Le réseau de transport d'électricité

GT RE n°6 - Evolution des règles RE

19 mai 2025

Accessibilité : Participants du GT RE

v1

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

PARTIE A : Actualités et sujets divers

1. Participer aux GT/AT de la CAM ou aux sessions plénières
2. Actualités : publication des données d'ajustement et de réglage des EDA/R injection et stockage à la maille site ; information consultation Dérogation GCT 30' ; désactivation page ISP15 Portail Services

PARTIE B : Rappel planning de concertation et éléments de concertation

1. Calendrier indicatif de la concertation
2. Sécurisation Financière : nouveau modèle de Garantie à première demande
3. Information : Traitement des énergies de réglage des sites sous CARD-S
4. Synthèse des évolutions REv2

PARTIE C : Retour Appel à contributions - Financement des réserves FRR

1. Contexte (objets de l'Appel à contributions, calendrier)
2. Répartition des coûts de FRR entre les utilisateurs de réseau et les RE
3. Recouvrement des coûts par les RE
4. Modalités de mise en œuvre

A Actualités et sujets divers

1 Participer aux GT de la CAM ou aux sessions plénières

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 :



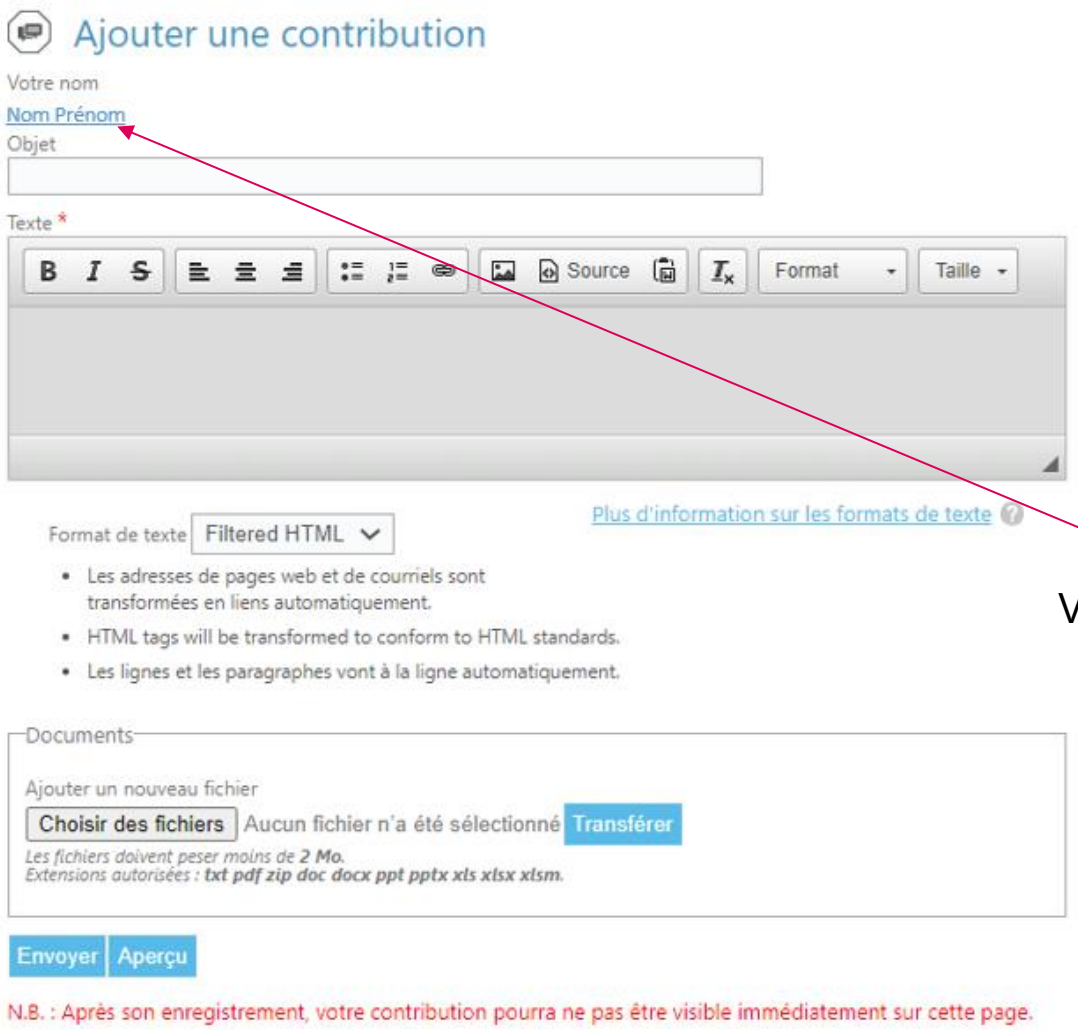
RTE-CONCERTE-CAM@rte-france.com

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 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*

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. »

2 Actualités

2.a Publication des données d’ajustement et de réglage des EDA/R injection et stockage à la maille site

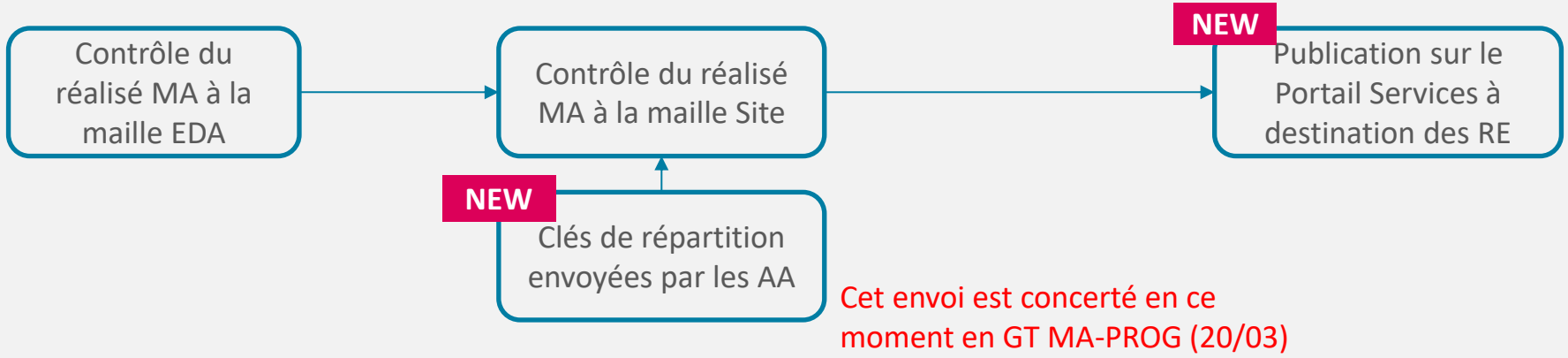
Solution initialement proposée

Rappel GT RE 24/03

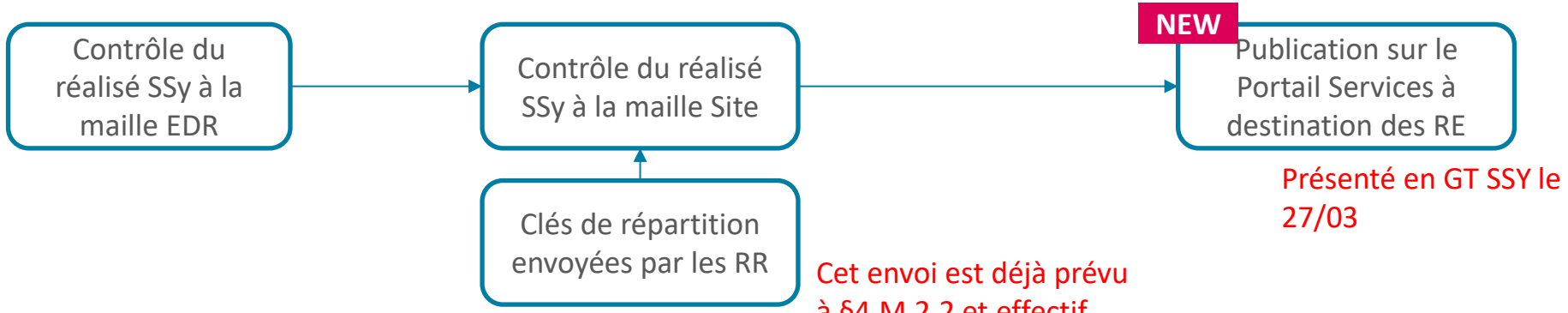
Publication des données d'ajustement et de réglage des sites d'injection et de stockage de vos périmètres à la maille site et non entité comme aujourd'hui.

Schémas de construction de ces données :

MA



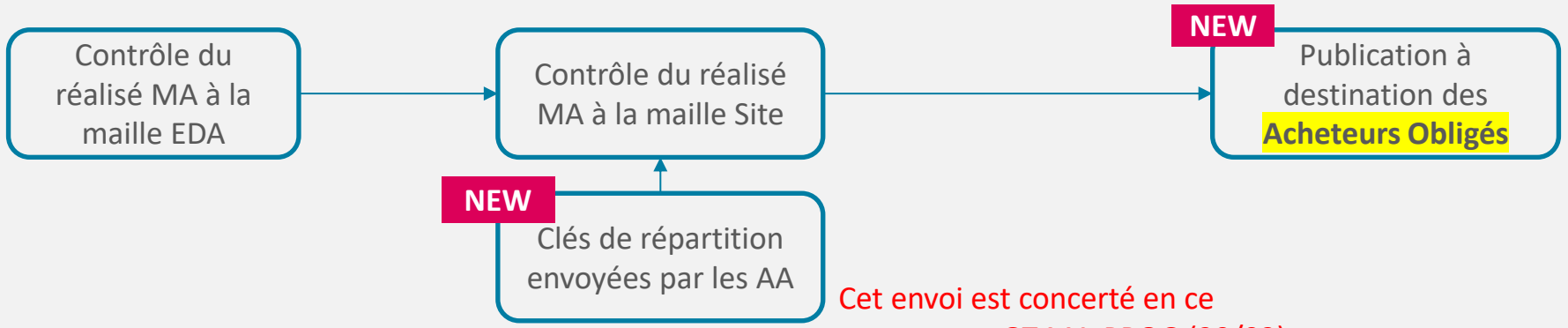
SSY



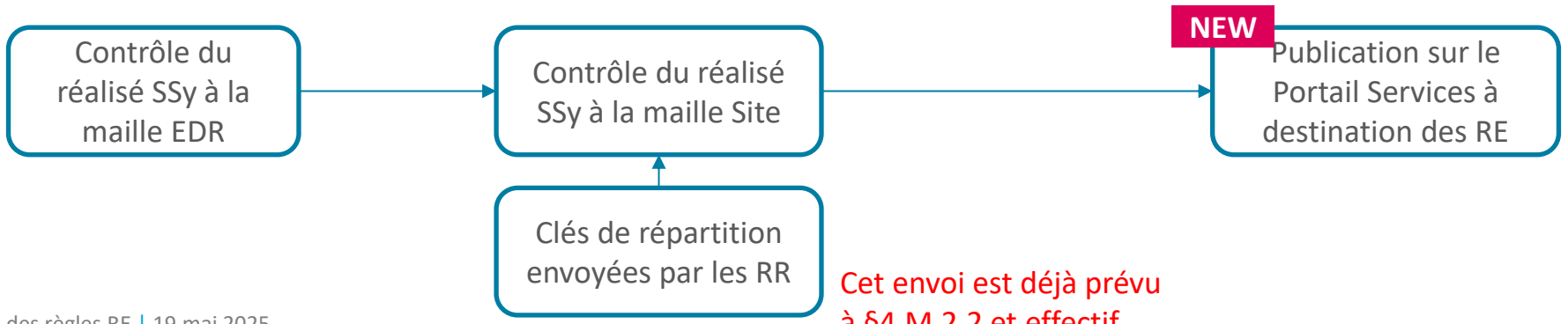
Solution finalement proposée : Données ajustement et de réglage à la maille site

A la suite de la concertation du GT du 24/03 et de la prise en compte des retours acteurs, à date, la proposition de RTE n'inclut que la part règlementaire liée à la déclinaison de la Loi Finances 2025, c'est à dire la publication des volumes d'ajustement à la maille site pour les sites sous OA et CR auprès des acheteurs obligés (pour les sites sous OA, ce sont également les RE).

MA



SSY



2.b GCT 30’

Le réseau de transport d'électricité

GCT 30 min



1 Contexte règlementaire

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

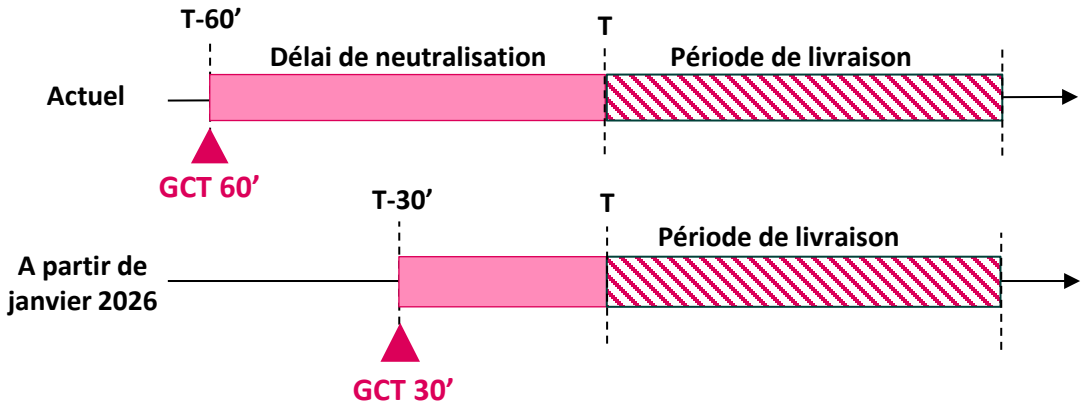
De nouvelles règlementations européennes…

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 la mise en œuvre de la GCT 30 min dès janvier 2026 :

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.

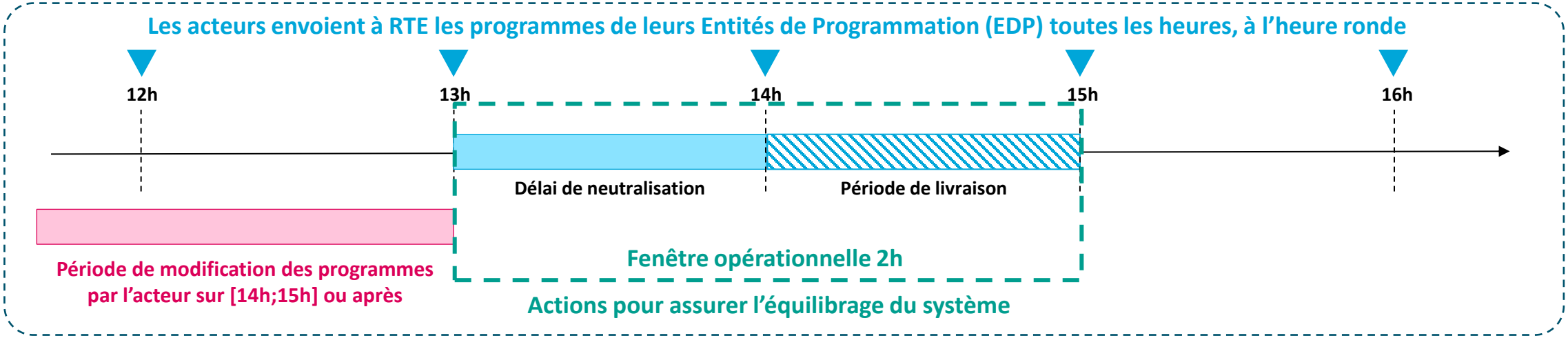
- RTE mène depuis plusieurs années des projets visant à adapter ses processus, ses outils et à créer un cadre pour faire **émerger un gisement compatible** avec une fenêtre opérationnelle réduite tout en **favorisant la participation des énergies renouvelables et en garantissant la sûreté du système**.
- 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 2 paragraphe 5 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

Un modèle d'équilibrage historique basé sur une approche 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.

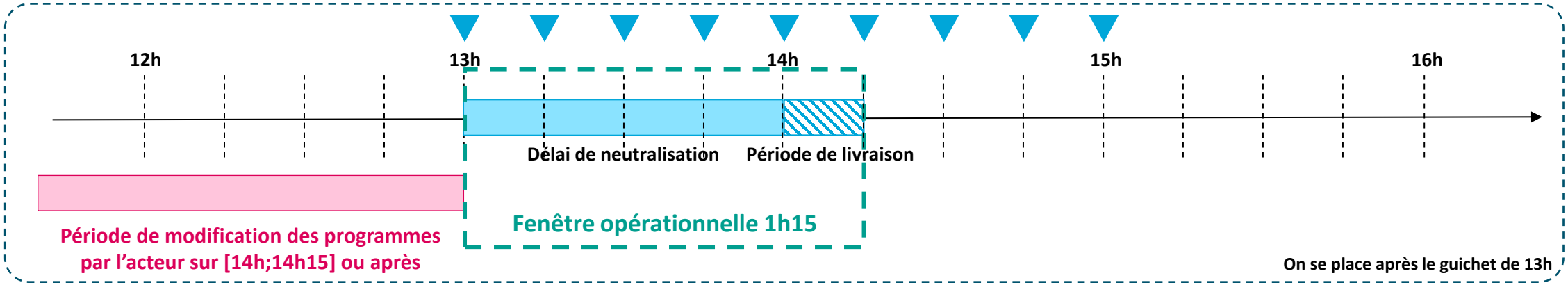
2 Optimisation court terme du système électrique

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.

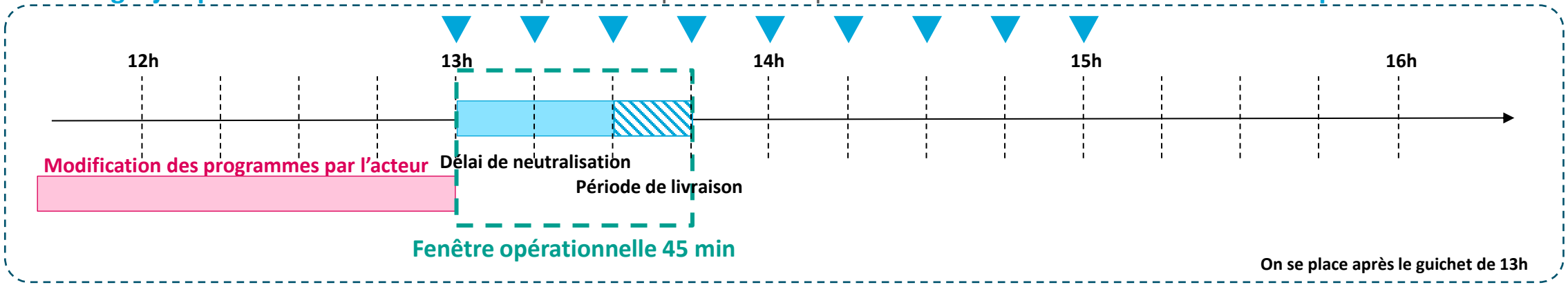
Néanmoins, les évolutions du système électrique et des réglementations européennes qui, **avec la montée en puissance des énergies renouvelables dans le mix énergétique accordent plus de place aux acteurs de marché**, viennent impacter les pratiques historiques de l'équilibrage en France.

Une réduction de la fenêtre opérationnelle de RTE en accord avec les nouvelles règlementations et le développement des marchés

- 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

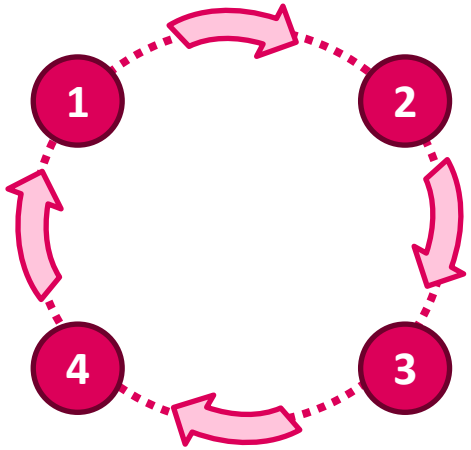
- La réduction du délai de neutralisation implique nécessairement une **réduction des leviers disponibles** : l'ensemble des leviers dont le délai de mobilisation est supérieur à 20 minutes ne peuvent plus être utilisés pour l'équilibrage dans la Fenêtre Opérationnelle.
- RTE estime une **réduction de 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 1 GW, 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** :



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

Simulation exhaustive de tous les défauts à surveiller

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).

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**...

3 Feuille de route EOD & RSO janvier 2029

Plan d'action EOD

1 Adapter progressivement la stratégie et le modèle de sûreté 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'action Réseau

1 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...)

2 Poursuivre l'amélioration continue de la robustesse et de 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

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

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

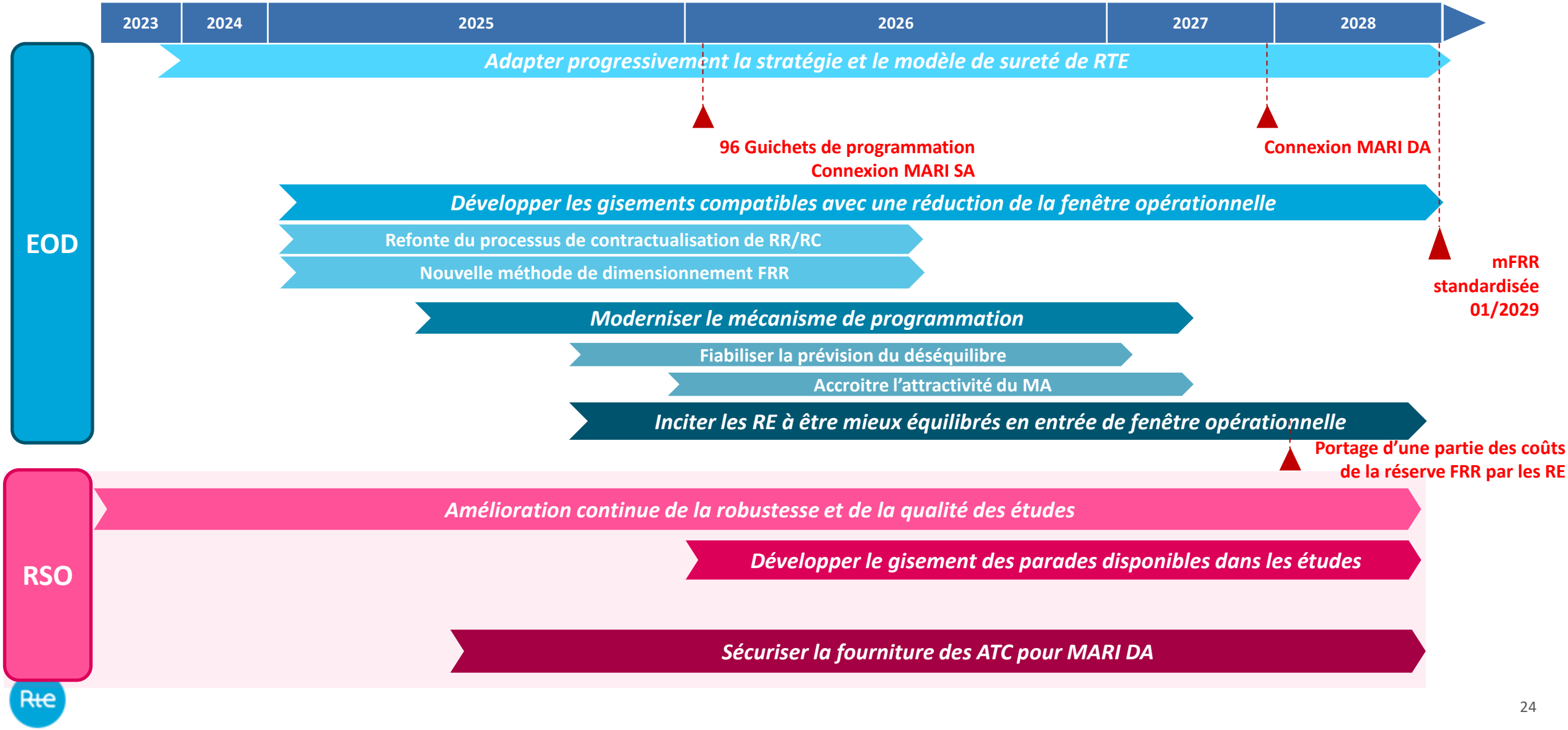
4 Sécuriser la fourniture des ATC en MARI DA

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

National

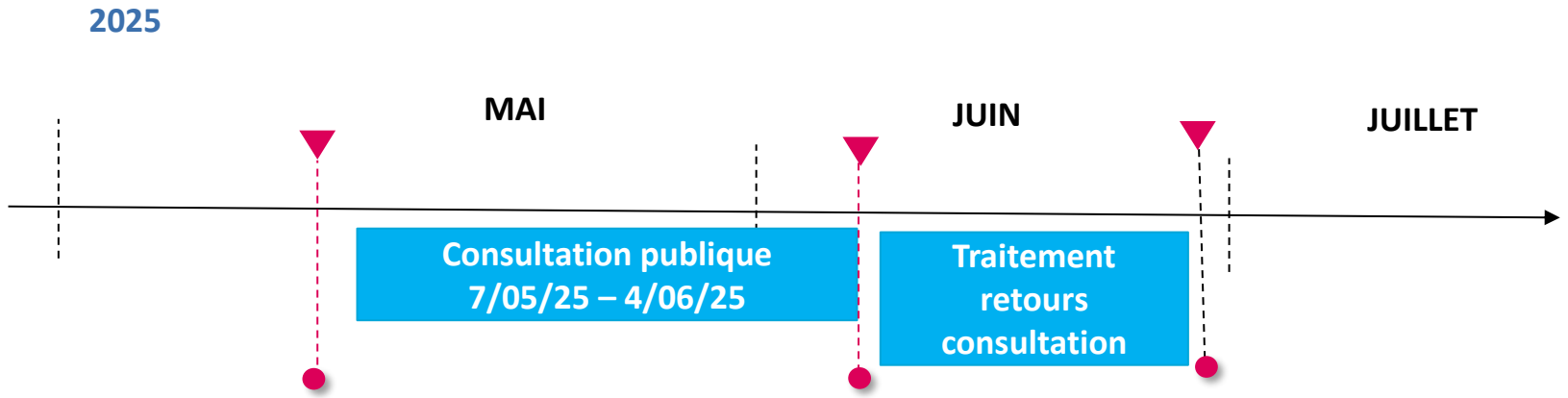
Européen

Planning feuille de route EOD et RSO pour janvier 2029



4 Planning demande de dérogation

Planning



Concertation auprès des NEMO et des acteurs concernés

- → **Communication en CFAI**
- → **GT PROG-MA 10/04/25**
- → **GT RE 19/05/25**

Soumission CRE

2.c Portail Services : Page ISP15

Désactivation de la page ISP15 du Portail Services

Rappel : page mise en ligne début 2023 à destination des acteurs afin de préparer le passage à l'ISP15 (descriptif, impacts, mise en œuvre, plannings, guides SI).

- ✓ Les bascules du périmètre ISP15 sont désormais toutes effectives;
- ✓ Les documents en téléchargement ont été basculés sur leurs pages de références (sur le Portail Services ou le Portail Data).

=> la page ISP15 sera désactivée fin mai 2025.

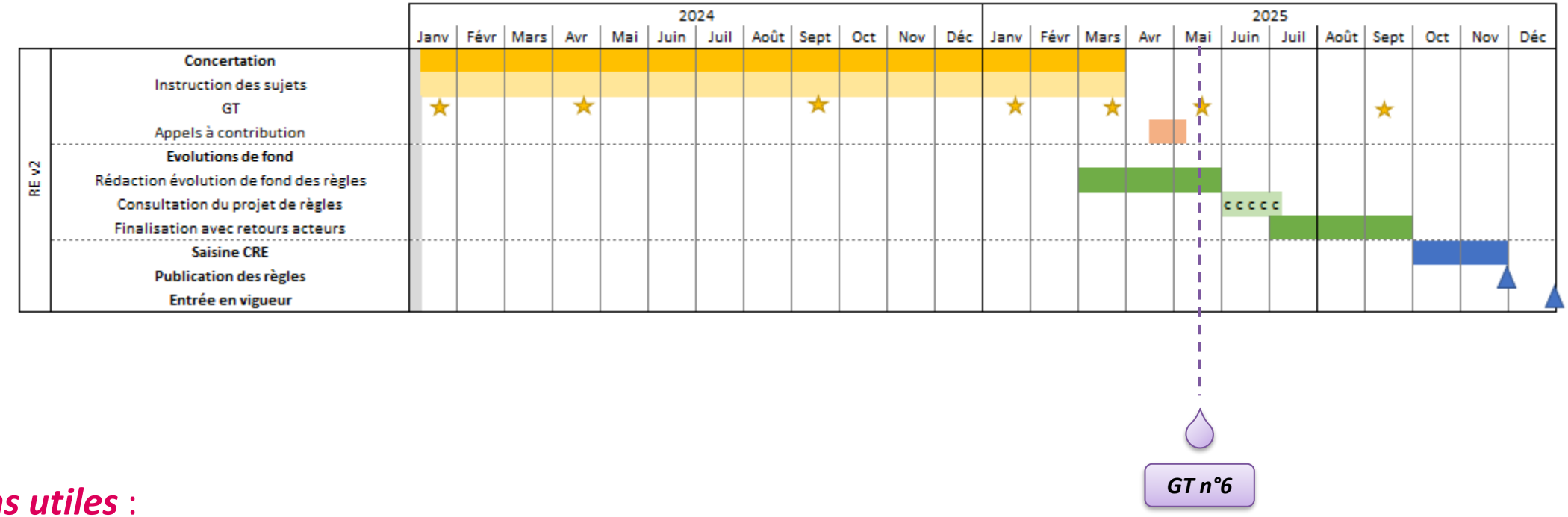




B Planning de concertation et éléments de concertation

1 Calendrier indicatif de la concertation

Planning *prévisionnel* de concertation



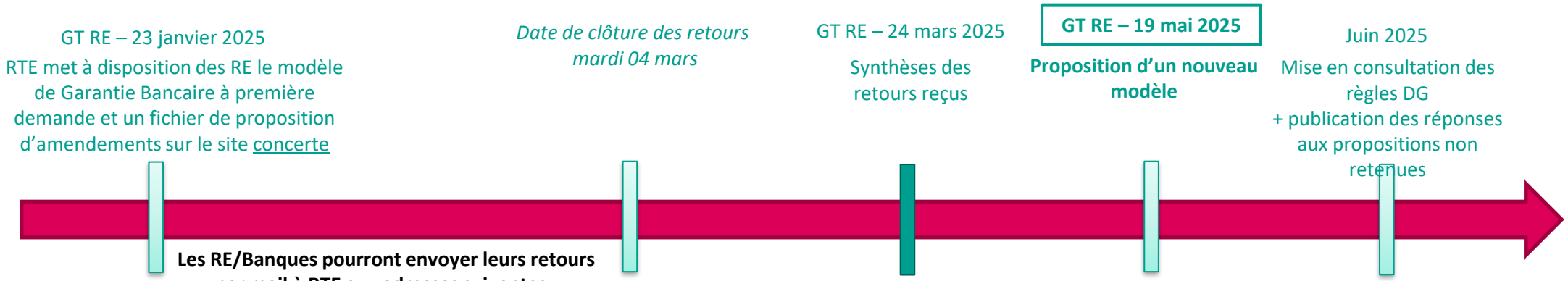
- ***Liens utiles*** :
  - Interlocuteurs référents de la concertation PROG-MA-RE
  - Historique de la concertation MA-RE
  - Harmonisation des règles de marché : nouvelle nomenclature

2 Evolutions portant sur les modalités de Sécurisation Financière

Modèle de Garantie Bancaire à Première Demande

Constat : les demandes de modifications des banques/RE du modèle de Garantie Bancaire sont de plus en plus nombreuses. Pour des questions de sécurisation juridique, RTE n'autorise que l'application stricte du modèle.

Proposition : RTE propose de mettre en consultation le modèle de Garantie Bancaire. Les RE/banques qui le souhaitent, pourront proposer des amendements.



odile.mozar@rte-france.com
clara.giroudgerbetant@rte-france.com

Nouveau modèle de Garantie Bancaire à Première Demande

Demandes de modification/ajout acceptées

- ✓ Changement de dénomination : « Garantie Bancaire » à « Garantie à première demande » ;
- ✓ Clause EverGreen : ajout du choix « Pas d'option pour renouvellement tacite de la Garantie » ;
- ✓ Ajout de la notion « Date d'Entrée en vigueur » ;
- ✓ Ajout de la mention « Au plus tard jusqu'à la Date d'Échéance Finale » dans plusieurs paragraphes.

Exemples de demandes non acceptées

- Demande de suppression de la liste énumérant les avenants précédents ;
- Toutes demandes faisant dévier la Garantie à Première Demande en Cautionnement ;
- Demande de rendre la clause Evergreen obligatoire ou ne pas la proposer.

3 Traitement des énergies de réglages des sites sous CARD-S

Traitement des énergies de réglage des sites sous CARD-S

- En phase avec la concertation du cycle v2 du ***chapitre 4*** des règles de marché, les modalités de correction SSYf des sites sous CARD-S évoluent (*cf. GT SSyf du 12/02/25*) :
  - ✓ Le modèle corrigé est appliqué aux sites de soutirage sous CARD-S
  - ✓ Cette modification fera l'objet d'une date pivot dans les règles de marché – l'entrée en vigueur prévisionnelle de cette date pivot sera au plus tôt en 2027

- Les articles associés à la correction des énergies de réglage dans le chapitre 3 des règles RE seront adaptés en conséquence.

Type de sites	Modèle	Correction du périmètre RE	Flux financier fournisseur
Soutirage RPT et RPD CARD-S sup 36	« Modèle corrigé »	**Correction de la courbe de charge site par site**	Facturation du client par son fournisseur sur la base de la **courbe de charge corrigée** de l'effacement, adressée par RTE au RE + régularisation annuelle pour la CSPE
Soutirage RPD CU ou inf 36	Modèle « Sans »	Pas de correction SY_8 : Correction **agrégée** à maille RE hors EDR diffuses SY_9 : Correction **agrégée** à maille RE	Par défaut, pas de versement fournisseur
	« Modèle régulé »	Correction **agrégée** à maille RE	Si le fournisseur signe un accord de participation aux règles, **Versement fournisseur** à prix normatif, opéré par RTE, bidirectionnel RR⇔ RTE ⇔ Fournisseur
	« Modèle contractuel »		(optionnel) Flux financier encadré par **contrat bilatéral** RR⇔ Fournisseur
Injection/Stockage	-		Relation bilatérale encadrée par **Accord RR - RE**

CARD-S : Contrat d'Accès au Réseau de Distribution – Soutirage
CU : Contrat Unique

4 Synthèse des évolutions RE v2

Périmètre des règles RE v2

- Ci-dessous un récapitulatif des sujets concertés durant ce cycle v2 et qui feront l'objet d'évolutions structurantes dans le chapitre 3.

Sujets	Consistance	Articles
Reconstitution des flux	• Adaptation des dates de la RT21 : publication et facturation fin mars 2026 ; • Evolution du canal d'échange RTE-RE sur données GRD (non réglementaire)	✓ 3.N.3 ; 3.P.3 ; 3.R.1.8; 3.R.2.8
Sécurisation financière du dispositif RE	• Nouveau modèle de Garantie à Première Demande : ajout d'une clause optionnelle Evergreen (tacite reconduction), précision du terme « Garantie Bancaire » à « Garantie à Première Demande », ajout de la notion de date d'Entrée en vigueur, etc ; • Optimisation du calendrier des notifications et MED des GAPD et DL : notification en J-90 et MED en J-30 ; • Passage à la MED électronique et possibilité de signer électroniquement la GAPD ;	✓ 0.A.4 et articles du chapitre 3 faisant référence à la Garantie ✓ 3.O.3 ; 3.O.8
Compte Ajustements-Ecarts	• Réduction du délai de prévenance du coefficient k de 3 à 2 mois pour augmenter la réactivité du pilotage du solde CAE ;	✓ 3.Q.6.4
Calcul de l'écart du RE	• Evolution de la terminologie NEBEF : introduction des notions de modulations de Consommation Hausse et Baisse ; • Evolution de la correction de PE des énergies de réglage SSyf : application du modèle corrigé aux sites de soutirage sous CARD-S	✓ Articles faisant référence aux effacements/reports ✓ A préciser

- Ce chapitre contiendra également d'autres évolutions structurelles liées à l'entrée en vigueur des dates pivots de la v1 (et à la disparition de certains processus) et à des corrections de coquilles.

C Retour Appel à contributions - Financement des réserves FRR

1 Contexte, objectifs

Modalités de l'Appel à Contribution

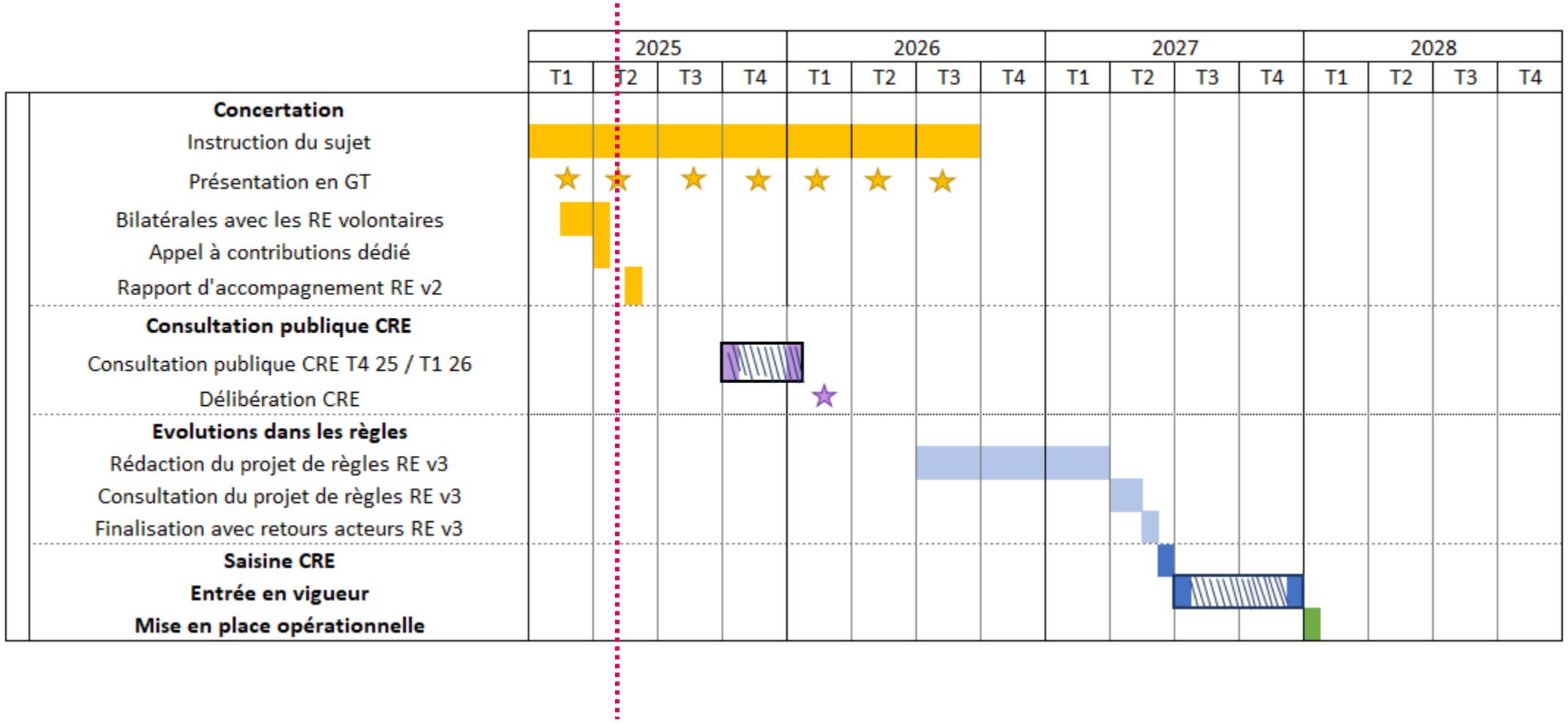
- ✓ **Exposé des motifs** : contexte, calendrier, objectifs
- ✓ **Partie 1** : méthode de répartition des coûts entre les utilisateurs de réseaux et responsables d'équilibre
  - Philosophie de répartition
  - Paramètres de fixation des Taux TURPE et Taux RE
  - Simulations réalisées sur historique de données
- ✓ **Partie 2** : méthode de recouvrement par les RE
  - Présentation des options 2.1 ; 2.2 ; 2.3
  - Coefficients simulés sur un historique de données
  - Modalités de facturation (période, échéance, etc)

Date de **lancement** de l'Appel à contribution : ~~jeudi 17 avril~~ lundi 14 avril 2025
Date de **clôture** de l'Appel à contribution : ~~jeudi 08 mai~~ mardi 13 mai 2025

Bilatérales possibles avec les RE volontaires courant mars ou avril 2025.

*+ Synthèse des retours lors du GT du 19 mai 2025 → **7 réponses reçues**.*

Calendrier indicatif



Financement des coûts de contractualisation des réserves d'équilibrage

Etape n°1 : Déterminer la fonction de **répartition des coûts de contractualisation** entre les utilisateurs de réseaux et les responsables d'équilibre.

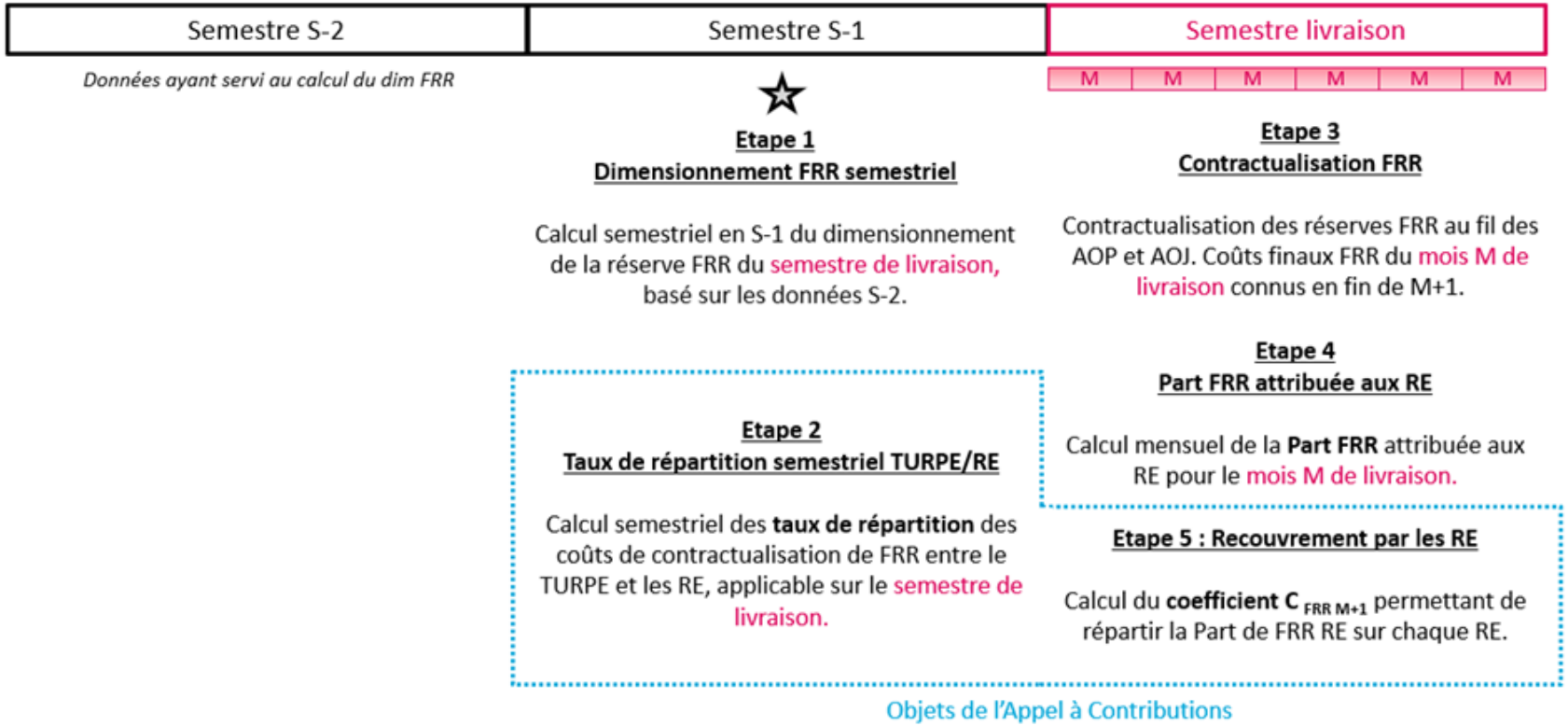
Part utilisateurs de réseaux

La part des coûts portés par les utilisateurs de réseau est intégrée dans le TURPE.

Etape n°2 : Déterminer la **méthode de recouvrement** par les Responsables d'équilibre.

2.1	Définir la méthode de recouvrement : nécessitera notamment de déterminer la **grandeur d'indexation des coûts** (soutirage physique, écarts RE, différenciés ou non selon la tendance, le sens de l'écart etc.).
2.2	Déterminer les modalités de facturation (période, échéance etc) en fonction de l'option choisie.

Calendrier opérationnel et objets de l'Appel à Contribution



Etude du cadre réglementaire



Code de l'Energie

Absence d'information sur la responsabilité du financement des réserves d'équilibre (Art. L. 321-11).



Règlement EBGL 17

EBGL autorise les GRT à faire porter le coût des réserves par les RE, sous approbation de l'autorité de régulation (Art. 44(3)).

Conclusion

Le règlement européen EBGL étant plus précis que l'article du code l'Energie, l'article 44(3) fait foi et permet donc à RTE à faire porter une partie du coût des réserves sur les RE, sous autorisation de son autorité de régulation.

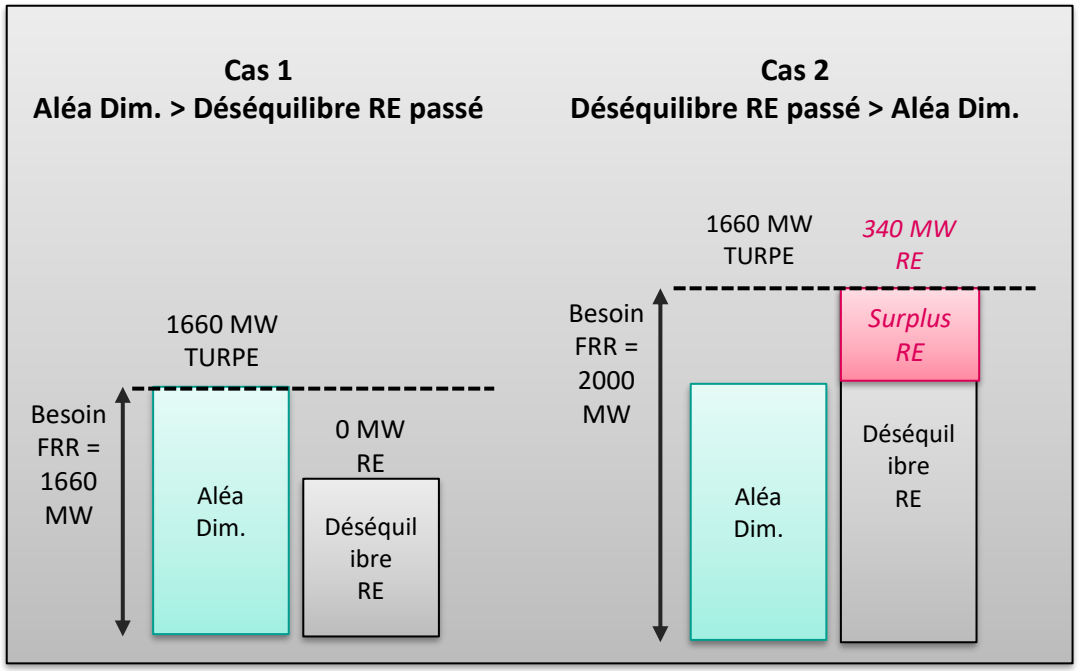
2 Répartition des coûts entre les utilisateurs de Réseau et le TURPE

Philosophie de répartition des coûts de FRR entre le TURPE et les RE

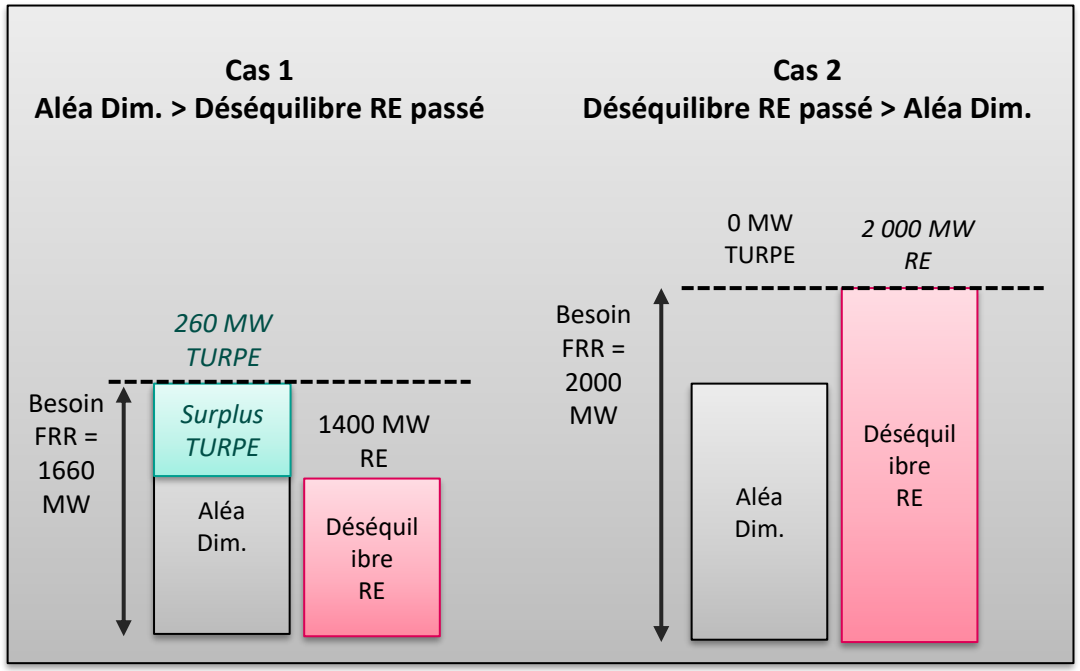
Avis RTE : le besoin de réserve FRR calculé pour combler la perte de l'aléa dimensionnant du réseau doit être financé par les utilisateurs de réseau (TURPE) et celui permettant de compenser le déséquilibre des RE, aux RE.

Deux angles de vue : la logique de surplus peut s'appliquer dans les deux sens, en comptabilisant en premier le volume de l'aléa dimensionnant ou celui du déséquilibre des RE.

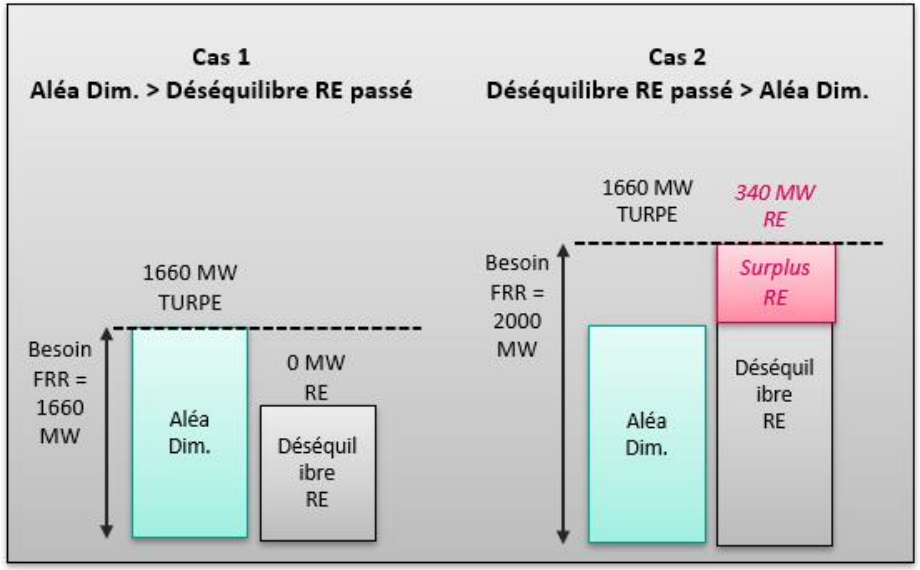
Option A



Option B



Répartition TURPE/RE – Option A



$$\text{Taux RE}_t = \frac{P_{FRR\ \text{due au surplus de déséquilibres RE passés, t}}}{P_{besoin\ FRR\ total,t}}$$

- Soit t le pas de dimensionnement de la FRR (sera précisé dans le nouvel *Accord de Bloc*)
- $P_{FRR\ \text{due au surplus de déséquilibres RE passés, t}}$: la puissance de FRR due au surplus des déséquilibres RE sur le pas t
- $P_{besoin\ FRR\ total,t}$: la puissance totale du besoin de FRR sur le pas t.

$$\text{Taux TURPE}_t = \frac{P_{FRR\ \text{due à aléa dimensionnant, t}}}{P_{besoin\ FRR\ total,t}}$$

- $P_{FRR\ \text{due à aléa dimensionnant, t}}$: la puissance de FRR due à l'aléa dimensionnant.

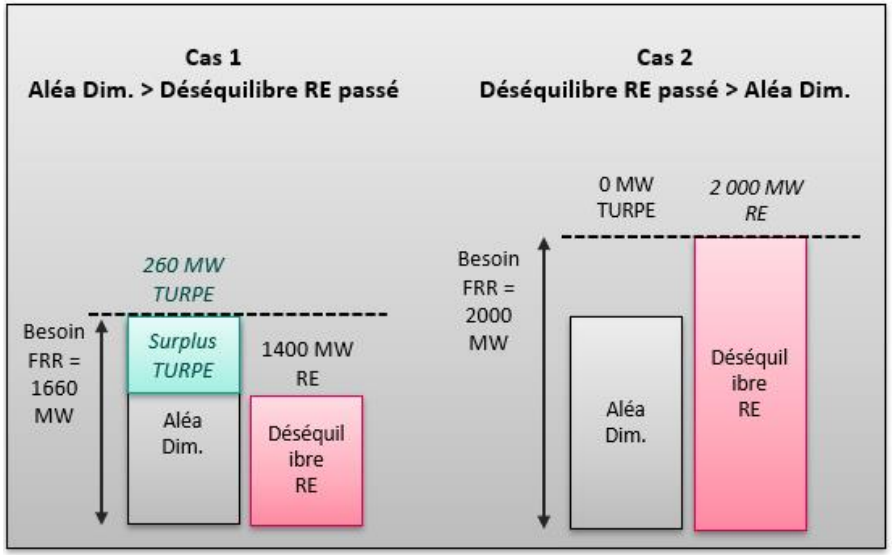
Taux simulés selon les principes de l'option A - Semestre hiver (du 01er octobre 2023 au 31 mars 2024)

	0h-4h	4h-8h	8h-12h	12h-16h	16h-20h	20h-24h
Taux TURPE Hausse	81%	80%	55%	63%	67%	79%
Taux TURPE Baisse	49%	50%	46%	38%	51%	56%
Taux RE Hausse	19%	20%	45%	37%	33%	21%
Taux RE Baisse	51%	50%	54%	62%	49%	44%

Taux simulés selon les principes de l'option A - Semestre été (du 01er avril au 30 septembre 2024)

	0h-4h	4h-8h	8h-12h	12h-16h	16h-20h	20h-24h
Taux TURPE Hausse	79%	82%	65%	61%	52%	82%
Taux TURPE Baisse	55%	62%	48%	43%	50%	58%
Taux RE Hausse	21%	18%	35%	39%	48%	18%
Taux RE Baisse	45%	38%	52%	57%	50%	42%

Répartition TURPE/RE – Option B



$$\text{Taux RE}_t = \frac{P_{FRR \text{ due aux déséquilibres RE passés, t}}}{P_{besoin\ FRR\ total,t}}$$

- Soit t le pas de dimensionnement de la FRR (sera précisé dans le nouvel Accord de Bloc)
- $P_{FRR \text{ due aux déséquilibres RE passés, t}}$: la puissance de FRR due aux déséquilibres RE sur le pas t
- $P_{besoin\ FRR\ total,t}$: la puissance totale du besoin de FRR sur le pas t.

$$\text{Taux TURPE}_t = \frac{P_{FRR \text{ due au surplus aléa dimensionnant, t}}}{P_{besoin\ FRR\ total,t}}$$

- $P_{FRR \text{ due au surplus aléa dimensionnant, t}}$: la puissance de FRR due au surplus aléa dimensionnant.

Taux simulés selon les principes de l'option B - Semestre hiver (du 01er octobre 2023 au 31 mars 2024)

	0h-4h	4h-8h	8h-12h	12h-16h	16h-20h	20h-24h
Taux TURPE Hausse	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Taux TURPE Baisse	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Taux RE Hausse	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Taux RE Baisse	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Taux simulés selon les principes de l'option B - Semestre été (du 01er avril au 30 septembre 2024)

	0h-4h	4h-8h	8h-12h	12h-16h	16h-20h	20h-24h
Taux TURPE Hausse	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Taux TURPE Baisse	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Taux RE Hausse	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Taux RE Baisse	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Répartition TURPE/RE – avis des RE sur la question n°1

Question n°1 : Quelles sont vos observations sur les deux options proposées pour répartir les coûts de FRR entre les utilisateurs de réseau et les RE ? Par ailleurs, merci de nous faire part de vos commentaires sur la proposition de mise en œuvre initiale de l'option A, assortie d'une réévaluation à l'horizon 2030.

✅ **Option A** :
- **4 acteurs** y sont favorables.
- Certains acteurs posent cependant des **conditions**.

❌ **Option B** :
- **Aucun** acteur n'est favorable.

⚪ **Sans avis tranché** :
- **3 acteurs** ne se prononcent pas clairement.

Commentaires sur la mise en œuvre de l'option A avec une réévaluation en 2030 :

⏳ **Trop tard** : 1 acteur estime que la date de revoyure est **trop éloignée**.
⏳ **Trop tôt** : 1 acteur considère au contraire que la date est **trop proche**.
✔️ **Timing adapté** : 1 acteur juge que la **proposition et le calendrier sont pertinents**.

Répartition TURPE/RE – présentation des trois paramètres

Paramètre n°1. Distinction des taux par semestre

- **Option 1.1** : moyenne des taux sur deux semestres consécutifs
- **Option 1.2** : différenciation des taux par semestre

Paramètre n°2. Distinction des taux par sens

- **Option 2.1** : moyenne des taux à la Hausse et à la Baisse
- **Option 2.2** : différenciation des taux à la Hausse et à la Baisse

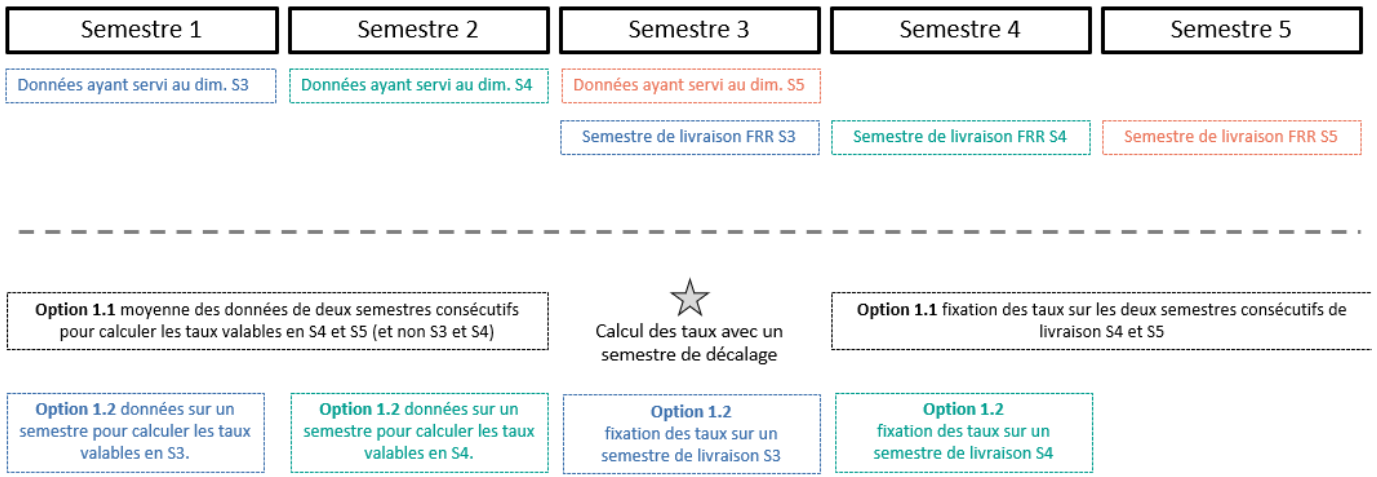
Paramètre n°3. Distinction des taux par pas de dimensionnement

- **Option 3.1** : moyenne journalière
- **Option 3.2** : différenciation des taux par pas de dimensionnement

Avis des RE sur les options 1.1 et 1.2 (distinction des taux par semestre)

- Jusqu'ici, les taux de répartition TURPE/RE étaient calculés à partir des données de la période ayant servi de base au calcul du dimensionnement, et fixés sur la période de livraison des réserves. Ce système est juste, puisqu'il répartit les coûts des réserves du semestre de livraison en se basant sur les données ayant permis le calcul du dimensionnement. La limite est que le taux varie chaque semestre.

- Si nous souhaitons augmenter la période de fixation du taux à deux semestres consécutifs, il faudrait moyenner les taux sur les données de deux semestres consécutifs ayant servi au calcul du dimensionnement.



Question n°2 : Pourriez-vous nous partager vos observations et avis sur les options 1.1 et 1.2 du paramètre n°1 ?

✓ **Option 1.1 – Moyenne sur deux semestres consécutifs** :
- **1 acteur** est favorable.

✓ **Option 1.2 – Distinction des taux par semestre** :
- **2 acteurs** sont favorables.

○ **Sans avis tranché** :
- **4 acteurs** ne se sont pas prononcés clairement.

Avis des RE sur les options 2.1 et 2.2 (distinction des taux par sens)

- Le paramètre n°2 permet de choisir entre une différenciation des taux à la Hausse et à la Baisse ou l'utilisation d'une moyenne de ces deux taux. Opter pour une moyenne, réduit de moitié le nombre de taux par semestre, rendant ainsi le mécanisme plus lisible.

- Nous observons une différence marquée entre les taux à la Hausse et à la Baisse, en raison d'un calcul de dimensionnement asymétrique (aléas dimensionnants distincts et calcul différencié des quantiles selon le sens). La distinction entre ces taux permet d'affiner la répartition des coûts avec davantage de précision.

Option 2.1 : Taux simulés en réalisant une moyenne Hausse et Baisse - Semestre hiver (du 01er octobre 2023 au 31 mars 2024)

	0h-4h	4h-8h	8h-12h	12h-16h	16h-20h	20h-24h
Moyenne Taux TURPE Hausse/Baisse	65%	65%	50%	50%	59%	68%
Moyenne Taux RE Hausse/Baisse	35%	35%	50%	50%	41%	32%

Option 2.1 : Taux simulés en réalisant une moyenne Hausse et Baisse - Semestre été (du 01er avril au 30 septembre 2024)

	0h-4h	4h-8h	8h-12h	12h-16h	16h-20h	20h-24h
Moyenne taux TURPE Hausse /Baisse	67%	72%	57%	52%	51%	70%
Moyenne taux RE Hausse / Baisse	33%	28%	43%	48%	49%	30%

Question n°3 : Pourriez-vous nous partager vos observations et avis sur les options 2.1 et 2.2 du paramètre n°2 ?

❌ **Option 2.1 – Moyenne des taux par sens :**
Aucun acteur favorable.

✅ **Option 2.2 – Taux distingués par sens :**
- **3 acteurs** favorables..

◯ **Sans avis tranché** :
- **4 acteurs** ne se sont pas prononcés clairement.

Avis des RE sur les options 3.1 et 3.2 (distinction des taux par pas de dimensionnement)

- Le paramètre n°3 permet de choisir entre une différenciation des taux par pas de dimensionnement ou l'application d'une moyenne journalière. Cette dernière option réduit par six le nombre de taux par semestre, rendant ainsi le mécanisme plus lisible.

- Les taux de répartition TURPE/RE varient en fonction des pas de dimensionnement, mais l'application d'une moyenne journalière améliore significativement leur lisibilité pour les financeurs. En effet, cette approche divise par six le nombre de taux appliqués par semestre.

$$\text{Taux RE}_{\text{période de livraison}} = \frac{1}{N}\sum_{t \in p}\frac{P_{FRR \text{ due au surplus de déséquilibres RE passés, t}}}{P_{besoin\ FRR\ total,t}}$$

- Soit t un pas de 4h dans la période p.
- N est le nombre total de pas 4h dans la période p.
- $P_{FRR \text{ due à aléa dimensionnant, t}}$: la puissance de FRR due à l'aléa dimensionnant.
- $P_{FRR \text{ due au surplus de déséquilibres RE passés, t}}$: la puissance de FRR due au surplus des déséquilibres RE sur le pas t.
- $P_{besoin\ FRR\ total,t}$: la puissance totale du besoin de FRR sur le pas t.

Option 3.1 : Taux simulés en réalisant une moyenne journalière

	Hiver	Été
Taux TURPE Hausse	71%	70%
Taux TURPE Baisse	48%	53%
Taux RE Hausse	29%	30%
Taux RE Baisse	52%	47%

Question n°4 : Pourriez-vous nous partager vos observations et avis sur les options 3.1 et 3.2 du paramètre n°3 ?

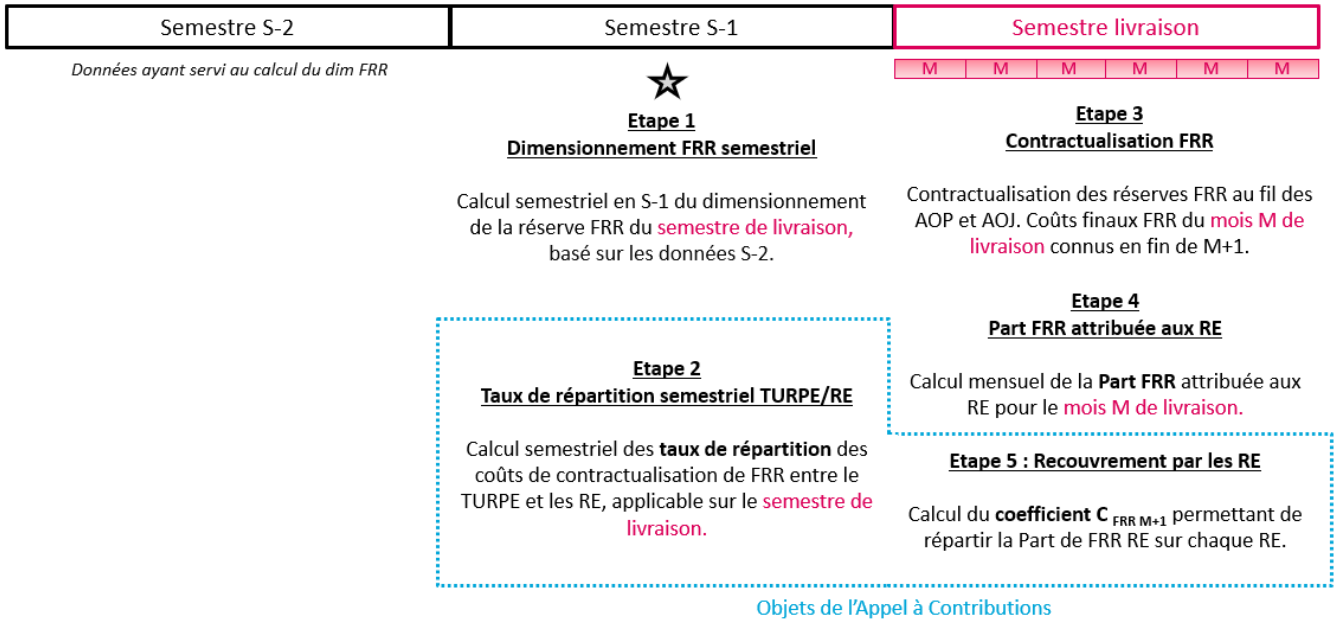
✓ **Option 3.1 – Moyenne sur une journée** :
- **3 acteurs** sont favorables.

✗ **Option 3.2 – Distinction des taux par pas de dimensionnement** :
- **Aucun** acteur n'est favorable.

○ **Sans avis tranché** :
- **4 acteurs** ne se sont pas prononcés clairement.

3 Options de recouvrement par les RE

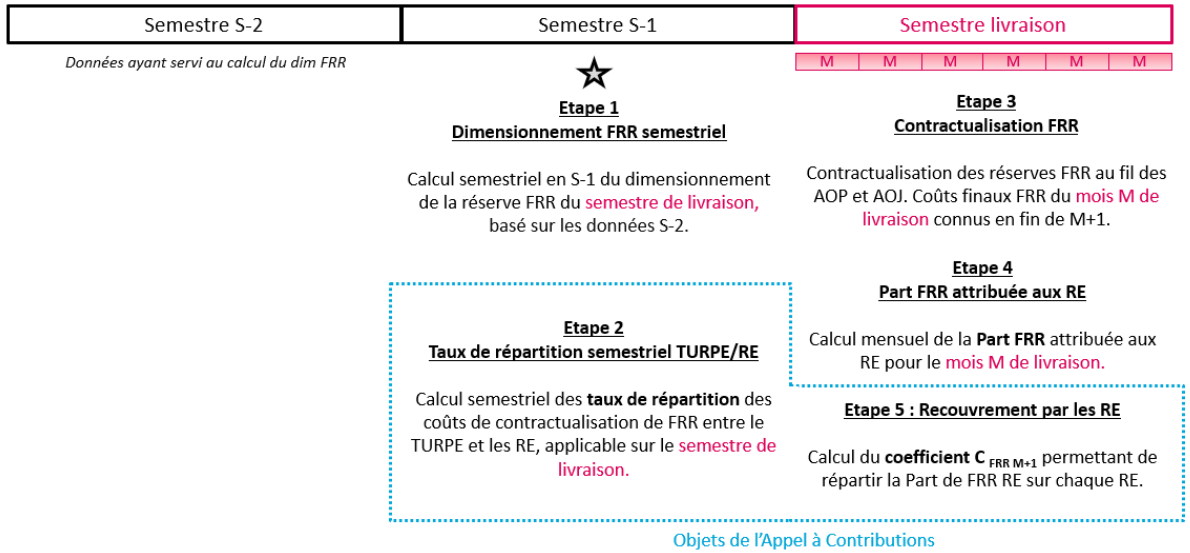
Calcul de la part FRR attribuée aux RE – Etape 4



$$\text{Part FRR RE}_{\text{Mi}} = \sum_{t,s,d} \left(\text{Taux RE}_{\text{Mi}}\right)_{t,s,d} * \left(\text{Coûts FRR}_{\text{Mi}}\right)_{t,s,d}$$

- Soit t la période (semestre différencié ou moyenne de deux semestres consécutifs, en fonction du choix de l'option 1.1 ou 1.2)
- s le sens (hausse, baisse, ou moyenne hausse et baisse, en fonction du choix de l'option 2.1 ou 2.2)
- d le pas de dimensionnement (granularité du pas de dimensionnement ou moyenne journalière, en fonction du choix de l'option 3.1 ou 3.2)

Recouvrement par les RE – Etape 5



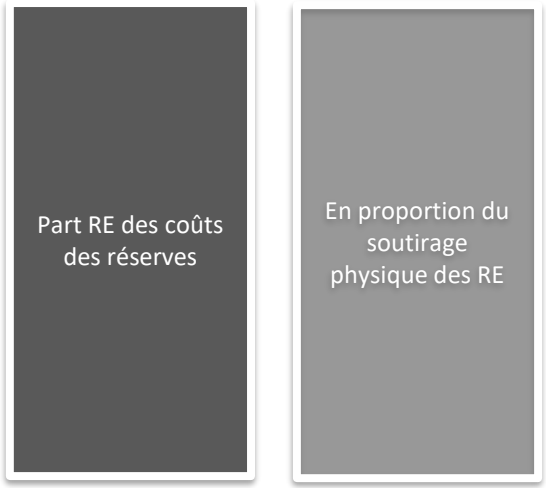
→ RTE appliquera ces coefficients mensuels pour répartir proportionnellement le coût des réserves en fonction de la grandeur d'indexation choisie, à chaque RE.

$$C_FRR\ M_{i\ (t,s,d)} = \frac{\text{Part RE FRR Mi (t,s,d)}}{\sum Grandeur\ d'indexation\ tous\ RE\ \text{Mi}-12\ (t,s,d)}$$

$$\text{Facture RE FRR } M_i = \sum (\text{Grandeur d'indexation du RE } M_{i-12})_{t,s,d} \times (C_FRR\ M_i)_{t,s,d}$$

Option 1 (historique) : Coefficient c sur Soutirage physique

Solution écartée



Le coût de contractualisation des réserves à la hausse et à la baisse à la charge des RE est indexée sur leur **soutirage physique** de leur périmètre d'équilibre.

Pas de mécanisme pollueur-payeur

Solution historique, qui permettait de faire porter les coûts de réserve RR-RC et d'AOE aux Responsables d'Equilibre via le soutirage physique des RE et un CAE capacitaire.

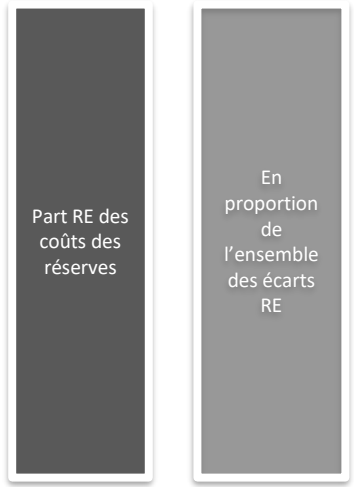
A date, RTE n'est pas satisfait par cette solution qui n'incite pas les RE à réduire leurs écarts et ne permet pas de faire porter aux RE responsables de l'augmentation du dimensionnement de FRR les coûts attribués aux RE.

Option 2. Coefficient indexé sur les écarts RE

+ possibilité d'ajouter un critère de pénurie

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

Option 2.2
Ecarts RE en tendance

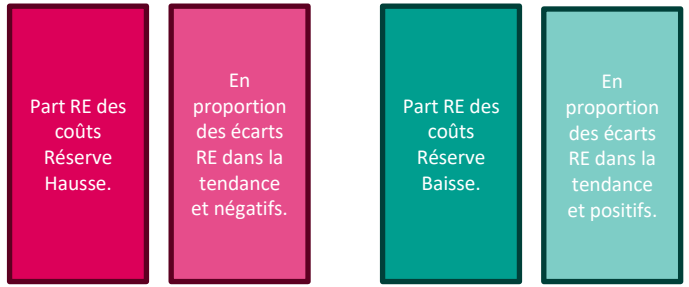
→ La part RE des coûts des réserves est portée par les RE proportionnellement à **l'ensemble de leurs écarts RE dans la tendance du système électrique.**



Mécanisme pollueur-payeur ++

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 +++

Recouvrement par les RE – avis des RE sur la question n°5

Question n°5 : Au regard de vos observations et analyses, avez-vous un avis à partager sur les trois options présentées ci-dessus ?

- **Option 1 – Ventilation sur l'ensemble des écarts** :
  → 1 acteur favorable.
- **Option 2 ou 3 – Ventilation sur les écarts en tendance** :
  → 1 acteur favorable (sans préférence claire entre 2 ou 3).
- **Option 3 – Ventilation sur les écarts en tendance *et* par sens** :
  → **3 acteurs** favorables.
- **3 acteurs n'ont pas exprimé d'avis tranché.**

Recouvrement par les RE – avis des RE sur la question n°6

Question n°6 : Au regard de vos observations et analyses, avez-vous un avis à partager sur les options 1 bis, 2 bis et 3 bis ?

❌ **Options 1 bis, 2 bis, 3 bis (avec critère de pénurie)**
→ **2 acteurs** sont opposés à l'ajout de ce critère.

✅ **Options 1 bis, 2 bis, 3 bis (avec critère de pénurie)**
→ **2 acteurs** sont favorables à l'ajout du critère de pénurie.

⭕ **Sans avis tranché**
→ **3 acteurs** n'ont pas exprimé d'avis tranché.

4 Modalités de mise en œuvre

Modalités de mise en œuvre

Cet Appel à Contributions porte sur les orientations du financement d'une partie des coûts de contractualisation de la réserve FRR par les Responsables d'Équilibre. Il vise à recueillir leurs avis sur les aspects suivants :

- ❖ La répartition des coûts de contractualisation de la FRR entre les utilisateurs de réseau et les Responsables d'Équilibre, incluant la logique de calcul et les paramètres de fixation des taux ;

- ❖ Les modalités de recouvrement de ces coûts par les Responsables d'Équilibre, notamment le choix de la grandeur d'indexation des coûts.

→ Les lignes directrices issues de cette consultation seront intégrées dans le **rapport d'accompagnement aux règles de marché v2**, en tenant compte des contributions reçues.

→ Par la suite, cette évolution sera incluse dans le **chapitre 3 des règles de marché v3**, consacré au Dispositif de Responsable d'Équilibre. La concertation menée sur ce cycle permettra d'affiner la répartition des coûts entre les utilisateurs de réseau et les Responsables d'Équilibre, ainsi que le mécanisme de recouvrement

→ Enfin, les modalités spécifiques de mise en œuvre, incluant entre autres, les échéances de publication et de facturation, feront également l'objet d'une **concertation dans le cadre du cycle 3** des règles de marché.

Modalités de mise en œuvre

- La mise en œuvre cible souhaitée de cette évolution est **janvier 2028**.

- Le but est de bénéficier des fruits résultant de l'ajout de cette incitation financière adressée aux RE en amont de la mise en place effective de la mesure de réduction du délai de neutralisation. Sous condition d'approbation de la dérogation demandée par RTE à la CRE, la réduction du délai de neutralisation de 60 à 30 minutes serait effective en janvier 2029.

Question n°7 : Au regard de vos besoins et contraintes, à quelle échéance estimez-vous nécessaire que les orientations relatives aux modalités de financement des réserves FRR par les RE soient définies, afin de permettre une mise en œuvre effective au plus tard au 1er janvier 2028 ?

Demandes explicites de calendrier pour mise en œuvre dès 2028

- Un acteur demande une **définition des lignes directrices d'ici S1 2026**, pour permettre des **retours d'expérience via simulations** intégrant ISP15 et MTU 15', jugés fortement structurants.

Inquiétudes exprimées sur la date de mise en œuvre dès 2028

- Un acteur préconise une **mise en œuvre au 1er janvier 2029**, afin de **préserver l'équilibre économique des contrats déjà signés sur l'année 2028**.
- Un acteur indique une **préférence pour 2030**, sauf si le **délai de neutralisation (DN)** est **réduit dès 2027**.
- Un acteur appelle à une **approche progressive**, avec plusieurs préalables (passage au pas 15' sur les marchés et le règlement des écarts, AO trimestriels à partir de 2026, mise en place d'indicateurs incitatifs de programmation, nouvelle méthode de dimensionnement de la mFRR, à construire avec les responsables de réserves)
  → **calendrier postérieur à RE v3**, avec **possibilité de révision en cours de cycle** sur la base de données consolidées.

Modalités de mise en œuvre

Question n°8 : Identifiez-vous d'autres éléments qui n'auraient pas été abordés dans cet Appel à Contribution et que vous jugez nécessaires à la mise en œuvre de cette évolution ? Si oui, pouvez justifier ce besoin ?

1. Etudes supplémentaires pour justifier le transfert d'une partie des coûts des réserves de FRR aux RE

• Certains acteurs remettent en question le principe même de transférer une partie du coût des réserves FRR aux RE, estimant que cette mesure n'est pas encore suffisamment justifiée, et souhaitent des études complémentaires.

→ **Cette question fera l'objet d'une consultation publique de la CRE en T4 2025. RTE apportera des éléments supplémentaires pour éclairer le débat.**

2. Demandes d'informations plus précises

• Certains acteurs demandent des clarifications sur la méthode de calcul et de facturation qui sera appliquée.

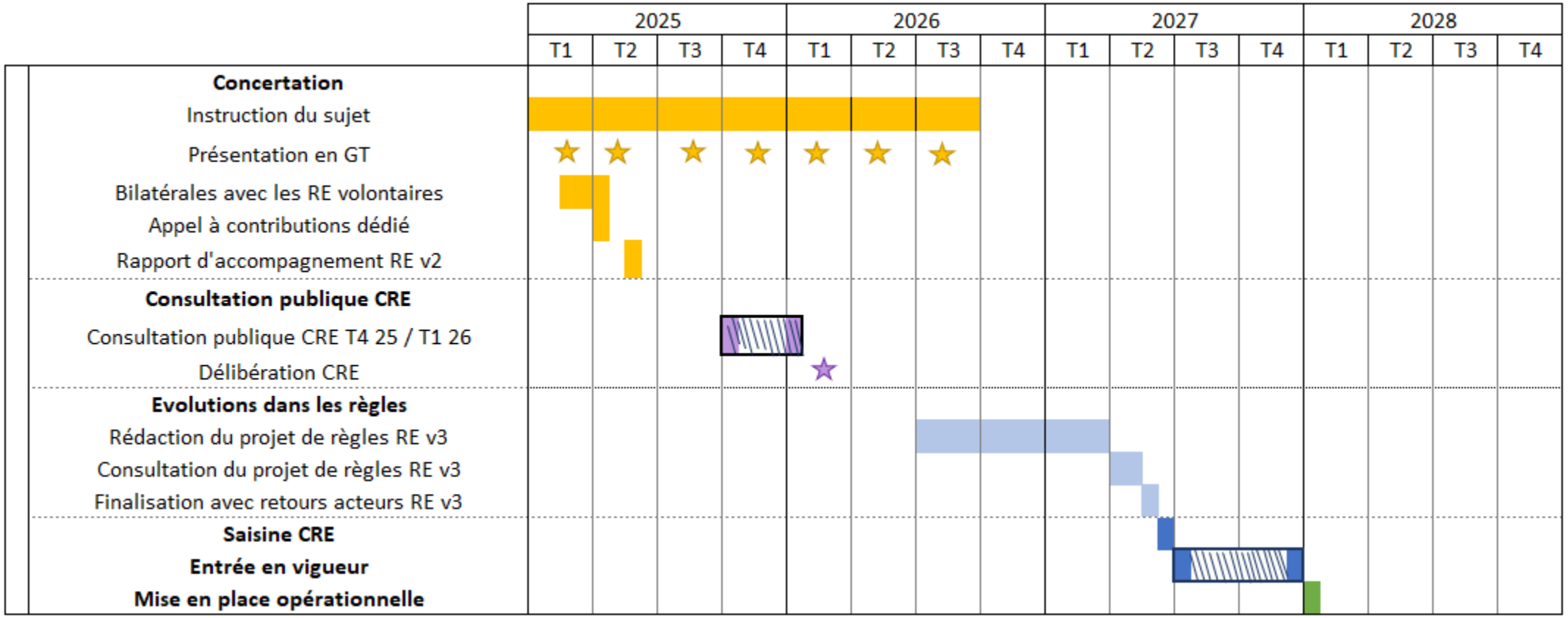
→ **Ces précisions seront concertées lors du cycle RE v3.**

3. Complexité du sujet

- Un acteur souligne la complexité des modalités proposées, jugées lourde à analyser pour les acteurs, notamment les petits acteurs, ce qui limite leur capacité à se prononcer de manière éclairée.

→ **RTE renouvelle sa proposition de bilatérale avec les RE volontaires, pour répondre aux questions.**

Calendrier indicatif



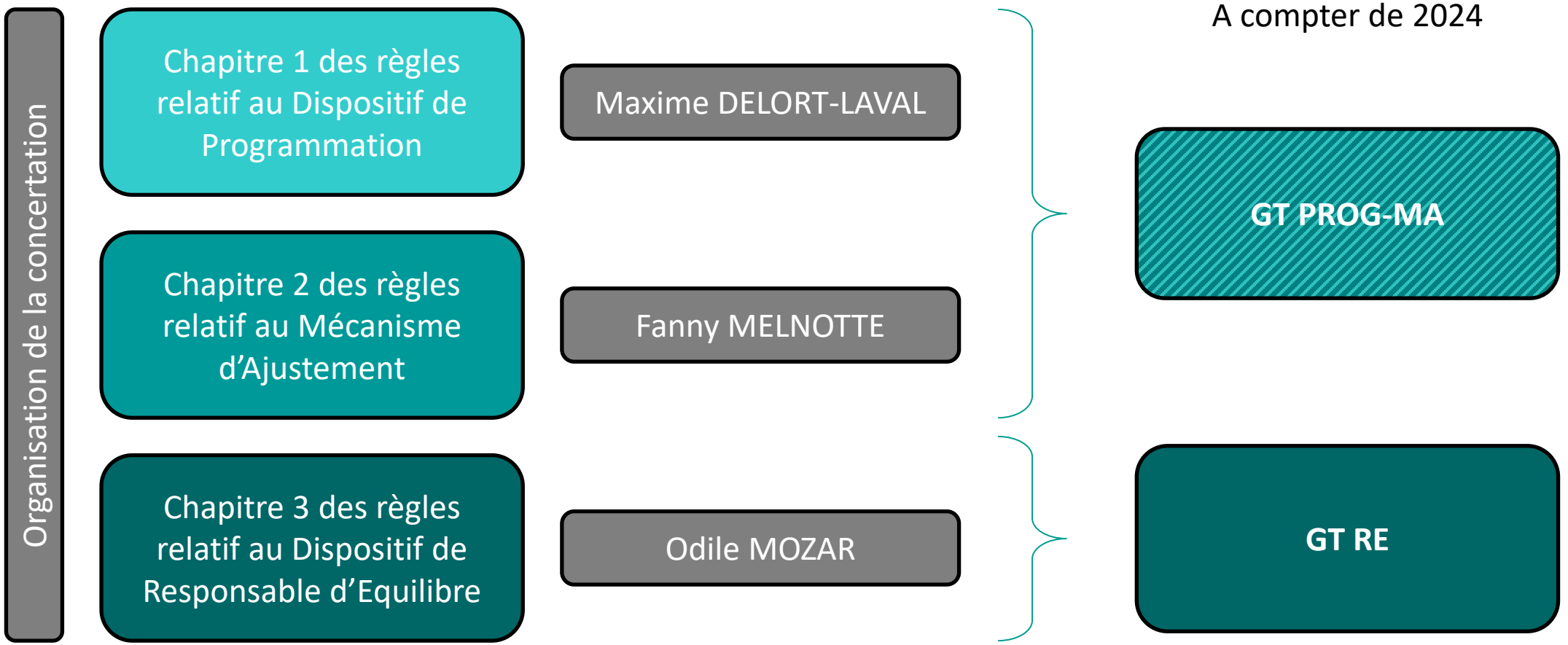
Le réseau de transport d'électricité

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)

Annexes

Interlocuteurs référents de la concertation PROG-MA-RE



Historique de la concertation MA-RE

Passées

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

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

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

AT du 06/07/2023 et 19/09/2023 (ad hoc bascule SYGA-TOPASE)

GT du 21/09/2023
- Retour sur la consultation TERRE
- Rappels relatifs aux services à destination des RE
- Retour sur appel à contribution IDCZGOT 15h et IDA
- Dispositif de programmation : Evolution du dispositif ; gestion des périmètres ; suspension de l'accord de participation
- Evolution processus de sécurisation financière du RE
- Précisions sur valorisation des énergies d'ajustement
- Seuil de participation au MA et petites EDA
- Suppression article relatif à la volatilité et veille des prix

AT du 08/11/2023 (ad hoc ISP15)
- Présentation stratégie tests acteurs + Questionnaire

GT du 28/11/2023
- Notification de la date V
- Page transverses multi-mécanismes Portail Services
- Retour de la consultation PROG-MA-RE v1

GT du 16/01/24
- 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 24/03/25
- 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
- Financement des réserves FRR

Á venir *(indicatif)*

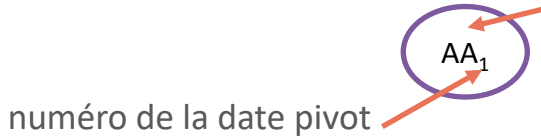
GT RE du 19/05/25
- **Heure : de 14h à 16h**

GT RE du 15/09/25 – retour de consultation
- **Heure : de 14h à 16h**

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