Le réseau de transport d'électricité

GT RE n°1 - Evolution des règles RE

Cycle RE v3

27 janvier 2026

Accessibilité : Participants du GT RE

v0

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

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

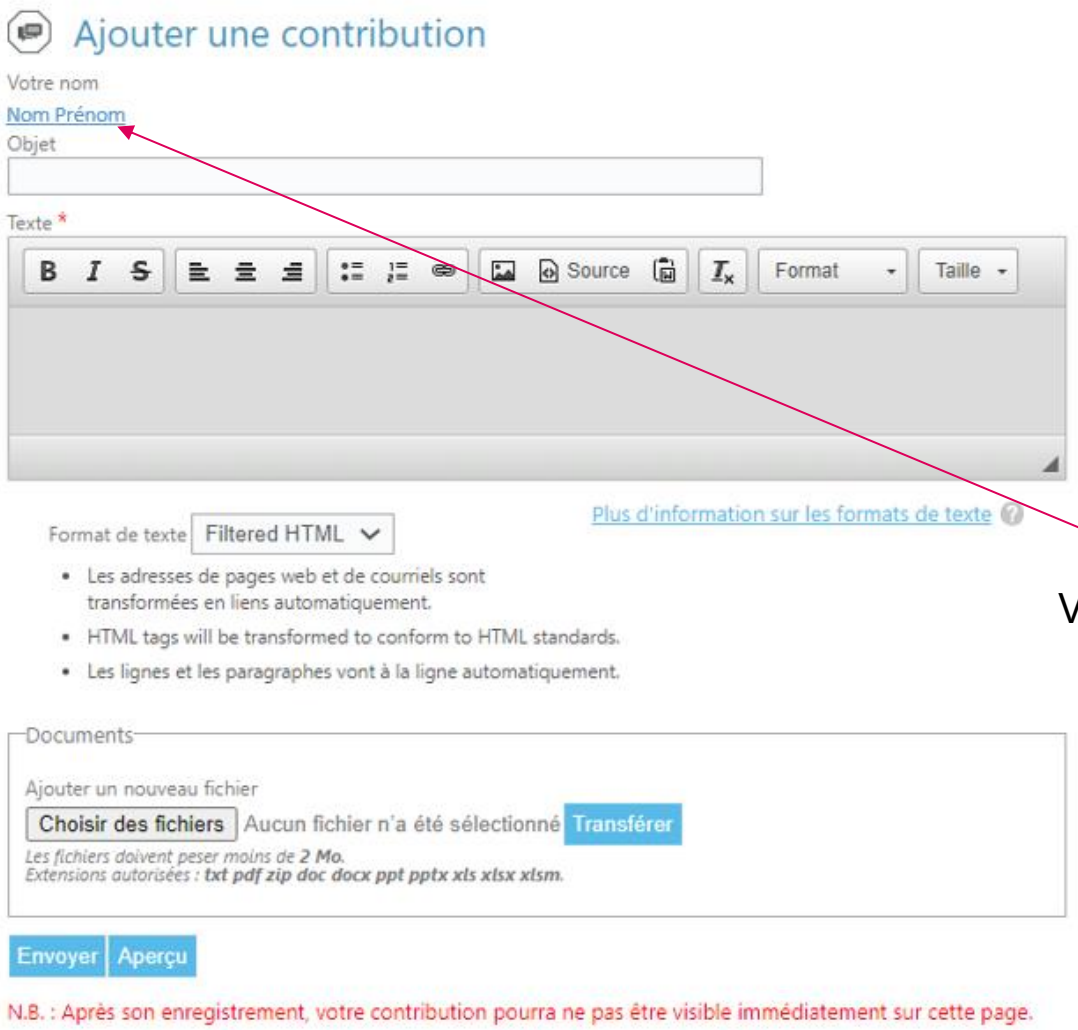
et de **préciser** le ou les groupes auxquels vous souhaitez participer :



- ❑ Sessions plénières de la CAM
- ❑ *GT RR-RC*
- ❑ *GT PROG-MA*
- ❑ *GT SSY*
- ❑ *GT RE*
- ❑ *GT Flexibilités Réseaux RPT et RPD*
- ❑ *GT Effacement Transverse*
- ❑ *GT EnR*
- ❑ *GT Interruptibilité*
- ❑ *GT AO Flexibilités Décarbonées*

- ❑ *AT dédiés aux responsables de programmation (RP)*
- ❑ *AT dédiés aux acteurs d'ajustement (AA)*
- ❑ *AT dédiés aux responsables de réserve (RR)*
- ❑ *AT dédiés aux responsables d'équilibre (RE)*
- ❑ *AT dédiés aux GRD et ELD*
- ❑ *AT relatifs aux effacements*

CONCERTE – nouveau rôle par défaut en Lecture : vérifier que vous disposez des droits de réponse à une consultation



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

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

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

Vous retrouvez ici votre identité

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

SOMMAIRE

GT RE

1. **Rappel du périmètre des règles RE v2 et date d'entrée en vigueur**

2. **Actualités et Services**
   - Evolution du préavis du coefficient k - rappel
   - Suivre les données manquantes GRD (RE)

3. **Bilan RT20**

4. **Lignes directrices du cycle de concertation RE v3**
   - Planning prévisionnel de concertation
   - Lignes directrices du cycle de concertation

5. **Financement des réserves FRR**

6. **Etude de la suppression de l'accord RE-AA**

1 Rappel du périmètre des règles RE v2 et date d'entrée en vigueur

Périmètre des règles RE v2 et date d'entrée en vigueur

- Saisine de la CRE : **21 octobre 2025**
- Délibération de la CRE : **2 décembre 2025** *(ici)*
- Notification aux acteurs : **19 décembre 2025**
- Entrée en vigueur : **1er janvier 2026**

Sujets	Consistance
Sécurisation financière du mécanisme RE	• Dématérialisation des mises en demeure du RE • Mise à disposition de la clause EverGreen • Changement de dénomination : « Garantie bancaire » à « Garantie à première demande» • Mise à disposition de la dématérialisation des garanties à 1ère demande (GàPD) • Révision du calendrier des notifications et des mises en demeure (MED)
Neutralité financière de RTE	• Evolution du délai de prévenance aux RE du coefficient k du PRE
Calculs sur le RPD	• Définition des modalités opérationnelles de la Réconciliation Temporelle 21 • Evolution du calcul de la courbe de charge télérelevée de consommation RPD pour prise en compte de l'application du modèle corrigé pour les sites sous CARD-S (date SY_{24})
Flexibilités Réseau	• Restriction du flux financier entre le RE OA et RTE aux flexibilités réseau hors Flexibilité Locale

2 Actualités et services

Evolution du préavis du coefficient k - rappel

Evolution du préavis de 3 mois à 2 mois : le coefficient k publié chaque mois sera la valeur applicable au mois M+2 et non plus au mois M+3.

- Publication fin janvier 2026 d'une valeur de k applicable au mois de mars 2026

- Une valeur pour le coefficient k du mois de mars 2026 a été fournie fin décembre 2025 du fait du processus précédent (délai de prévenance de 3 mois). Cette valeur n'est pas à prendre en compte, le **k applicable à mars 2026 est bien celui qui sera publié en M-2, soit en janvier 2026**

Evolution des services : IHM et API Portail RTE

Données RPD phase écarts – système cible :

- Rappel : mise à jour du service de mise à disposition des données RPD phase écarts avec la C01 définitive :
  - Le **10 décembre 2025** pour les *API Big Bre Reconstitution* et *Big Dso Reconstitution*
  - Courant 2026 pour le service associé *« Télécharger les données du RPD phase « écarts »*

- Nouveau : mise à disposition du service *«Visualiser les données manquantes GRD* **»** à destination des RE courant février 2026.

Ce service vient compléter l'*API Bre Reconstitution Missing Data* et met à disposition des RE les semaines pour lesquelles RTE n'a reçu aucune courbe de charge des GRD pour les échéances M+X.

=> une fois ce service disponible, les notifications par mail seront supprimées.

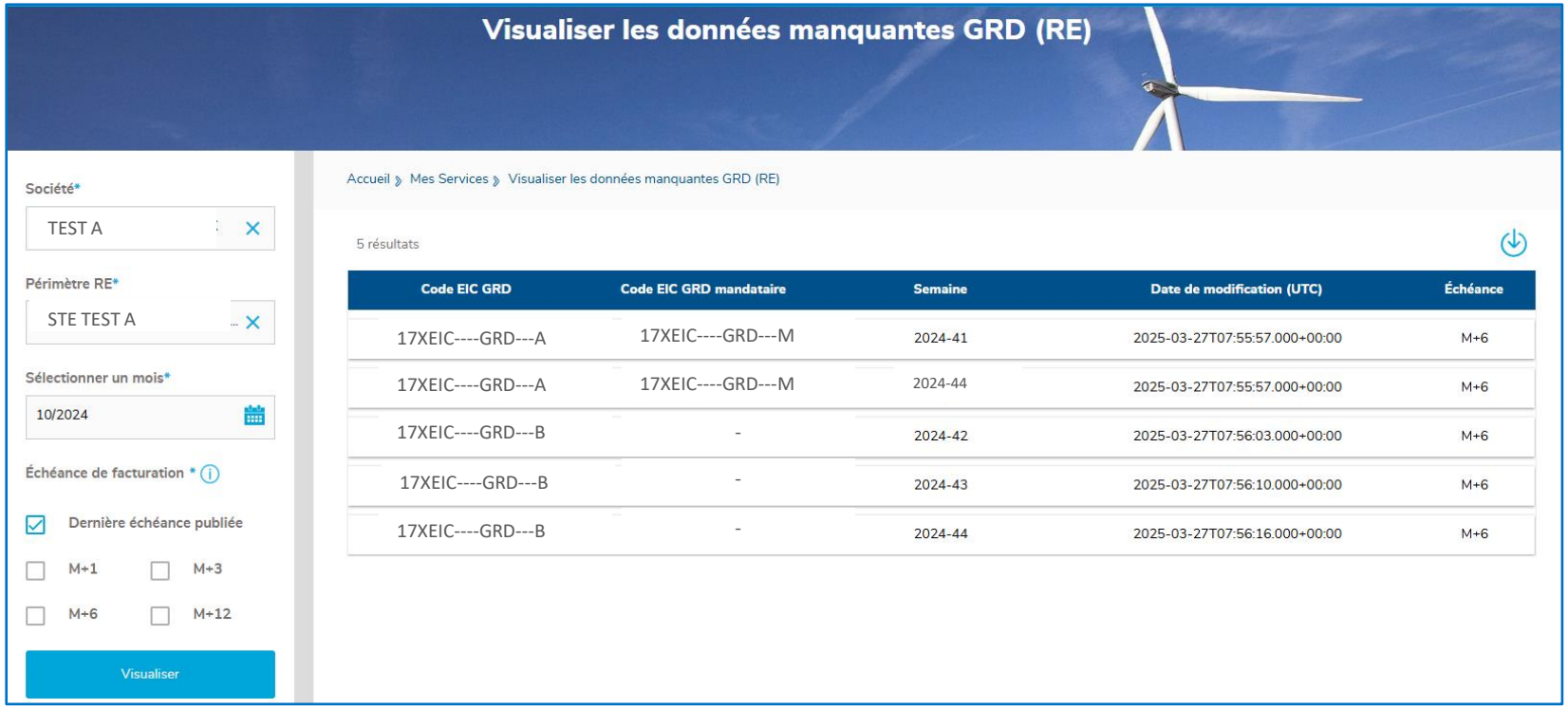
Evolution des services : IHM et API Portail RTE

1

Visualiser les données manquantes GRD (RE)

Permet aux REs de visualiser pour chaque échéance M+X les semaines pour lesquelles RTE n'a pas reçu de courbes de charge GRD.

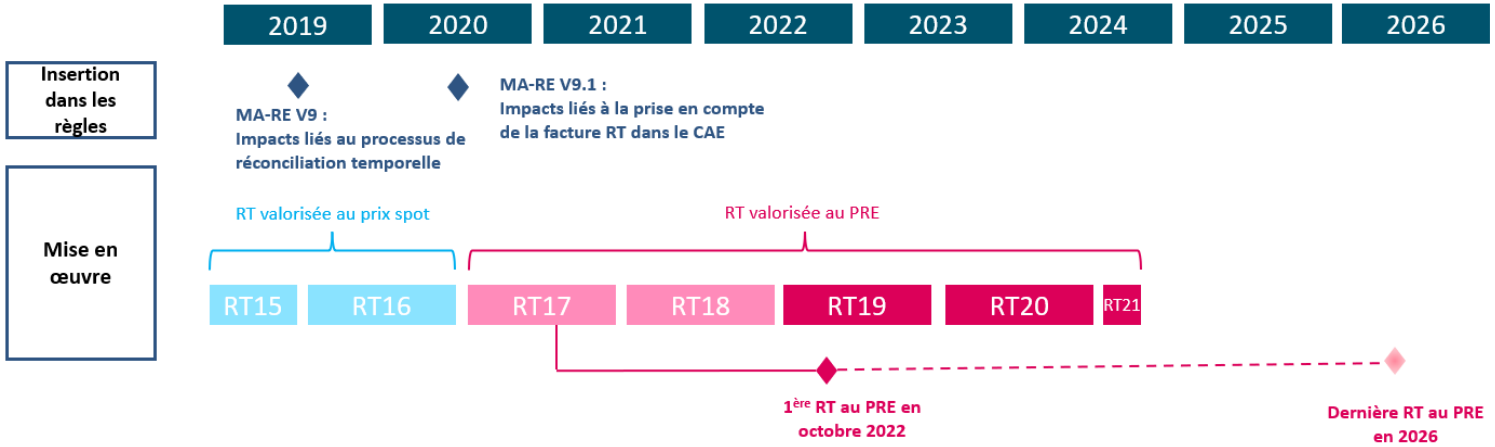
2



3 Bilan RT20

Bilan de la RT20 – 4ème exercice avec une valorisation au PRE

Rappel : Facturation de la RT depuis le 1er juillet 2020



RT20 juillet 2023 – juin 2024 : Bilan sur la qualité du processus

- **4 bilans graphiques personnalisés** réalisés à destination des GRD en **juin, juillet, aout et septembre 2025** afin d'améliorer la qualité des données :
  - ✓ État des lieux des données reçues par RTE de la part des GRD ;
  - ✓ Calcul d'un CNP estimé afin d'effectuer des comparaisons par rapport aux années précédentes.

RTE remercie les GRD d'avoir utilisé ces bilans pour fiabiliser leurs données et les encourage à faire de même pour la dernière RT.

=> 23 ELD avec un CNP en dehors de l'intervalle [0,7 ; 1,3] soit +/- 30% en écart (contre 25 ELD en RT19)

=> Un résidu très faible et proche de la moyenne, bien meilleur qu'en RT19 et que pour les RT précédentes (écart type journalier de 0,4 MWh contre 18,6 MWh en RT19)

Bilan de la RT20 – 4ème exercice avec une valorisation au PRE

Rappels des grands impacts du passage de la RT au PRE

Processus de réconciliation temporelle :
- Réalisation d'un calcul d'écart de RE corrigé des énergies affectées en réconciliation temporelle (Ecart RT)
- Valorisation de l'ensemble de l'écart au prix de règlement des écarts
- Régularisation financière par rapport à l'écart valorisé en M+12 pour tous les mois de l'exercice

Intégration au CAE :
- Intégration au CAE des écarts RT et du résidu financier
- Suppression de la rémunération appliquée en RT

Bilan financier de la RT20

Pour cet exercice portant sur la période juillet 2023 à juin 2024, qui s'est clôturé fin octobre 2025 :
- **20 RE facturés pour un montant de 7,1 M€ (contre 100,2 M€ en RT19)**
- **32 RE remboursés pour un montant de 7,4 M€ (contre 102,5 M€ en RT19)**

=> Soit un solde de -0,3 M€ (contre -2,3 M€ en RT19)

Résidu financier : avoir de 1,4 k€ (contre un avoir de 825,5 k€ en RT19)

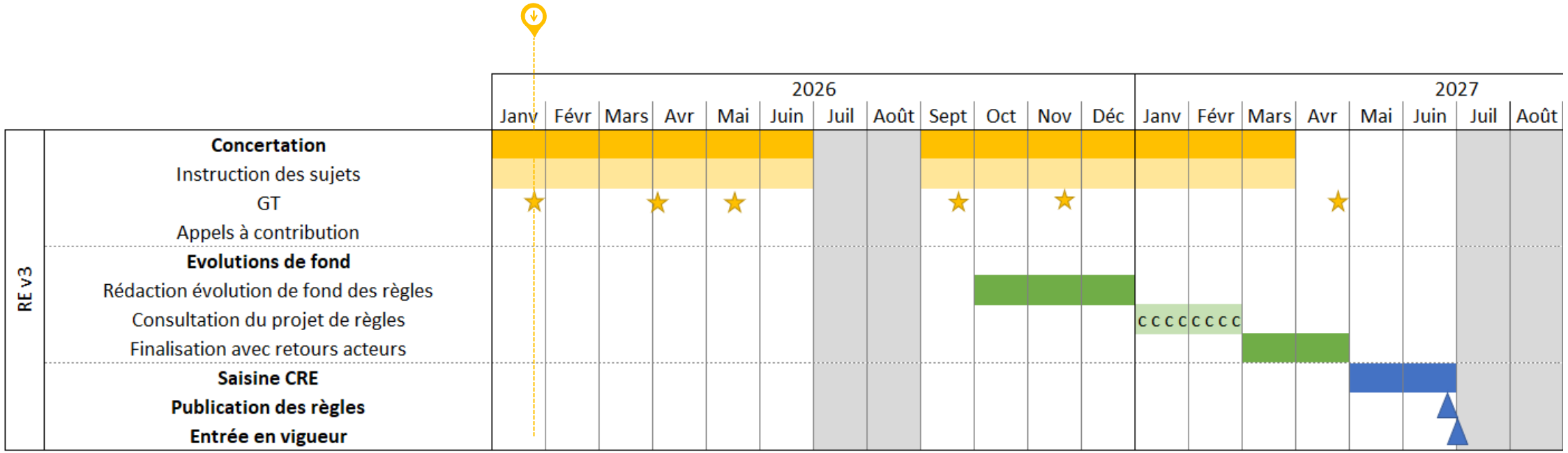
Comme chaque année, un bilan détaillé sera transmis aux participants du GT Recoflux ainsi qu'aux participants du GT RE.

Rappel sur la RT21

La **réconciliation temporelle 21** sera la dernière avec l'arrivée du **système cible**.
Elle portera sur une période tronquée allant du **1er juillet 2024 au 4 octobre 2024**.
Les bilans personnalisés sont réitérés pour cette dernière RT – ils ont débuté fin novembre.
La facturation est planifiée pour fin mars 2026 avec une date limite d'envoi des mises à jour pour les GRD avant le 15 février 2026.

4 Lignes directrices du cycle de concertation RE v3

Calendrier prévisionnel des règles RE v3



Lignes directrices du cycle de concertation v3

- Poursuivre les travaux visant à renforcer l'incitation renvoyée aux RE via le financement d'une partie des réserves FRR
- Instruction et concertation de l'impact sur les RE de l'indemnisation de la limitation des sites de stockage (concertation CART Producteur et Stockeur)
- Suivi des travaux sur l'encadrement des fortes variations de puissance dans le système électrique touchant l'ensemble de la production et impacts sur le RE (lien avec le dispositif de Programmation)
- Ré interrogation du calendrier de contestation des données RPD M+6
- Veille sur la mise en œuvre du nouveau code NCDR et les impacts sur le RE
- Demande de la CRE : instruire les possibilités de suppression de l'accord AA-RE (Annexe 2.4A)

Les Responsables d'Equilibre souhaitant proposer d'autres sujets de concertation peuvent demander à RTE l'organisation de bilatérales.

5 Financement des réserves FRR

SOMMAIRE

1) Pourquoi un financement partiel des réserves FRR par les RE ?

a) Contexte : assurer l'équilibrage avec une fenêtre opérationnelle réduite

b) Benchmark européen sur le niveau d'incitation renvoyé aux RE par les GRT et leur niveau de déséquilibre

2) Quelle part des réserves financée par les RE ?

3) Autres éléments de design de la mesure

4) Planning

1 Pourquoi un financement partiel des réserves FRR par les RE ?

Contexte : assurer l’équilibrage avec une fenêtre opérationnelle réduite

Impacts du passage à un délai de neutralisation 30 min: un enjeu collectif de gestion des risques en matière d'équilibrage au meilleur coût pour la collectivité

Le passage au DN 30 en janvier 2029 implique une **réduction de la fenêtre d'actions de RTE de 2h à 45 min,** et ainsi une diminution de **30% à 40% de l'énergie d'équilibrage utilisable - à date - par RTE** pour réaliser l'équilibre offre-demande en temps réel

Cette énergie ne sera plus à la main de RTE, et **devra être mobilisée en amont par les RE ou être disponible via la création de nouveaux produits de réserves plus flexibles**

⟺

Afin de s'assurer d'un niveau de réserves suffisant et adapté aux spécificités de chaque période **RTE met en place une nouvelle méthode de dimensionnement conjointe FRR,** basée sur l'historique de déséquilibre et par plage de 4 heures

Fort risque d'une hausse des coûts de contractualisation à la charge des utilisateurs du réseau : effet volume et effet prix

Des leviers pour agir sur l'offre et le besoin de réserves d'équilibrage

Levier « gisement de réserves »

Enjeu : Disposer de réserves aux caractéristiques adaptées à un équilibrage avec un DN 30, au meilleur prix

Travaux menés par RTE :

- Création de nouveaux produits de réserves plus flexibles
- Adaptation processus/règles pour accroitre la liquidité des réserves, notamment à la baisse

Levier « besoin de réserves »

Enjeu : Diminuer le besoin de réserves, notamment en ayant un SE suffisamment équilibré en amont de FO, dans une logique de maitrise des coûts pour la collectivité et de limite des actions d'équilibrages dans la FO

Travaux menés par RTE :

- Adresser la problématique des variations de puissance
- **Ajouter une incitation financière aux RE à être équilibrés, notamment à utiliser les nouveaux moyens mis à disposition en lien avec le DN 30 pour mieux s'équilibrer**

Pour cette nouvelle incitation, **RTE souhaite faire participer les RE au financement des réserves FRR**, du fait des **avantages suivants** :

- **Création d'un nouveau levier, complémentaire à la matrice PRE**, et dédié aux coûts capacitaires permettant d'assurer l'équilibrage du SE
- **Fait porter les coûts,** en matière de capacités d'équilibrage du SE, **à ceux qui en sont à l'origine et disposent de leviers pour les limiter,** à l'instar des autres mécanismes de marché (MKP, énergie d'équilibrage)
- N'est **pas soumis comme la matrice PRE aux évolutions règlementaires européennes** : révision d'EBGL et d'ISHm à prévoir à horizon 2028-2030

b Benchmark européen sur le niveau d'incitation renvoyé aux RE par les GRT et leur niveau de déséquilibre

Benchmark européen : méthodologie utilisée

Méthodologie : **benchmark européen - analyses de différents facteurs liés au mécanisme du responsable d'équilibre des GRT européens, et des corrélations entre ces facteurs.** Analyses basées sur un questionnaire envoyé aux GRT, des échanges, et des données issues de la *transparency platform* et des rapports de l'ENTSOE

3 facteurs étudiés :

- **Modèle d'équilibrage du GRT** : proactif, réactif ou hybride
- **Niveau d'incitation financière aux RE** : méthode de calcul et valeur du PRE, modèle de financement des réserves
- **Niveau de déséquilibre du pays**

Corrélation entre :

- **Niveau d'incitation financière et modèle d'équilibrage**
- **Niveau d'incitation financière et niveau de déséquilibre**

Donnée qualitative (réponse au questionnaire et échanges)

Donnée quantitative avec possibles retraitement, **ce type de facteurs est détaillé dans la présentation**

Benchmark européen : niveau d'incitation financière construit sur 3 indicateurs

La méthode de financement des réserves FRR (données pour 24 GRT)

17 font financer les réserves FRR à 100% par les **utilisateurs de réseau**

2 font financer les réserves FRR à 100% **par les RE**

4 ont un modèle de financement **hybride,** et **1** est en train d'évoluer vers un modèle hybride

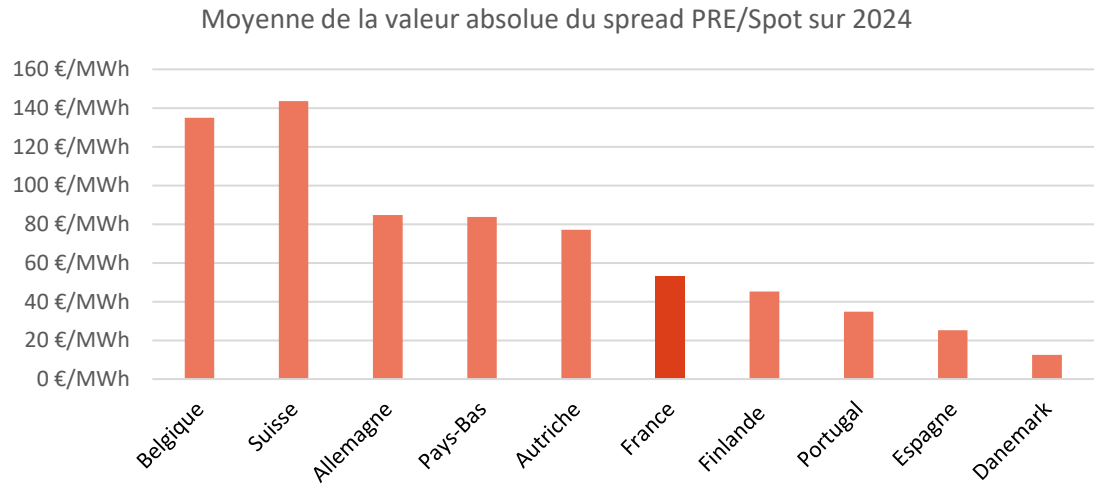
La méthode de calcul du PRE – coefficient additionnel

La moitié des 39 GRT européens ayant répondu utilisent un coefficient supplémentaire (de pénurie ou incitatif) dans le calcul du PRE

Spread entre le PRE et le spot J-1

Indicateur le plus pertinent pour représenter l'incitation financière envoyée aux RE

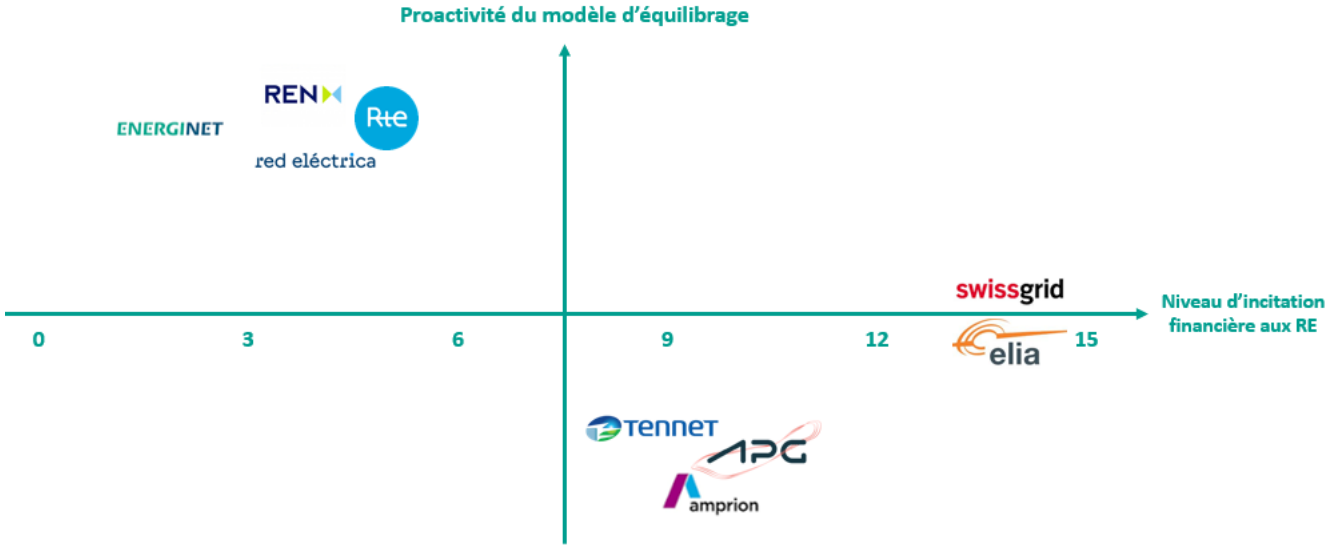
- La Belgique et la Suisse renvoient l'incitation financière la plus forte
- **RTE se classe dans la moyenne**



Construction du niveau d'incitation financière, sous la forme d'un score entre 0 et 15

- **Score basé sur le spread entre le PRE et le prix spot**, valant le spread divisé par 10
- Ajout de 1 au score par coefficient supplémentaire (hors composant de neutralité) dans le calcul du PRE
- Ajout de 1 au score si tout ou partie des réserves sont financées par les RE

Benchmark européen : corrélation entre le modèle d'équilibrage et l'incitation financière

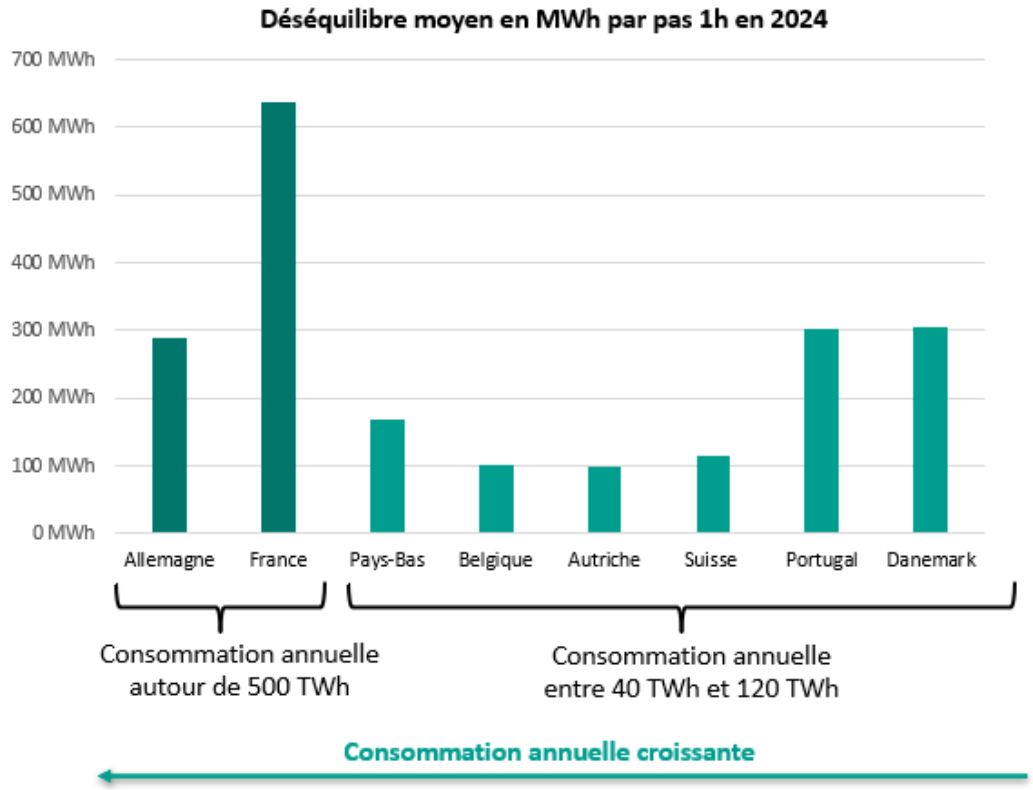


- Les **4 GRT avec un modèle d'équilibrage proactif ont un niveau d'incitation financière plus faible que les GRT avec un modèle hybride ou réactif** → les modèles hybrides et réactifs font davantage reposer l'équilibrage sur les RE, donc nécessaire de les inciter plus fortement à être équilibrés ou à aider le système électrique
- **Cas d'Amprion, Tennet et APG :** modèle plutôt réactif mais pas l'incitation financière la plus forte → cela peut s'expliquer par le fait que ces pays (surtout l'Allemagne) ont un marché **intraday plus important** : le bon indicateur pour ces pays serait alors plutôt le spread entre le PRE et les prix IJ. L'Allemagne contractualise **également davantage de réserves aFRR pour pouvoir assurer l'équilibrage même en cas de forts déséquilibres des RE.**
- **Cette corrélation montre qu'une évolution d'un modèle proactif vers un modèle plus hybride ou réactif (comme poussé par les évolutions de marché) doit s'accompagner d'un renforcement des incitations financières renvoyées aux RE et/ou d'une contractualisation d'un volume de réserve plus important.**

Benchmark européen : corrélation entre le déséquilibre et l'incitation financière

Comparaison du déséquilibre moyen par pays par pas de temps 15 min sur l'année 2024

- **Regroupement par pays de consommation électrique annuelle similaire.** Les déséquilibres de 2 pays avec des consommations très différentes ne peuvent pas vraiment être comparés : un pays avec une faible consommation aura naturellement un déséquilibre plus faible
- La **France est plus déséquilibrée que l'Allemagne** qui a une incitation financière plus forte.
- La **Belgique, la Suisse, l'Autriche et les Pays-Bas sont moins déséquilibrées que le Portugal et le Danemark**, qui ont une incitation financière moins forte



- **Il existe une corrélation entre le niveau de déséquilibre et le niveau d'incitation financière** : les GRT ayant mis en place de fortes incitations financières aux RE ont un système moins déséquilibré en moyenne.
- RTE en déduit qu'une **hausse de l'incitation financière en France permettrait à priori de réduire le déséquilibre**, pour se rapprocher du fonctionnement de pays plus incitatifs et moins déséquilibrés comme l'Allemagne, la Suisse ou la Belgique.

2 Quelle part des réserves financée par les RE ?

Financement d’une partie des réserves par les RE : approfondissement du design

En 2025, la concertation a permis de recueillir les retours des acteurs concernant la part du coût des réserves imputables aux RE, le processus cible et l’échéance de mise en œuvre, à travers :

- Appel à contribution
- Bilatérales
- GT
- Contributions lors de la consultation sur le projet de règles du chapitre RE V2

Concernant la part du coût des réserves imputables aux RE, 2 éléments de design ont été instruits suite aux retours des acteurs :

- Le type de réserve à faire porter aux RE
- La prise en compte de borne inférieure de besoin FRR fixée à l’incident de dimensionnement

Quelle part des réserves financée par les RE ? (1/2)

Quelle réserve faire porter aux RE : aFRR, mFRR ou les deux ?

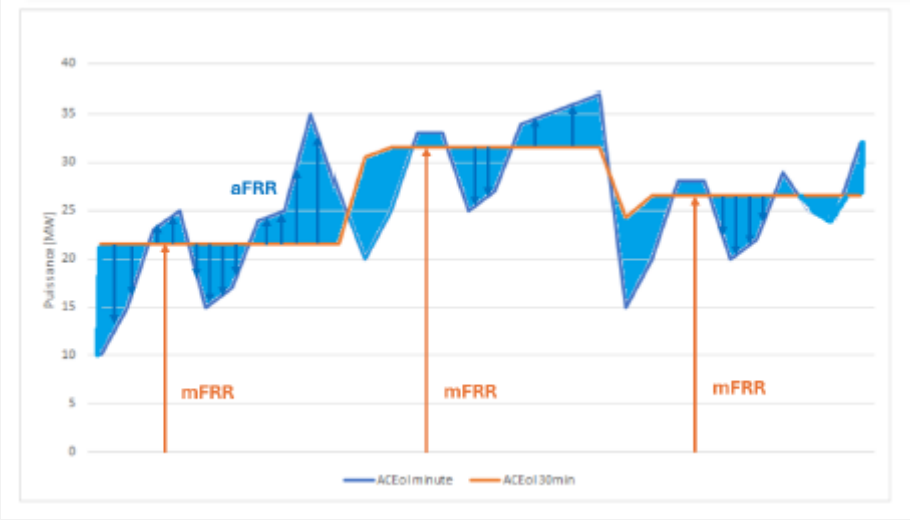
La mFRR résulte bien du déséquilibre à la maille de l'ISP, maille à laquelle l'EBGL responsabilise les RE. La logique de portage des coûts par les acteurs à l'origine du besoin est directe (coût porté par les RE en tendance comme préconisée en l'état de la concertation) .

L'aFRR étant dimensionnée à une maille plus fine, la part de responsabilités des RE dans son financement reste à évaluer.
Un RE équilibré sur l'ISP peut pourtant avoir d'importants déséquilibres au sein de cet ISP, déséquilibres à l'origine du besoin d'aFRR. Cependant :

- Difficile d'identifier les acteurs à l'origine du besoin
- Absence de produits de marché à une maille < 15 min

Pour autant, **nous observons des déséquilibres croissants, qui présentent des risques financiers et pour le SE que nous devons collectivement travailler à résorber.**

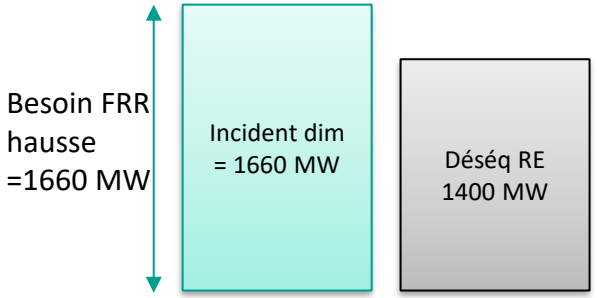
Également, **l'imputation des coûts des réserves aux acteurs qui en sont à l'origine ne doit pas dépendre du modèle d'équilibrage du GRT** (proactif avec beaucoup de mFRR ou réactif avec une majorité d'aFRR) : les réserves d'un équilibrage 100% aFRR ne doit pas avoir de financement excluant totalement les RE, car sont pourtant à l'origine du déséquilibre.



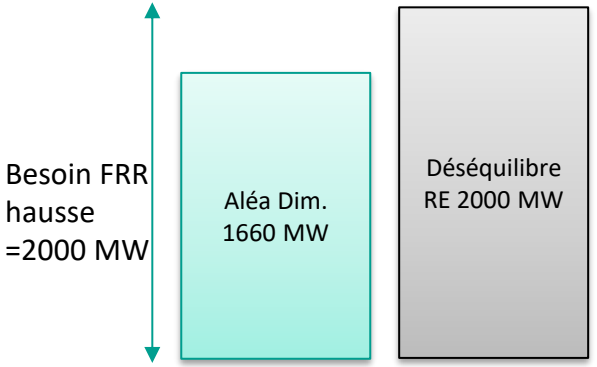
RTE considère donc que l'aFRR n'a pas à être systématiquement exclue de la part financée par les RE. Une co-responsabilité doit se mettre en place et des travaux seront lancés sur ce sujet en cours d'année (comme annoncé en CAM)

Quelle part des réserves financée par les RE ? (2/2)

Comment intégrer la borne inférieure de besoin FRR à l'incident de dimensionnement ?



Cas 1 : déséquilibres RE < aléa dim alors **besoin FRR = incident de dimensionnement**



Cas 2 : déséquilibres RE > aléa dim alors **besoin FRR = déséquilibre RE**
→ **Cas systématique vu d'aujourd'hui**

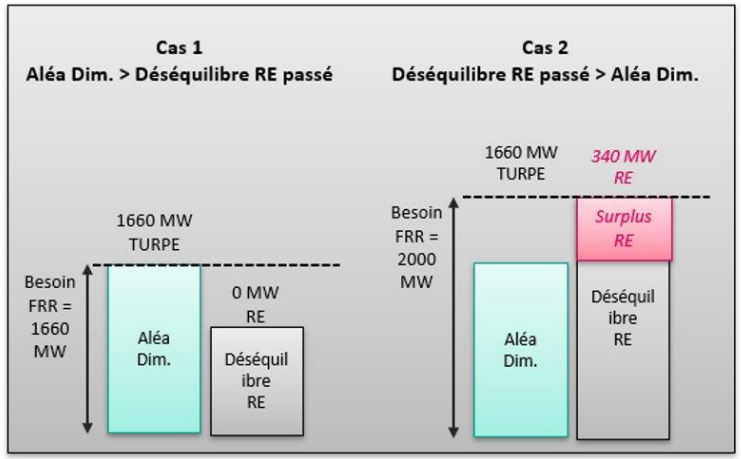
Cette borne est imposée par la règlementation européenne.

RTE considère que les RE sont responsables du besoin de réserves à hauteur de leur déséquilibre, et RTE du complément à l'incident de dimensionnement lorsque l'on est dans le cas 1.

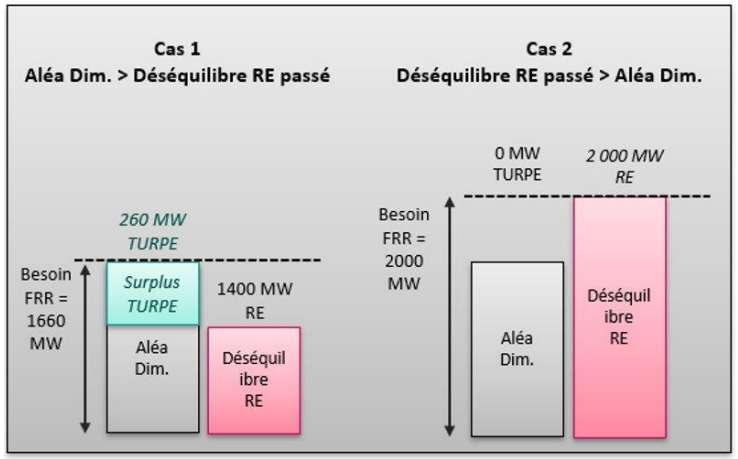
En effet **la part des réserves portée par les RE ne peut pas dépendre de la valeur de l'incident de dimensionnement** et donc de la plus grande centrale installée, car c'est une donnée sans lien avec le déséquilibre RE. Se baser sur le principe inverse (RTE responsable à hauteur de l'incident de dimensionnement et les RE du surplus dans le cas 2) réduit la portée de l'incitation et de la logique d'imputation des coûts aux acteurs à l'origine du besoin.

3 options de répartition du coût entre TURPE et RE

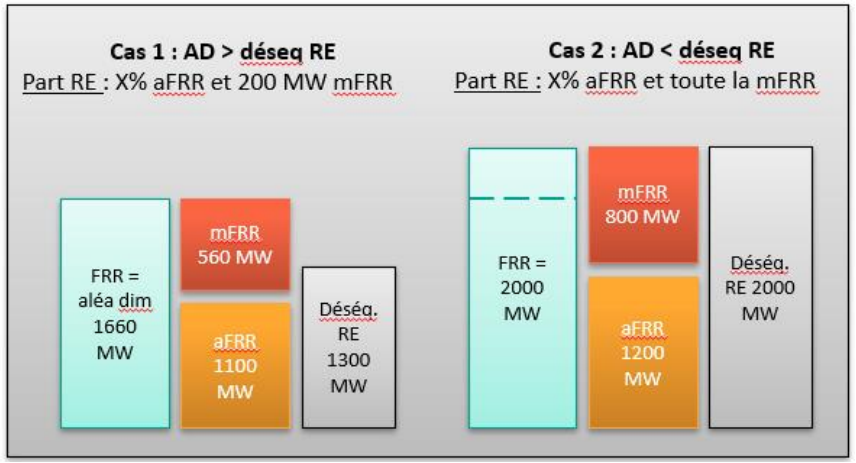
Option A : Le TURPE paye la FRR à hauteur de l'AD* et les RE le surplus



Option B : les RE payent la FRR à hauteur de leur déséquilibre et le TURPE le complément à l'AD*



Option C : les RE payent X% de l'aFRR et la mFRR à hauteur de leur déséquilibre
(le TURPE paye le complément de mFRR à l'AD*)



Options présentées dans l'appel à contribution de T2 2025

Option non privilégiée du fait de son inadéquation avec la vision de RTE sur la place de l'incident de dimensionnement et de l'aFRR dans la définition de la responsabilité des RE

Option non privilégiée au regard des réflexions sur la responsabilité des RE concernant l'aFRR

Option privilégiée par RTE

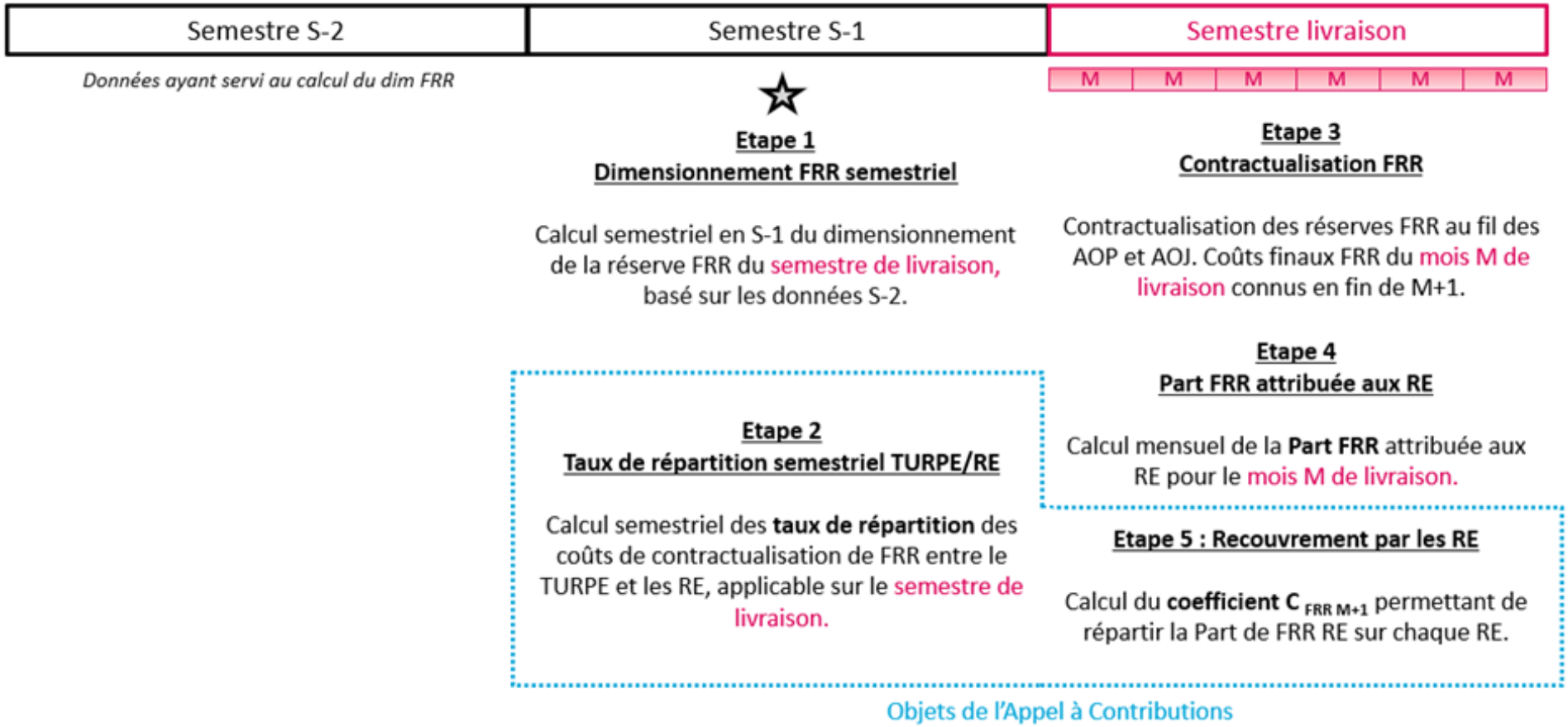
Proposition X = 33% : les RE financent un tiers des réserves aFRR

*AD = aléa dimensionnant

3 Autres éléments de design de la mesure

Taux de répartition TURPE/RE, recouvrement par les RE et modalités de facturation

Calendrier opérationnel et éléments de design à définir - rappel



Taux de répartition TURPE/RE présentés dans l'AaC et retours acteurs

En fonction de l'option choisie pour la répartition du coût entre TURPE et RE, il faut **déterminer des taux de répartition**, du coût de la FRR (option A et B) ou seulement de la mFRR (option C). Ces taux peuvent être plus ou moins différenciés selon 3 paramètres :

Paramètre n°1. Distinction des taux par semestre

• **Option 1.1** : moyenne des taux sur deux semestres consécutifs	1 acteur favorable	4 acteurs sans avis tranché
• **Option 1.2** : différenciation des taux par semestre	2 acteurs favorables	

Paramètre n°2. Distinction des taux par sens

• **Option 2.1** : moyenne des taux à la Hausse et à la Baisse	Aucun acteur favorable	4 acteurs sans avis tranché
• **Option 2.2** : différenciation des taux à la Hausse et à la Baisse	3 acteurs favorables	

Paramètre n°3. Distinction des taux par pas de dimensionnement

• **Option 3.1** : moyenne journalière	3 acteurs favorables	4 acteurs sans avis tranché
• **Option 3.2** : différenciation des taux par pas de dimensionnement	Aucun acteur favorable	

Au vu des retours à l'AàC, RTE propose les options surlignées en jaune, ce qui implique 2 taux différents par semestre, un pour la Hausse et un pour la Baisse. Ce faible nombre de taux différents facilite la lisibilité du mécanisme.

Options de recouvrement par RE présentées dans l'AaC et retours acteurs

Option 2.1
Totalité des écarts RE

→ La part RE des coûts des réserves est portée par les RE proportionnellement à **l'ensemble de leurs écarts RE.**



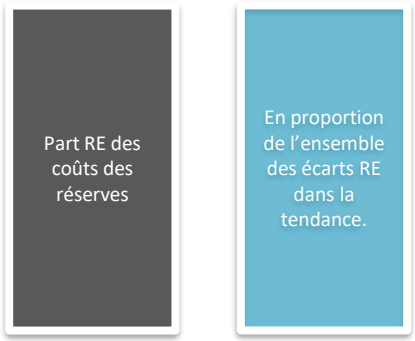
Mécanisme pollueur-payeur en partie seulement

→ 1 acteur favorable

3 acteurs n'ont pas exprimé d'avis tranché.

Option 2.2
Ecarts RE en tendance

→ La part RE des coûts des réserves est portée par les RE proportionnellement à **l'ensemble de leurs écarts RE dans la tendance du système électrique.**



Mécanisme pollueur-payeur ++

→ 1 acteur favorable

Option 2.3
Ecarts RE en tendance et par sens

→ La part RE des coûts des réserves à la **hausse** (resp. **baisse**) est portée par les RE, proportionnellement à **l'ensemble de leurs écarts RE dans la tendance du système électrique et négatifs** (resp. **positifs**).

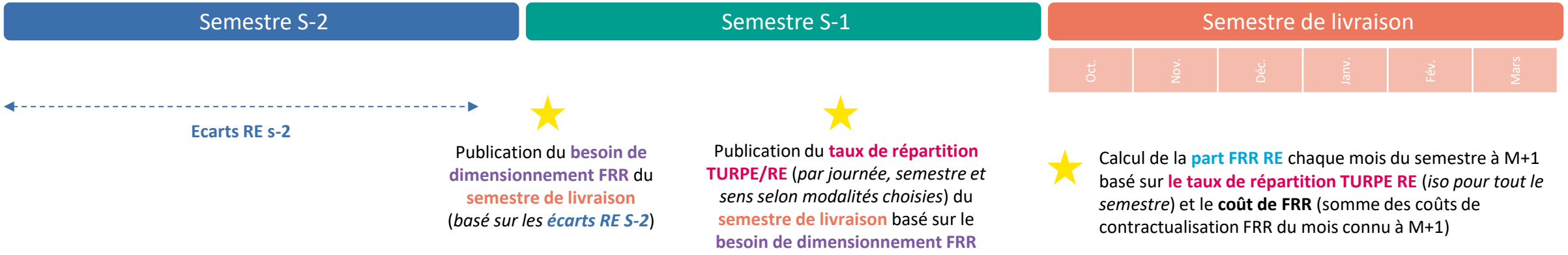


Mécanisme pollueur-payeur +++

→ 3 acteurs favorables + 1 proposition de pondération pour les écarts en contre tendance au lieu d'une absence de prise en compte

RTE propose l'option 2.3, du fait son caractère pollueur-payeur le plus poussé, en cohérence avec la justification de cette mesure

Calendrier de facturation



Une autre option avec une facturation M+1, donc sur les écarts du mois M de livraison, a été proposée par RTE et partagée avec des acteurs lors de bilatérales.

Cependant suite aux retours des acteurs RTE ne souhaite pas la retenir, du fait du **caractère non définitif des écarts en M+1** (notamment pour les acteurs liés à beaucoup de GRD). De plus cette option **diminue la** portée de l'incitation et de la logique d'imputation des coûts aux acteurs à l'origine de ces coûts, car les écarts sur lesquels se basent la facturation ne sont pas ceux utilisés pour le dimensionnement.

Facturation de la part réserves à M+13

Facturation du mois de livraison M sur les données d'écart RE ayant conduit au dimensionnement du mois de livraison M, soit les écarts de s-2 :

$$\textbf{Coefficient C} = \frac{Part\ FRR\ RE}{Somme\ des\ écarts\ RE\ s-2\ (selon\ option)}$$

$$\textbf{Refacturation RE FRR} = \textbf{Somme des écarts du RE en S} - \textbf{2}\ (selon\ option) \times Coefficient\ C$$

4 Planning

Objectif de date de mise en place : début 2028

Remarque RE lors de la consultation des règles v2 et de l'AàC :
Les RE seront mieux équilibrés en 2029 grâce à toutes les évolutions 15 min mises en place ou à venir (96 guichets, produits 15 min et DN 30), et **souhaitent que RTE attende 2029 pour évaluer les effets de ces évolutions avant de mettre en place une incitation**.

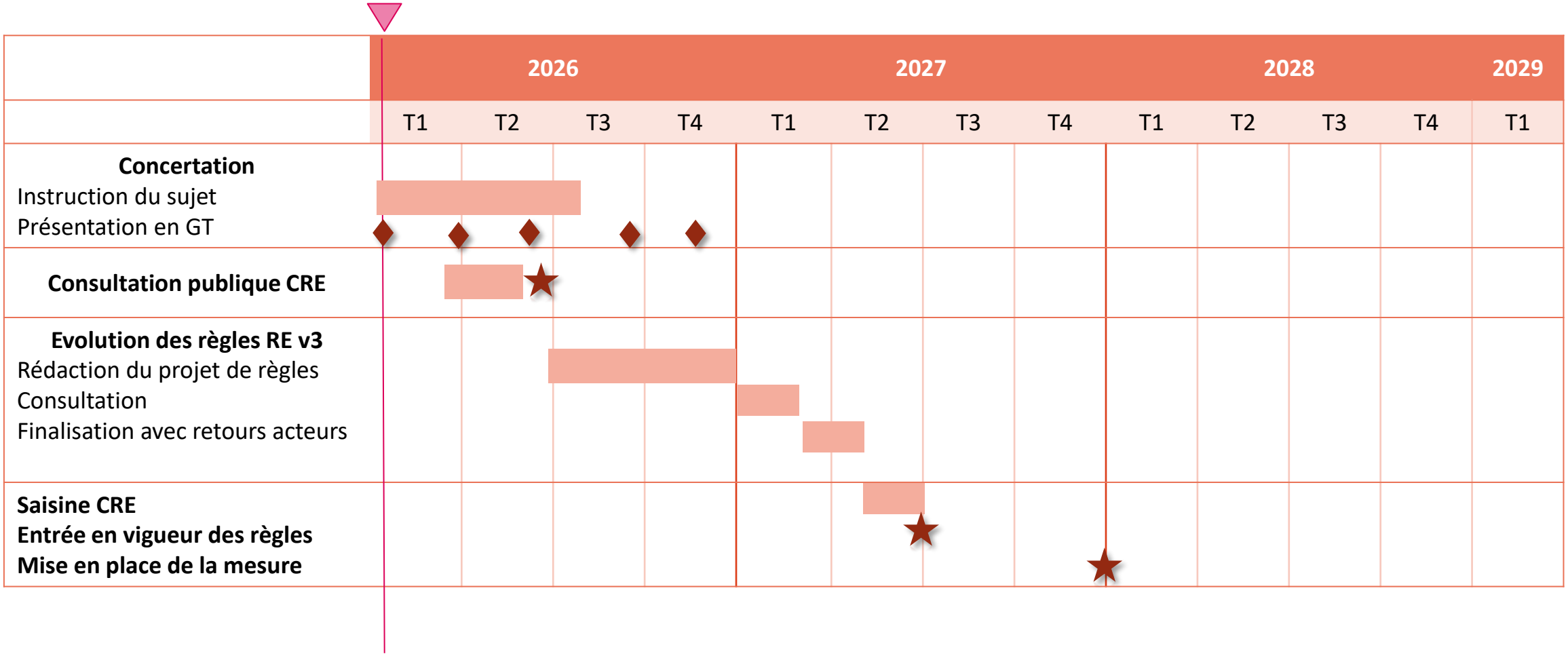
Réponse RTE

1. Pas de visibilité sur l'évolution du déséquilibre d'ici 2029 → RTE préfère **avoir une position conservatrice et anticiper l'incitation financière** pour être certain de pouvoir assurer sa mission d'équilibrage du système électrique dans de bonnes conditions en janvier 2029.

2. Indépendamment de l'incitation, l'objectif de la mesure est également de **faire porter les coûts d'équilibrage aux acteurs qui en sont à l'origine. Or l'évolution de la méthode de dimensionnement est prévue pour octobre 2026** (pour le dimensionnement du semestre hiver 2026-2027) : la nouvelle méthode sera donc déjà en place en 2028.

3. En 2028, le coût porté par les RE sera basé sur le déséquilibre 2027, échéance à laquelle **l'ensemble des leviers de la trajectoire « 15' » auront été implémentés**. S'ils sont effectivement mieux équilibrés, le coût qu'ils auront à payer sera moindre.

Planning – financement d'une partie des réserves FRR par les RE



Consultation publique CRE : intervention CRE

6 Etude de la suppression de l’accord RE-AA

Etude de la suppression de l'accord AA-RE–MA : Annexe 2.A4

Accord de rattachement entre un RE et l'AA en vue de la participation au MA des GDP, sites d'injection ou stockage stationnaire

Contexte :

- Dans le cadre de l'application de la LF 2025, RTE va mettre à disposition du RE et de l'AA d'un site d'injection ou de stockage stationnaire, les volumes activés sur ce site au titre du MA

- En retour de consultation des règles v2, plusieurs acteurs ont souligné que la publication de ces volumes à la maille site limitait l'intérêt de la signature d'un accord entre l'AA et le RE pour le rattachement d'un site d'injection ou de stockage stationnaire à une EDA (annexe 2.A4)

- Dans sa délibération n°2025-266 portant sur la v2 des règles de marché, dans les orientations et demandes de la CRE à l'égard du mécanisme d'ajustement, il est indiqué *: « Pour le prochain cycle de concertation des règles de marché, la CRE demande à RTE à l'égard du mécanisme d'ajustement, d'instruire les possibilités de suppression de l'accord Acteur d'ajustement - Responsable d'équilibre lors du prochain cycle de concertation »*.

Etude de la suppression de l'accord AA-RE–MA : Annexe 2.A4

Accord de rattachement entre un RE et l'AA en vue de la participation au MA des GDP, sites d'injection ou stockage stationnaire

Contenu de l'annexe 2.A4

L'annexe 2.A4 matérialise l'accord du Responsable d'Equilibre d'un site d'injection ou de stockage stationnaire de son Périmètre d'équilibre pour l'entrée de ce site au Périmètre d'un Acteur d'Ajustement, via son rattachement à une EDA.

Ce document matérialise également l'accord de l'AA pour la transmission au RE des volumes activés sur les sites de son périmètre, et informe le RE de la prise en compte des volumes activés sur le MA dans le calcul de l'écart de son Périmètre.

Proposition RTE

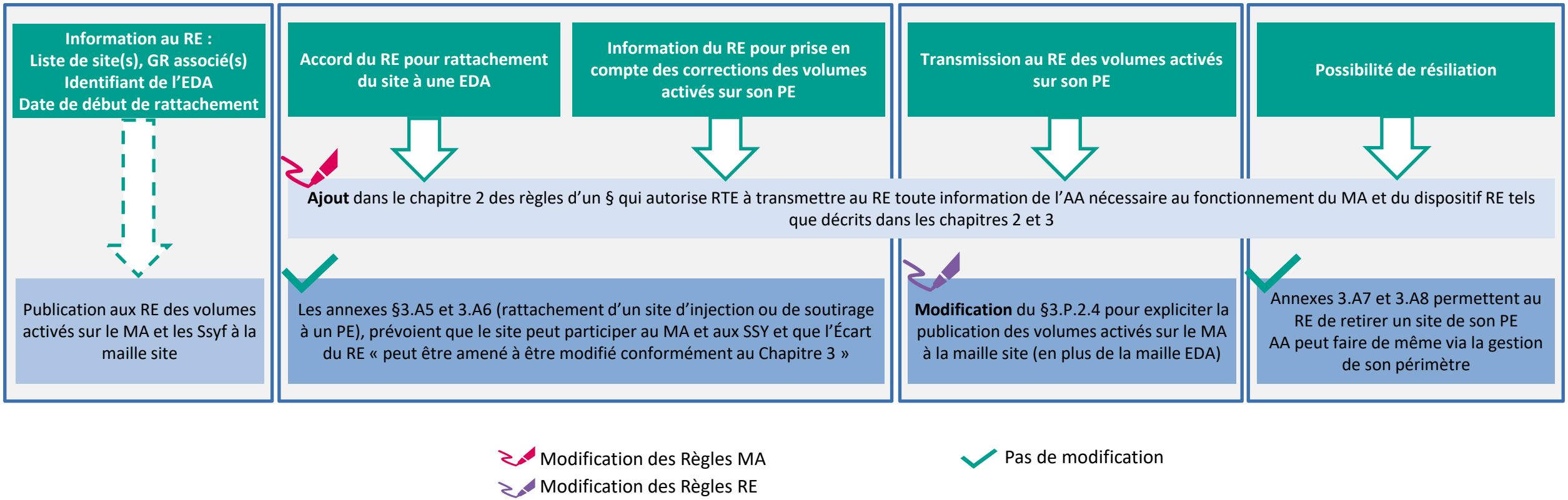
- Suppression de l'annexe 2.A4 du chapitre 2 des règles de marché
- Ajout dans le chapitre 2 des règles du § suivant :

> **Transmission des informations relatives à l'Acteur d'Ajustement**
> L'Acteur d'Ajustement autorise RTE à communiquer aux Responsables d'Equilibre rattachés à son Périmètre d'Ajustement, toute information nécessaire au fonctionnement du Mécanisme d'Ajustement et du dispositif de Responsable d'Equilibre, tel que décrit dans le Chapitre 3 des Règles.
> RTE ne pourra pas être tenu responsable de toute utilisation de ces informations, par les Responsables d'Equilibre, à des fins autres que le fonctionnement du dispositif de Responsable d'Equilibre, ainsi que de tout dommage qui pourrait en résulter.

- Explicitation dans le chapitre 3 (Dispositif RE) de la publication au RE des volumes activés sur le MA à la maille EDA et à la maille site

Etude de la suppression de l'accord AA-RE–MA : Annexe 2.A4

Accord de rattachement entre un RE et l'AA en vue de la participation au MA des GDP, sites d'injection ou stockage stationnaire



Le réseau de transport d'électricité

Merci

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

Annexes

Historique de la concertation RE *(version harmonisée)*

Passées

GT du 16/01/2024
- Rappel mise en œuvre planning et éléments concertés
- Bilan 2023 : RT 18 et CAE 2021
- REX nouveau pilotage CAE
- Lignes directrices prochain cycle de concertation

GT du 23/04/2024
- Question RE, optimisation CAE et garantie Evergreen
- Publication aux RE des Flexibilités réseau
- Rappel modalités de bascule ISP15 et tests acteurs

GT du 19/09/2024
- Notification ISP15 : RE19
- Flexibilités réseau : actualités
- Information coefficient de calage complémentaire
- Nouveautés services : suivi d'encours, garantie financière, système cible et C05T

GT du 23/01/2025
- Rappel sur les services de mise à disposition des Flexibilités réseau et suivi d'encours RE
- Données RPD – modification des modalités d'échange RTE-RE
- Evolution des dispositifs de sécurisation financière : calendrier notifications et mises en demeure GB, DL ; sondage GB ; mise en demeure électronique
- Bilan 2024 : RT19, reversement CAE 2022, REv1, REX bascules ISP15
- Lignes directrices RE v3

GT du 24/03/2025
- Information page Portail Services outils indemnisation flexibilités réseau
- Publication des données ajustement et réglage EDA/R injection et stockage maille site
- Date RT21
- Terminologie règles NEBEF
- Présentation projet Financement des réserves FRR

GT du 19/05/2025
- Sécurisation financière : nouveau modèle de GAPD
- Information sur traitement des énergies de réglage des sites sous CARD-S
- Synthèse des évolutions REv2
- Retour sur l'appel à contributions sur le « Financement des réserves FRR »

GT du 15/09/2025
- Actualités : dérogation GCT 30'
- Evolution du service de flexibilités réseaux RPT
- Présentation Appel à contributions stockage

Á venir *(indicatif)*

GT RE du 27/01/26
- **Heure : de 14h à 16h30**

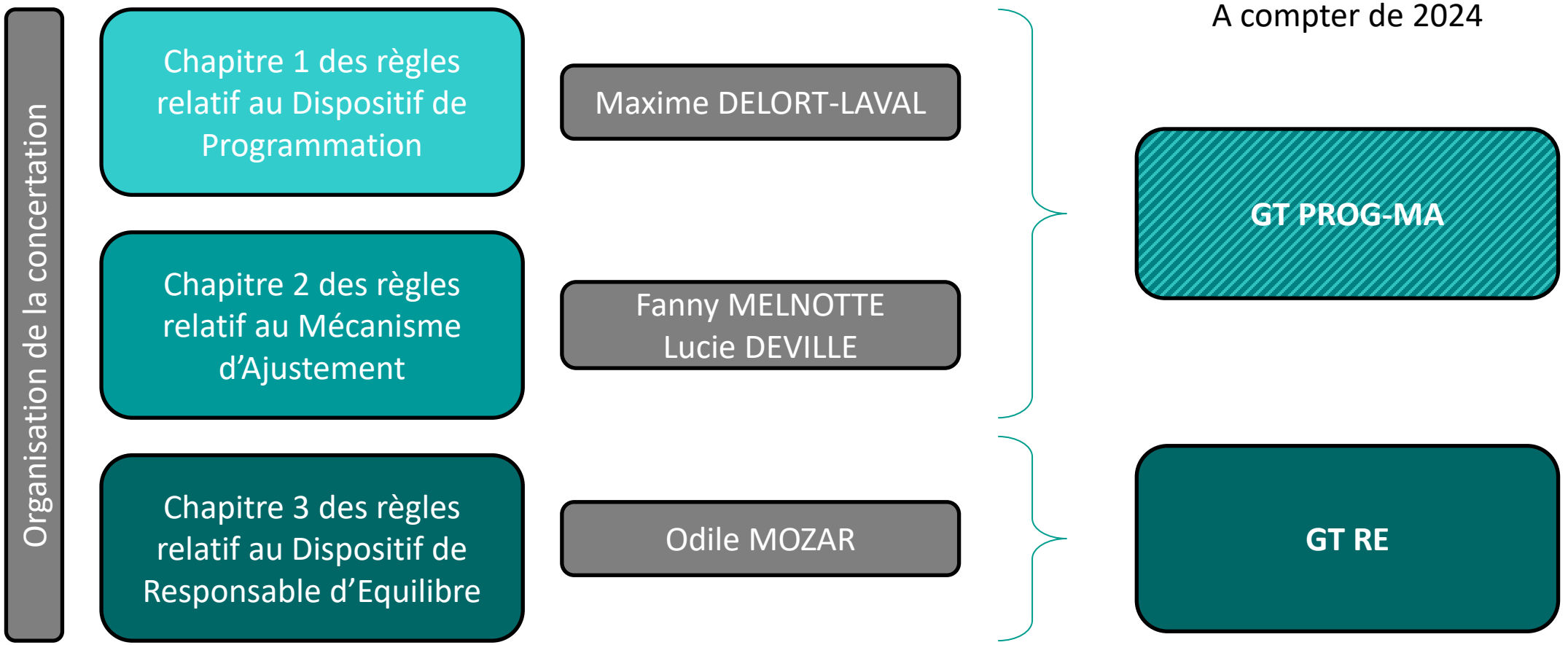
GT RE du 02/04/26
- **Heure : de 14h à 16h30**

GT RE du 12/05/26
- **Heure : de 14h à 16h30**

GT RE du 23/09/26
- **Heure : de 9h30 à 11h30**

GT RE du 23/11/26
- **Heure : de 14h à 16h30**

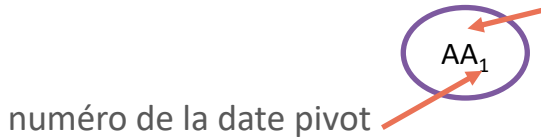
Interlocuteurs référents de la concertation PROG-MA-RE



Harmonisation des règles de marché : nouvelle nomenclature

- Dans le cadre du projet Harmonie, RTE a fait évoluer la nomenclature des dates pivots pour el jeu de règle RE v1 (et pour les futurs jeux de règles des autres chapitres (PROG ; MA ; NEBF ; SSY ; etc.)

- Chaque date pivot aura un nom unique et respectera la nomenclature suivante :



Mécanisme	Nom abrégé prévisionnel
Programmation	PR
Mécanisme d'ajustement	MA
Responsable d'Equilibre	RE
Services Systèmes Fréquence	SY
NEBEF	NF
Import-Export	IE

  - Pour le RE, les dates sont de la forme : **RE_1**
  - Les dates pivot correspondant à des projets **multi-mécanismes** auront le **même numéro** dans tous les jeux de règles
    - ➢ *Exemple : pour ISP15, les dates pivots sont comprises entre 15 et 30 pour tous les jeux de règles, toujours précédées des lettres correspondant à chaque jeu de règles*

Nommage des dates pivots dans les règles RE v1 :

ISP15

	Ancien nom	J		L				
	Nouveau nom	RE 1	RE 2	RE 15	RE 16	RE 17	RE 18	RE_1 9