale déclarée par l'acteur dans la Liste d'Engagement pour une EDA sur tous les pas quart-d 'heure *p* appartenant à une journée *J*.
- $NB_{activations,EDA}$: L'Engagement de l'EDA pour couvrir deux (2) ou quatre (4) Ordres d'Ajustement.
- $P_{E,i}$: La puissance minimale que le Participant s'engage à mettre à disposition sur le Mécanisme d'Ajustement au titre de ses Engagements et correspondant au Type d'Engagement i. (Ou volume contractualisé pour la journée)

~~– DO_{min} déclarée est inférieure ou égale à soixante (60) minutes~~

– les EDA sont déclarées sur un Nombre d'Ordres d'Activation (NB_ACTIVATIONS) égal à deux (2), ou quatre (4) dans la LE.

Article 7.J.3.4.1.3

– L'énergie maximale à la hausse offerte en ajustement de l'EDA (E_{max}) est supérieure ou égale à l'énergie minimale attendue mise à disposition dans la Liste d'Engagement pour cette EDA, i.e. :

Pour la Réserve Rapide :

$$\left(E_{max} - \sum_{p \in J} \frac{moyenne(PA)_{(p)}}{4}\right) \geq max\left(\left\{P_{LE,EDA,p}\right\}_{p \in J}\right) \times NB_{activations} \times 1h$$

Pour la Réserve Complémentaire ;

$$\left(E_{max} - \sum_{p \in J} \frac{moyenne(PA)_{(p)}}{4}\right) \geq max\left(\left\{P_{LE,EDA,p}\right\}_{p \in J}\right) \times NB_{activations} \times 0{,}75\ h$$

- E_{max}, correspondant à l'Energie maximale initiale de l'EDA pour la journée

➔ L'Energie maximale offerte en ajustement de l'EDA est bien : Emax - Energie au PA

- Mais RTE propose de reformuler :
  Par convention, PA(p)=0 pour les EDA ne disposant pas de EDP.

Article 7.J.3.4.2.2 : Offres soumises sur le MA

❑ **A date, RTE a prévu de contrôler :**

- $DMO \leq 13\ minutes$, l'activation se faisant suivant la convention « dynamique longue » telle que décrite dans le guide d'implémentation du Dispositif Technique TAO.
- $DO_{min} \leq 15\ minutes$,
- Le DO_{max} doit être compatible avec la durée d'Engagement sur des pas quart d'heure consécutifs de l'EDA
  - ➔ **Si une EDA est engagée en SPE sur 15 minutes, le DOmax doit être supérieur ou égal à 15minutes.**
  - ➔ **Si une EDA est engagée en SPE sur 45 minutes, le DOmax doit être supérieur ou égal à 45minutes.**

- P_{MAX} et P_{MIN} en cohérence avec :
  - **le chapitre 2.J : Constitution des Offres d'Ajustement des règles harmonisées relatif au Mécanisme d'Ajustement.**
  - **la programmation de la Liste d'Engagement.**

- $\boldsymbol{DNA \leq 30\ minutes}$;

➔ **A date, il n'est pas prévu de pénalités déclaratives sur les paramètres NB_ACT et Emax.**

Mais RTE sera très attentif aux refus d'ordres d'ajustement sur les EDA engagées en produit SPE.

Article 7.K.1 – Lien IP VPN

- Le lien IP VPN sera obligatoire pour tout Receveur d'Ordre comportant des EDA dédiés à faire de la mFRR-RR dans son périmètre, et ce peu importe le produit.

- En effet, la nouvelle mFRR SPE est une réserve contractualisée dont nous devons assurer la disponibilité à n'importe quel moment.

- Des concessions ont déjà été faits par ailleurs, notamment sur la suppression des agréments sur le produit « SPE ». Et RTE ne souhaite pas faire de concession sur la fiabilité en temps réel de ce produit.

- **La nouvelle formule de défaillance à l'activation se base sur « l'instant de mise à disposition d'un ordre » par RTE. Si un acteur ne reçoit pas un ordre, ou le reçoit en retard parce qu'il n'a pas de lien IPVPN, alors nous considérons l'activation défaillante sans possibilité de contestation.**

Article 7.L.1.2.2.4.3 – Capacité indisponible

❑ Dans le cas d'une capacité finalement indisponible, il semble que nous soyons pénalisés 2 fois :

- Soumission d'offre insuffisante à HLAR
- Absence d'offre (= offres non conformes à LE)

Cela pourrait conduire à faire des offres à HLAR tout en sachant que la capacité n'est pas disponible. Sauf erreur, ce comportement ne correspond pas à l'esprit initial de cette pénalité.

➔ **Effectivement, mais la pénalité en cas de défaillance à l'activation sera appliquée.**

➔ **Ainsi, dans le cas où une EDA est indisponible et que l'acteur ne peut pas la remplacer avant HLAR, l'acteur a la possibilité de déclarer un aléa technique (7.L.1.1.2.) afin que ses pénalités soient revues à la baisse.**

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)