Le réseau
de transport
d'électricité

GT RE n°3 – Evolutions des règles RE

Cycle RE v3

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)

Déroulement du GT

Pour le bon déroulement du GT, nous vous demandons de respecter ces quelques règles :



Pour intervenir en cours de GT, lever la main dans Teams et se présenter brièvement (nom, société)



En dehors de vos interventions, couper votre micro



Ne pas connecter d'IA à la réunion (assimilé à un enregistrement sans autorisation)

Merci à tous

Sommaire

01

Actualités

Calendrier prévisionnel RE v3

Actualités

- Consultation publique CRE
- Passage aux MeD électroniques – mise en place du processus
- [PROG-MA] : désensibilisation des rampes pour les RE
- Autres actualités : RE v2.1 ; AàC Prog-MA

02

Bilan RT21

03

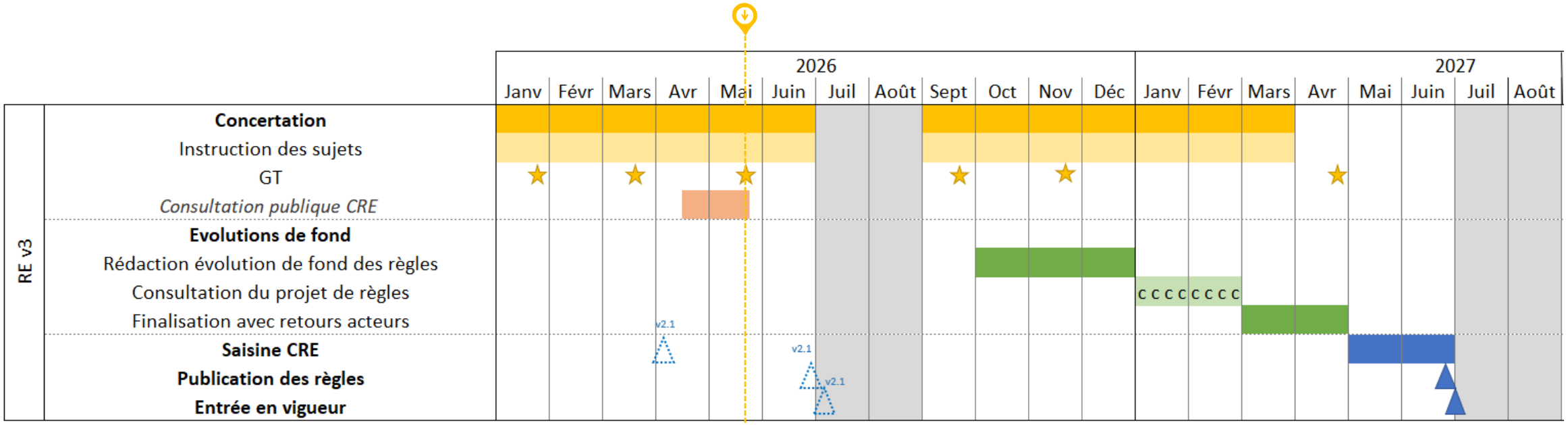
Indemnisation des limitations d’ENR terrestres



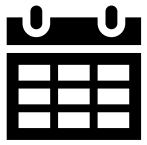
Actualités

Calendrier prévisionnel des règles RE v3

- Consultation : *janvier-février 2027*
- Saisine CRE : *mai 2027*
- Entrée en vigueur : *1er juillet 2027*



Consultation publique en cours sur les incitations financières adressées aux responsables d’équilibre



Date limite de réponse : **22 mai 2026**



Lien de la consultation
Lien de réponse

En plus d’une réponse à la consultation publique, n’hésitez pas à nous contacter directement pour échanger sur ces sujets lors d’une bilatérale

Passage aux MeD électroniques – mise en place du processus

Contexte : RTE souhaite dématérialiser l'envoi des mises en demeure adressées aux RE dans le cadre de la sécurisation financière. Le passage aux MeD électroniques est prévu au T4 2026 (une communication sera adressée aux RE ultérieurement afin de préciser la date exacte)

Pour préparer cette transition et s'assurer d'un processus fiable, un mail sera envoyé aux RE courant juin pour récupérer :

- Une adresse mail à laquelle doivent être envoyées les MeD (privilégier une BAL générique)
- Des informations sur l'utilisation actuelle par les RE des courriers électroniques avec accusé de réception

[PROG-MA] Désensibilisation des rampes pour les RE



Principe du CRMA

OFFRE IMPLICITE

Réception de PA

Passage d'ajustement
Tracé du PM théorique

Calcul volume attendu théorique

- Sur chaque pas de temps de la journée
- VAt = PMt – PA
- Calcul plage de contrôle (VAt ≠ 0)

Calcul volume réalisé

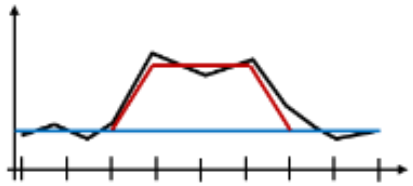
- Sur chaque pas de temps **de la plage de contrôle**
- VR = CDC – PA

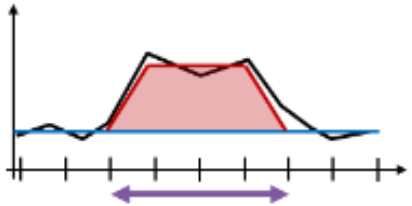
Calcul des écarts d'ajustement

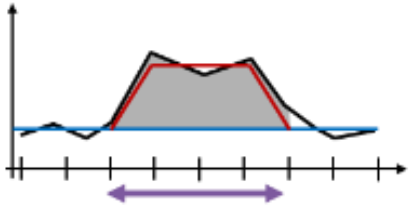
- Sur chaque pas de temps de la plage de contrôle
- EA = VR – VAt

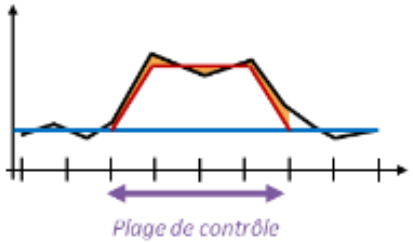
Correction du périmètre d'équilibre

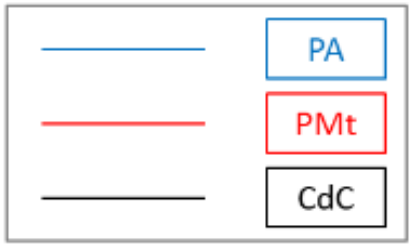
- Correction à hauteur du volume réalisé

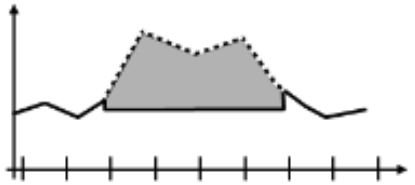












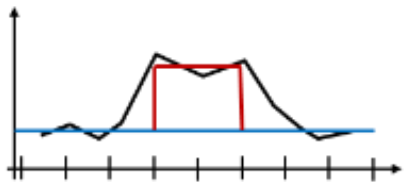
Le CRMA repose sur la comparaison du volume attendu par RTE (volume commercial) et du volume effectivement réalisé par l'acteur d'ajustement.
La plage de contrôle correspond à l'ensemble des pas 5' pour lesquels le volume attendu est non nul.

Problématique en explicite

Réception de PA

Passage d'ajustement
Tracé du PM théorique

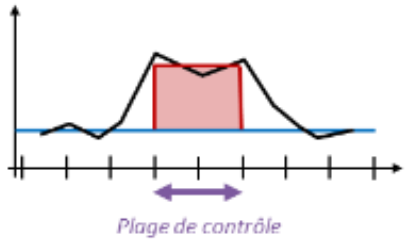
Le PM tracé par RTE ne décrit pas de rampe



Calcul volume attendu théorique

- Sur chaque pas de temps de la journée
- VAt = PMt – PA
- Calcul plage de contrôle (VAt ≠ 0)

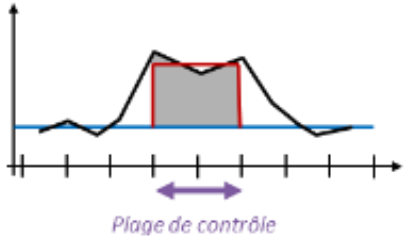
L'énergie des rampes n'est pas rémunérée + la plage de contrôle ne comprend que le plateau



Calcul volume réalisé

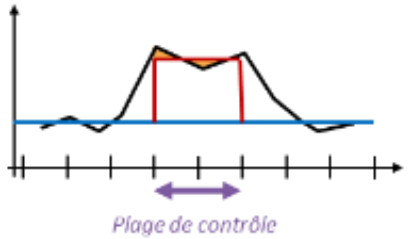
- Sur chaque pas de temps **de la plage de contrôle**
- VR = CDC – PA

Le volume réalisé n'est calculé que sur le plateau



Calcul des écarts d'ajustement

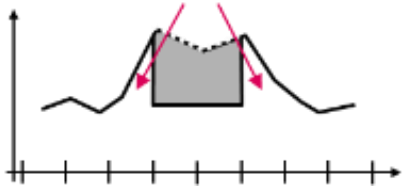
- Sur chaque pas de temps de la plage de contrôle
- EA = VR – VAt

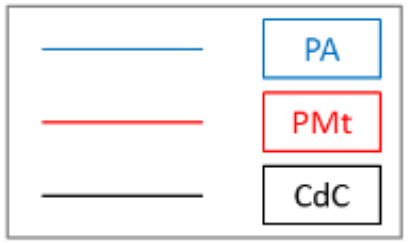


Correction du périmètre d'équilibre

- Correction à hauteur du volume réalisé

L'énergie des rampes crée un écart pour le RE





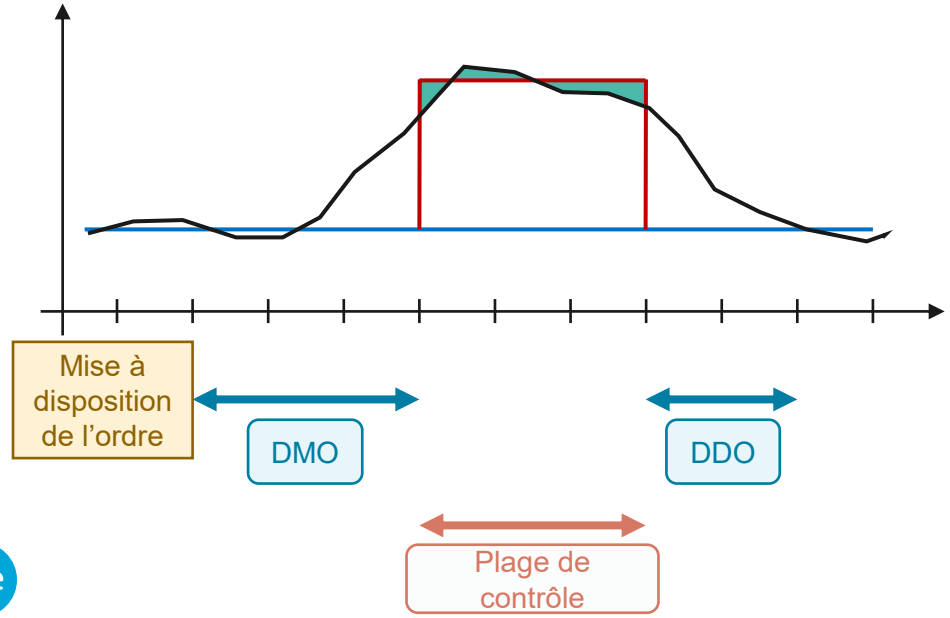
En explicite, RTE n'est pas en mesure de tracer des rampes pour l'ajustement → la plage de contrôle est restreinte au palier de l'ajustement.
RTE ne calcule donc pas de volume réalisé sur les pas de temps correspondant aux rampes et cette énergie n'est donc pas corrigée des périmètres d'équilibre → crée un écart pour le RE

Proposition de RTE

CALCULER LE VR SUR UNE PLAGE PLUS LONGUE QUE LA PLAGE DE CONTRÔLE

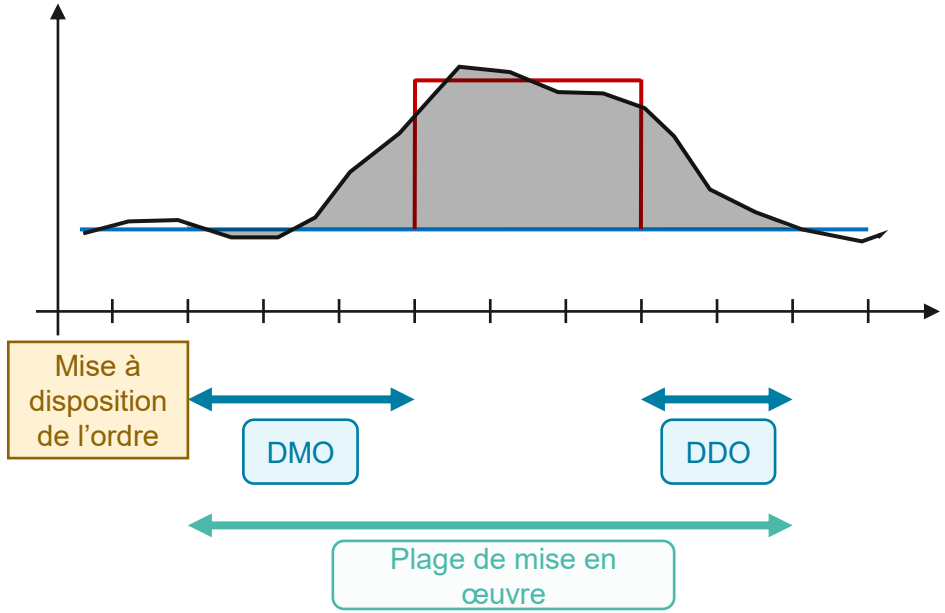
Plage de contrôle

- La plage de contrôle correspond à la période temporelle lors de laquelle RTE attend une certaine quantité d'énergie de la part de l'EDA
- C'est sur cette plage de temps que sont calculés le volume attendu (= volume commercial) et les écarts d'ajustement



Plage de mise en œuvre

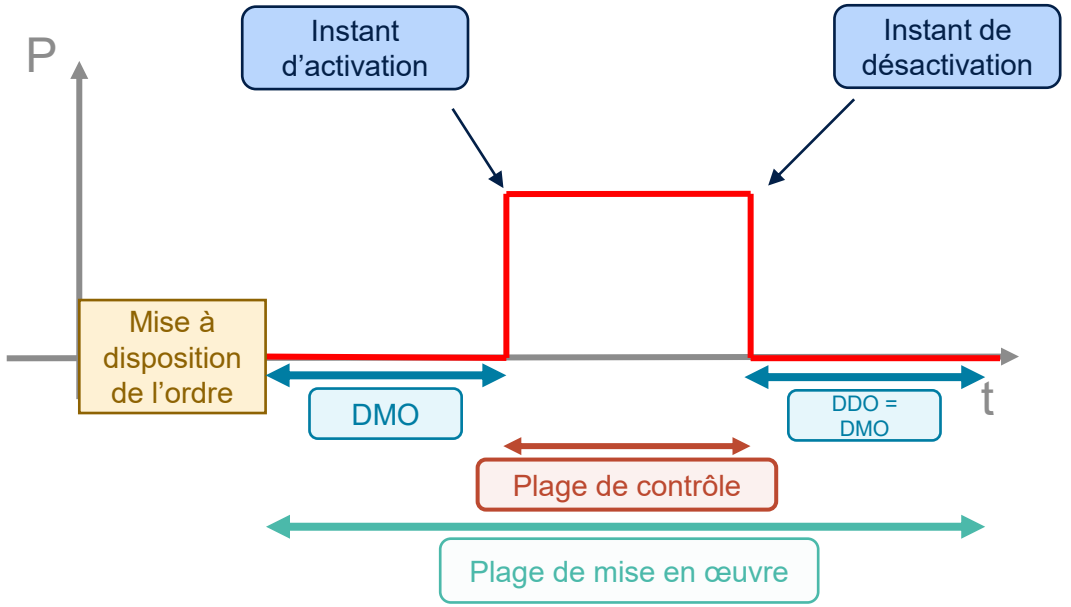
- La plage de mise en œuvre correspond à la période temporelle durant laquelle on peut s'attendre à une variation de puissance de la part de l'EDA, à neutraliser auprès du RE
- C'est sur cette plage de temps qu'est calculé le volume réalisé, qui est ensuite corrigé des périmètres d'équilibre

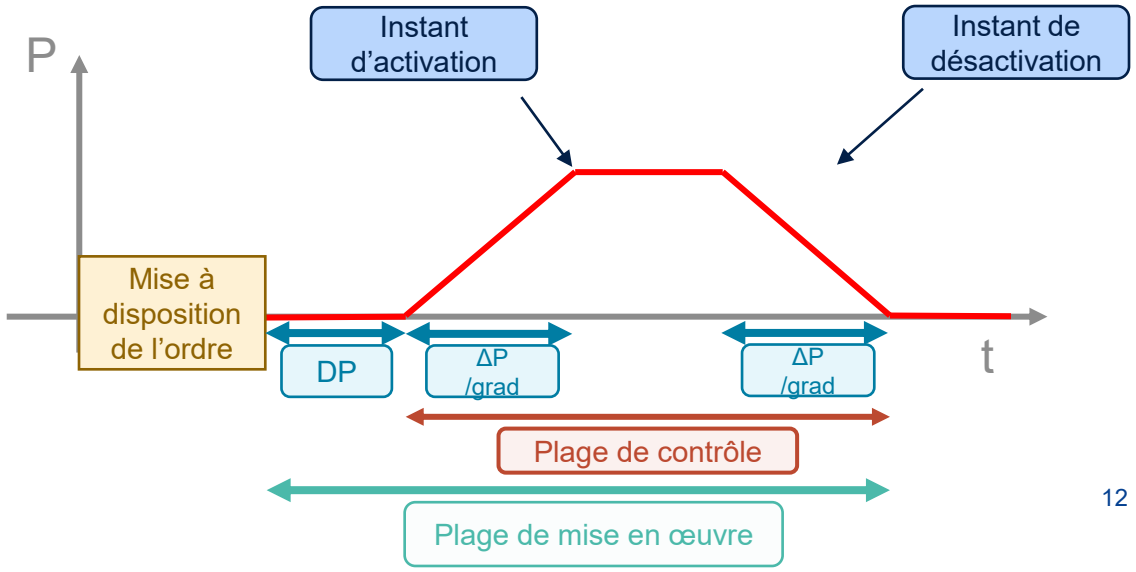


Définition de la plage de mise en œuvre

- La plage de mise en œuvre ne fait pas l'objet d'une définition dans les règles mais est déjà mentionnée dans l'article définissant la méthode du rectangle simple (0.FT2.1.2). Elle est comprise entre
  - L'instant d'activation de l'offre moins de DMO (délai de mobilisation de l'offre)
  - L'instant de désactivation de l'offre plus le DDO (délai de démobilisation de l'offre)

- Il est cependant à noter que la notion de DDO n'existe plus dans les règles de marché et est à réintroduire. Les acteurs n'ont en outre pas de moyen de transmettre cette valeur. La possibilité pour l'acteur de transmettre un DDO est comprise dans le périmètre de la refonte du fichier des offres d'ajustement. D'ici-là, il est possible de considérer que :
  - En implicite, le DDO est calculé à partir du gradient
  - En explicite, on fait l'approximation DDO = DMO





Autres actualités

- **Version intermédiaire règles RE v2.1**

  - Périmètre : Evolutions de l'article 3.R.3 (suppression du filtrage des FU Extrêmes)
  - Dates clés :
    - Saisine de la CRE *: 3 avril 2026*
    - Entrée en vigueur cible *:* **4 juillet 2026**

- **Appel à contributions en cours via GT Prog – MA relatif au gisement de nouvelles flexibilités d'équilibrage**

  - Durée de l'appel à contribution **: mardi 28 avril au mercredi 17 juin 2026 inclus**

  - Périmètre de l'appel à contributions
    - Encadrement des hausses de consommation sur le mécanisme d'ajustement
    - Participation de nouvelles configurations des sites RPD (sites mixtes) aux mécanismes de marché



Les évolutions émergeant de cet appel à contributions pourraient emporter des impacts sur la correction des périmètres d'équilibre des Responsables d'Equilibre.

2

Bilan Réconciliation Temporelle n°21

Bilan de la RT21 - Dernier exercice

Bilan sur la qualité du processus de la RT 21

Un **dernier exercice raccourci** portant sur la période **1er juillet 2024 – 4 octobre 2024** soldé en mars 2026.

3 bilans personnalisés réalisés à destination des GRD en **novembre 2025, décembre 2025 et février 2026** afin d'améliorer la qualité des données :

- État des lieux des données reçues par RTE de la part des GRD ;
- Calcul d'un CNP (Coefficient de Normalisation des Pertes) estimé afin d'effectuer des comparaisons par rapport aux années précédentes.

=> RTE remercie les GRD d'avoir utilisé ces bilans pour fiabiliser leurs données pour cet ultime exercice RT.

=> 20 ELD avec un CNP en dehors de l'intervalle [0,7 ; 1,3] soit +/- 30% en écart (contre 23 ELD en RT20).

=> Un résidu très faible et proche de la moyenne à l'image de la RT20 (écart type journalier de 0,3 MWh contre 0,4 MWh en RT20).

Bilan financier de la RT21

Pour cet exercice portant sur la période 1er juillet 2024 au 4 octobre 2024, qui s'est clôturé fin mars 2026 :

- **18 RE facturés pour un montant de 754 k€ (contre 7,1 M€ en RT20)**
- **31 RE remboursés pour un montant de 737 k€ (contre 7,4 M€ en RT20)**

=> Soit un solde de 17,4 k€ (contre -0,3 M€ en RT20)

Résidu financier : avoir de 71 € (contre un avoir de 1,4 k€ en RT20)

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

Rappel : Echéance de facturation

La **réconciliation temporelle 21** est la dernière RT réalisée avec l'arrivée du **système cible.**
Désormais la **dernière régularisation possible** pour tenir compte des données correctives d'un mois M, y compris pour les données RPD, sera portée par la **facturation M+12.**

Indemnisation des limitations d’EnR terrestres

Modification du calcul de l'ENE/ENI

Des modifications du calcul de **l'Energie Non Evacuée / Energie Non Injectée (ENE/ENI**) **en cas de limitations d'EnR terrestres raccordées au RPT ou RPD**, ont été proposées conjointement par RTE et Enedis aux producteurs dans le cadre deux GT « Producteurs Stockeurs » de la CAR, les 15/04/2026 et 05/05/2026 derniers.

Ces évolutions feront l'objet de modifications de

- **la DTR article 7.7 de RTE**
- **la DTR 87 ^{E} d'Enedis**

soumises pour consultation pendant le mois de juin 2026, pour une entrée en vigueur en septembre 2026, après notification de la CRE.

Ces modifications du calcul du volume d'ENE/ENI impactent les Responsables d'Equilibre lorsque les limitations donnent lieu à correction de périmètre d'équilibre.

Néanmoins, ils n'induisent pas de modification des règles RE, le calcul de l'ENE/ENI étant décrit dans les DTR.

Les évolutions concernées sont les suivantes:

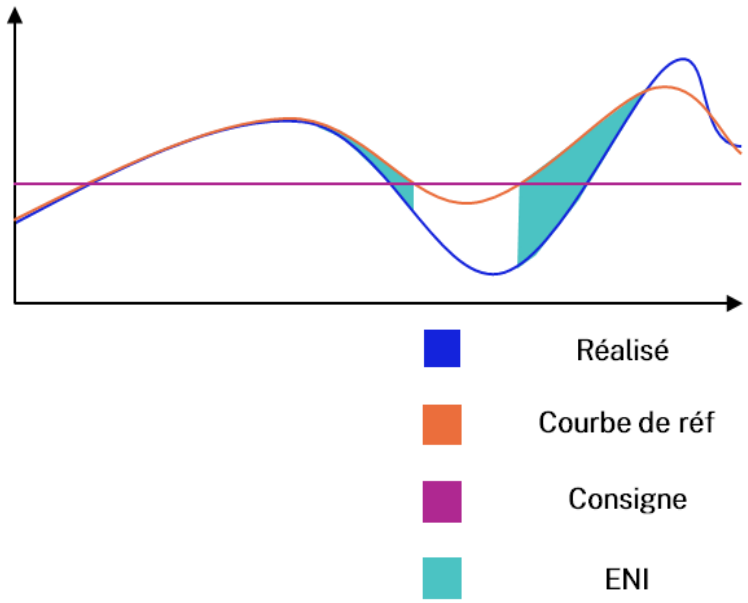
- Evolution du **calcul de l'ENE/ENI indemnisable** :
  - Respect de la consigne de limitation
  - ENE/ENI au réalisé capé au demandé
- Gestion des **concomitances MA / limitations** contractuelles

Respect de la consigne des limitations

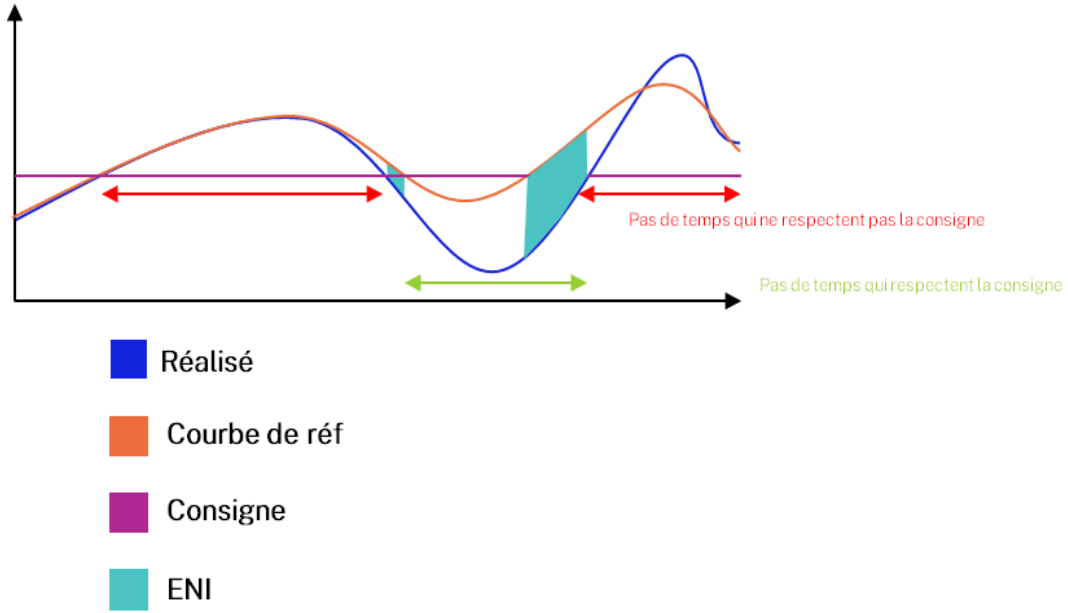
PROPOSITION D'ÉVOLUTION

A chaque pas de temps, lorsque l'énergie injectée est au dessus de la consigne, l'ENE est valorisée à 0.
Sur l'échantillon de l'étude cela revient à une diminution de l'ENI de 15%

Calcul actuel



Calcul proposé

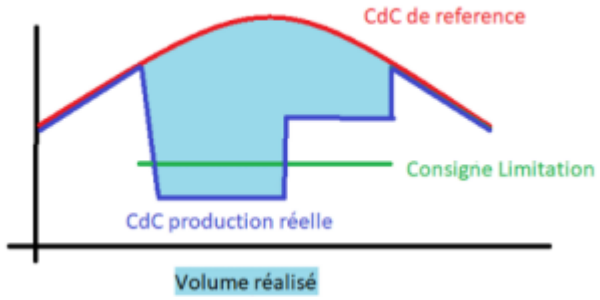


ENE/ENI au réalisé capé au demandé

Proposition d'évolution

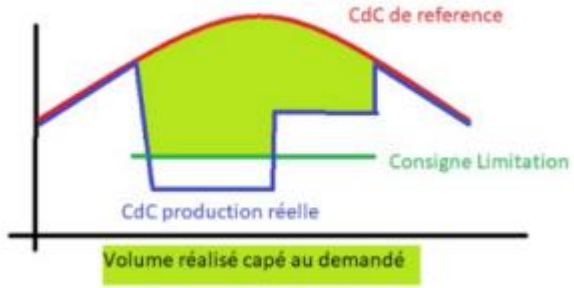
Principe actuellement en œuvre

Pour les limitations au réseau complet, l'ENE/ENI est calculée actuellement au réalisé, par RTE et ENEDIS.

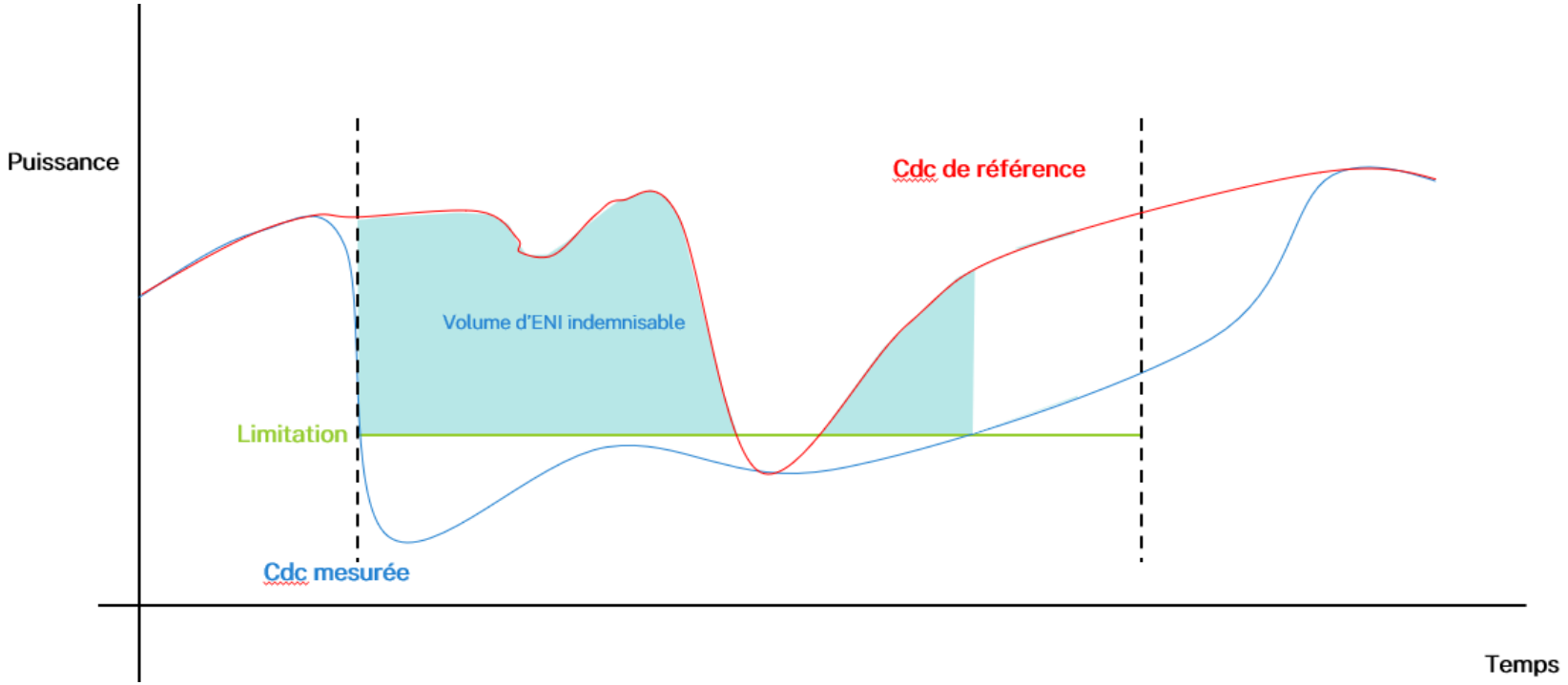


Proposition d'évolution

RTE et ENEDIS souhaitent calculer **l'ENE/ENI au réalisé capé au demandé** afin de valoriser l'ENE/ENI effectivement demandée et nécessaire.



En synthèse



Formule de calcul l'ENE/ENI indemnisable cumulant respect de la consigne et réalisé capé au demandé

- pour les valeurs la courbe mesurée est inférieure ou égale à la consigne de limitation (respect de la consigne) et
- pour lesquelles de courbes de référence sont supérieures à la consigne de limitation

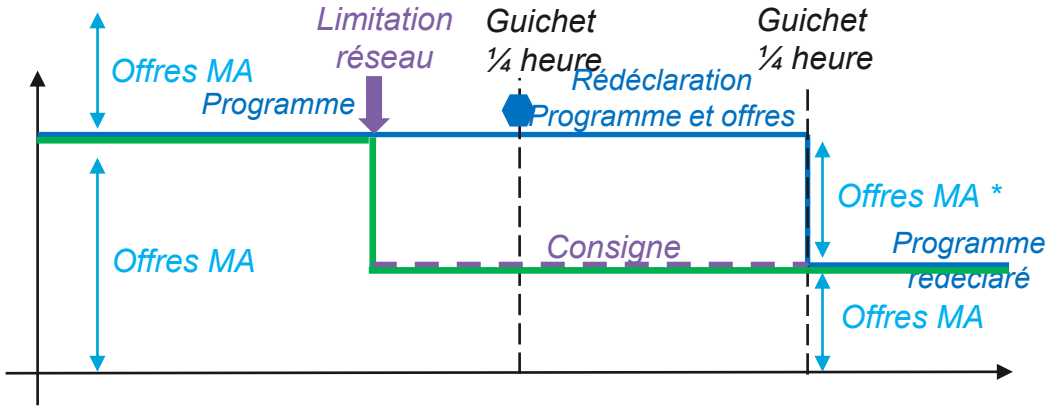
$$\sum \max(\text{CdC référence} - \text{Limitation}) ; 0) \times 1/\text{PCh}$$

avec PCh est le nombre de Données de Comptage dans une heure

Quel comportement attendu des producteurs en cas de concomitance MA / limitation RSO?

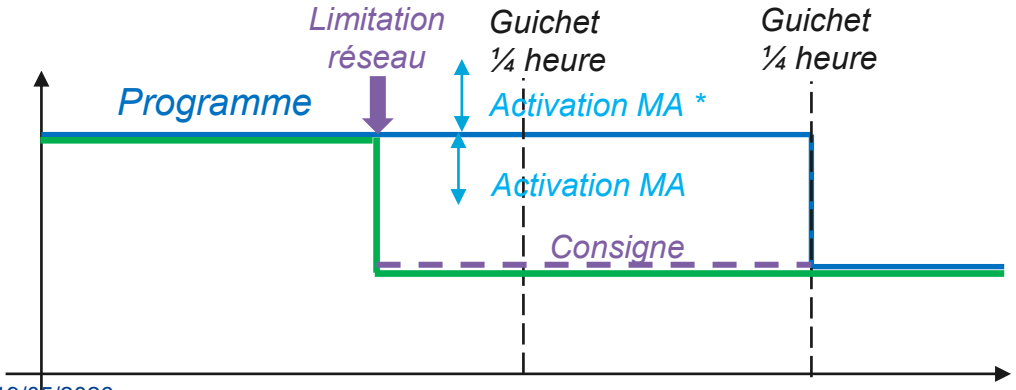
Cas A — Le producteur reçoit ordre Réseau puis un ordre MA

Etape 1: Le producteur reçoit une limitation réseau



1. Respecter la consigne réseau
2. Redéclarer programme et offres MA au prochain guichet quart d'heure pour intégrer la consigne. La redéclaration sera prise en compte avec un délai de 1 heure.

Etape 2: puis il reçoit un ordre MA avant la rédéclaration



1. Le site limité continue de respecter la consigne
2. N'accepter l'activation MA que si elle peut être réalisée.

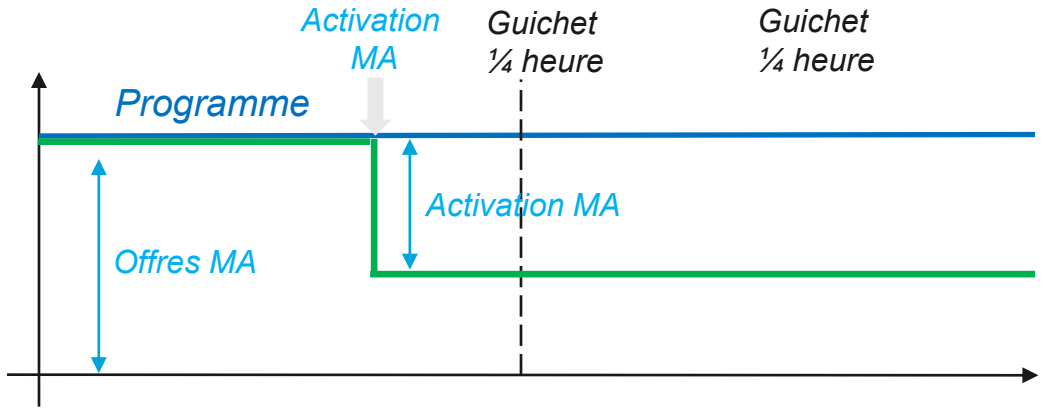
Les écarts d'ajustement et les pénalités pour refus d'ordre MARI ne seront pas appliqués.

*Si l'ajustement hausse peut être réalisé avec d'autres sites de l'EDA

Quel comportement attendu des producteurs en cas de concomitance MA / limitation RSO?

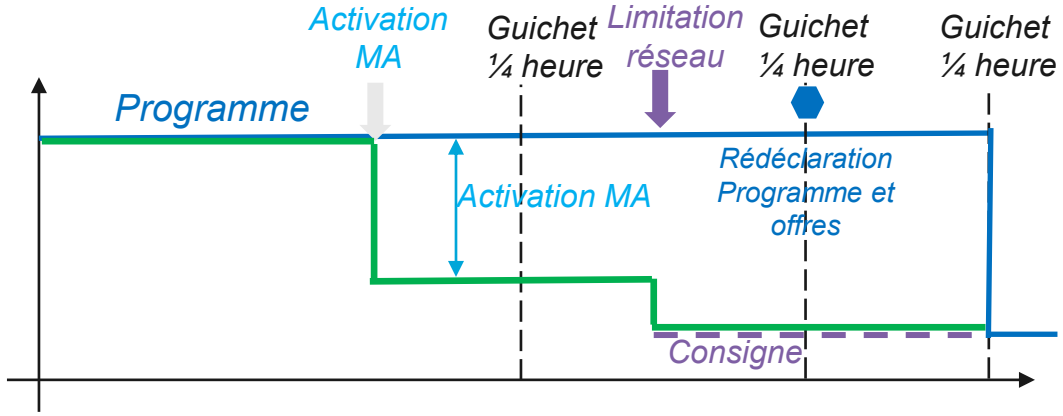
Cas B — Le producteur reçoit un ordre MA puis un ordre Réseau

Etape 1: Le producteur reçoit une activation MA



1. Mettre en œuvre l'activation MA (selon DMO)
2. Le programme (d'appel) reste inchangé.
3. L'activation est tracée dans le Programme de marche

Etape 2: puis il reçoit un ordre réseau



1. **De même sens**: accepte l'ordre réseau, respecte la contrainte max, redéclare programme et offres au prochain guichet
2. **De sens opposé et ne peut pas refuser l'ordre réseau** (cas des flex contractuelles et flex locales marché avec réservation de capacité): la consigne réseau est mise en œuvre, éventuellement au détriment de l'ordre MA
3. **De sens opposé et peut refuser l'ordre réseau** (cas des flex locales marché sans réservation de capacité): refuse l'ordre réseau

Cas 1 et 2 Les écarts d'ajustement et les pénalités pour refus d'ordre MARI ne seront pas appliqués.

Gestion back-office des concomitances

On distingue:

- **les Flexibilités Locales Marché d'ENEDIS** (AOFlex locales Enedis):

L'ordre réseau est envoyé via un acteur de marché.
-> le volume effacé est attribué en priorité à la limitation réseau, le reliquat au Mécanisme d'Ajustement, en application des règles MA (2.L.2.2.3, 2.M.2., 2.M.4., 2.M.5.1).

- **les Flexibilités Réseau Contractuelles** (inscrites au contrat de raccordement)

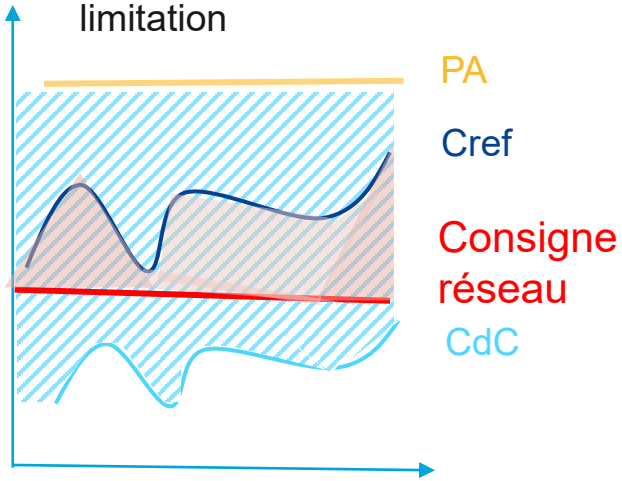
L'ordre réseau est envoyé directement au producteur, qui est indemnisé du préjudice subi sur la base d'une ENI/ENE.
Mais en cas de concomitance, le volume limité est déjà rémunéré au titre du MA, donc la limitation ne donne pas lieu à préjudice supplémentaire.
-> l'ENE/ENI est modifiée pour tenir compte des volumes déjà rémunérés au titre du MA, dans les cas où la concomitance n'a pas pu être évitée

Concomitances: quel impact sur l'ENE/ENI des flexibilités contractuelles?

Ordre Réseau et ordre MA de même sens

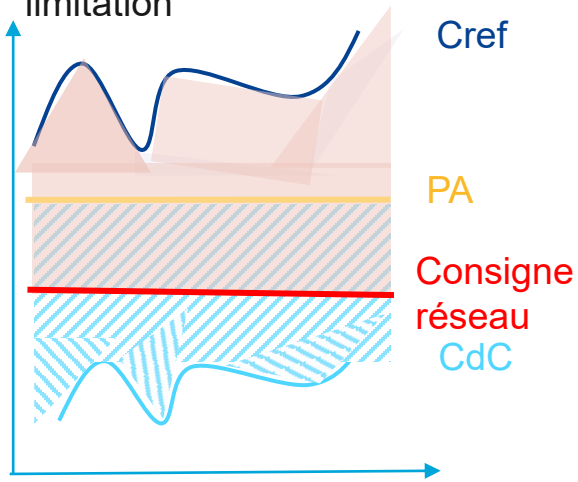
Le volume situé à l'intersection et contribuant simultanément aux deux mécanismes, est retranché de l'ENI/ENE

Cas 1 : le volume réalisé MA recouvre toute la limitation



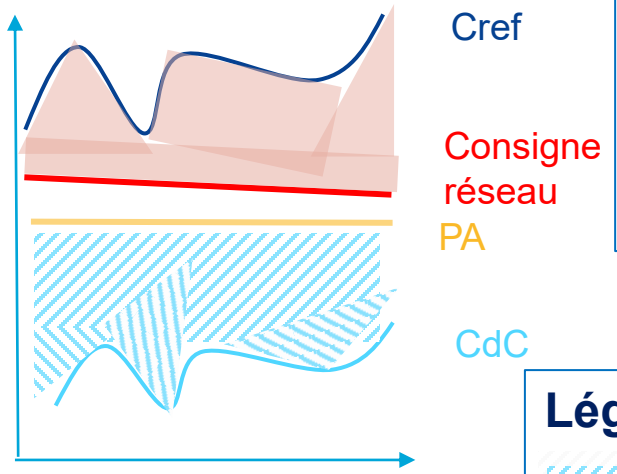
ENE / ENI modifiée = 0

Cas 2 : le volume MA couvre en partie la limitation



ENE / ENI modifiée = Cref - PA

Cas 3 : le volume MA est en dessous la limitation



ENE / ENI = Cref - Consigne

Rappel des équations :

VMA : Volume réalisé MA PA – Cdc

ENE/ENI capé au demandé Cref – Consigne

Légende :

Volume réalisé MA

ENE/ENI capé au demandé

Concomitances: quel impact sur l'ENE/ENI des flexibilités contractuelles?

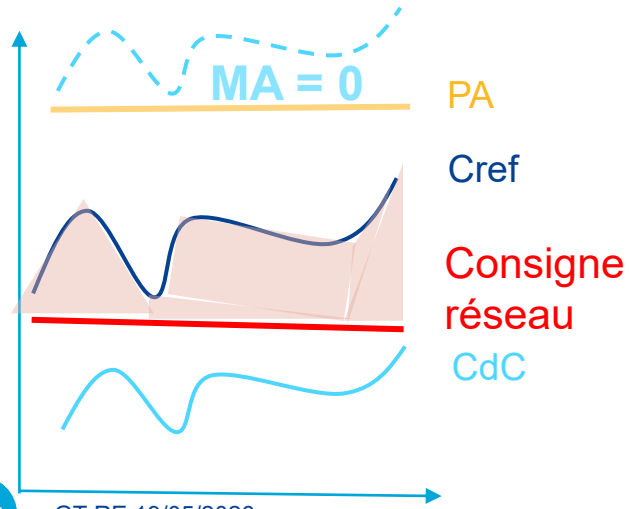
Ordre Réseau et ordre MA de sens opposé

L'ENE/ENI n'est pas modifiée

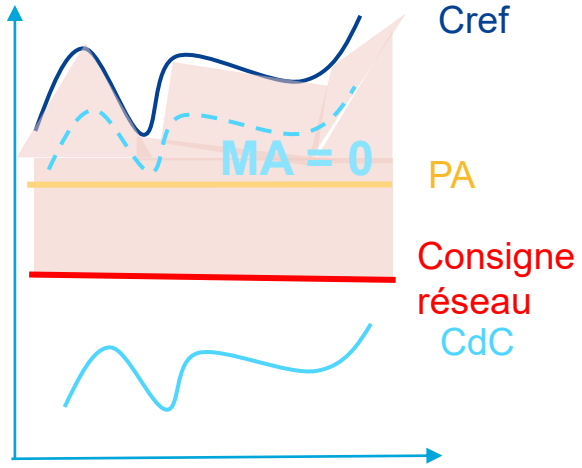
En effet:

- **soit l'ordre MA a été refusé** : le site limité ne contribue pas à l'ajustement, il n'y a pas de concomitance
- **soit l'ordre MA avait été accepté et ne peut être totalement honoré du fait de la limitation.** La défaillance porte sur le MA, pas sur la limitation, et le calcul de l'ENE/ENI n'est pas impacté. (cf 3 schémas ci-dessous)

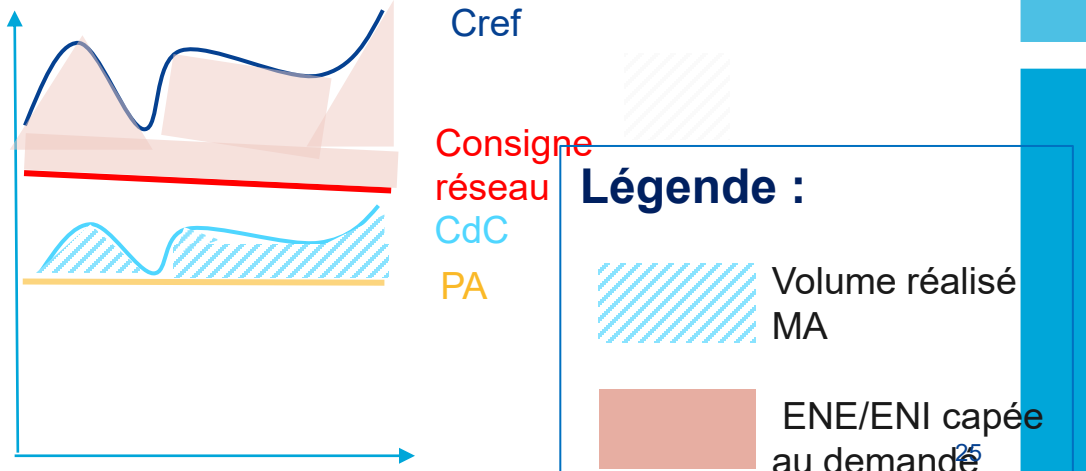
Cas 1



Cas 2



Cas 3





Annexes

Mode opératoire d’inscription aux mailing liste

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 :

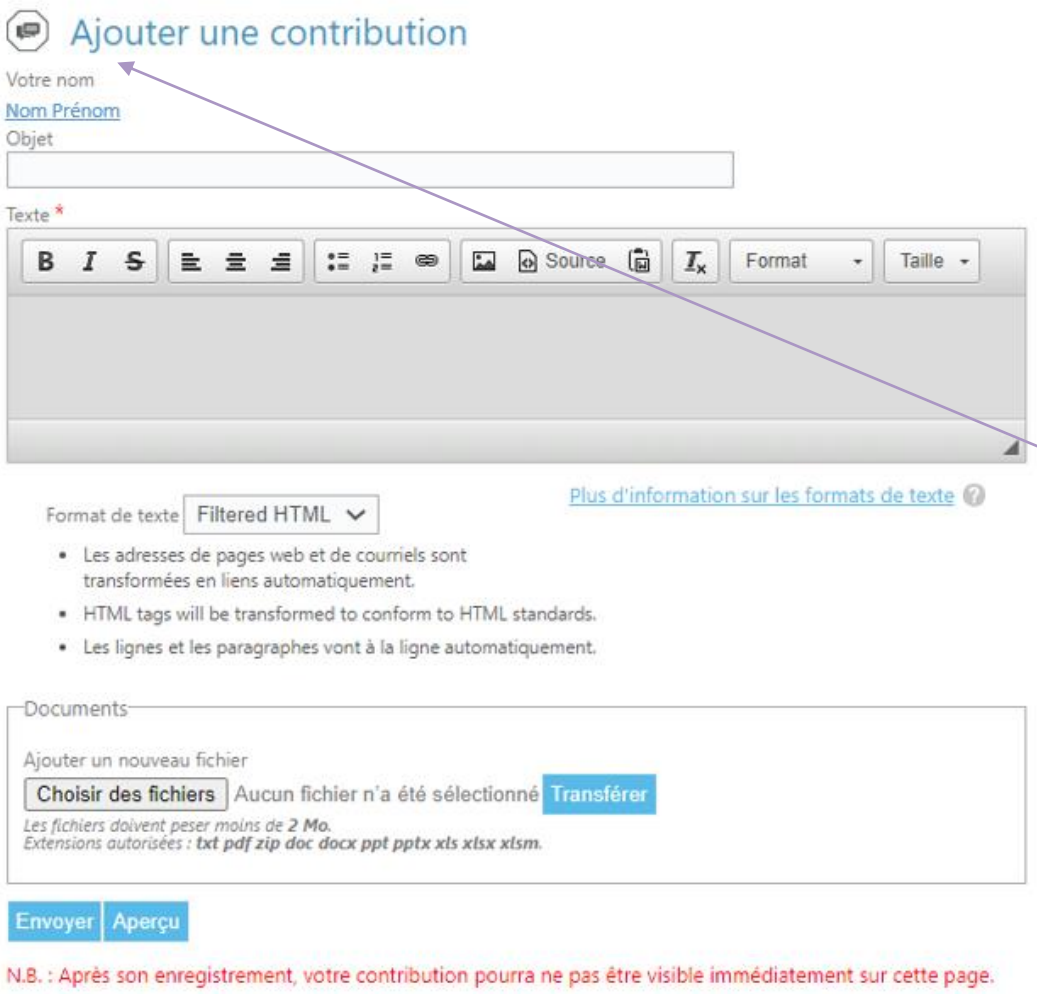


- ❑ Sessions plénières de la CAM
- ❑ *GT RR-RC*
- ❑ *GT PROG-MA*
- ❑ *GT SSY*
- ❑ *GT RE*
- ❑ *GT Flexibilités Réseaux RPT et RPD*
- ❑ *GT Effacement Transverse*
- ❑ *GT EnR*
- ❑ *GT Interruptibilité*
- ❑ *GT AO Flexibilités Décarbonées*

- ❑ *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 d'accès



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. »

Historique de la concertation et informations complémentaires

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

GT du 27/01/2026
- Rappel périmètre REv2
- Actualités et services : préavis k à 2 mois et service données manquantes
- Bilan RT20
- Lignes directrices REv3
- Financement réserves FRR
- Etude suppression accord RE-AA

GT du 16/03/2026
- Calendrier RE v3
- Evolution services : Visualiser les données manquantes GRD (RE)
- Retour Appel à contributions Stockage

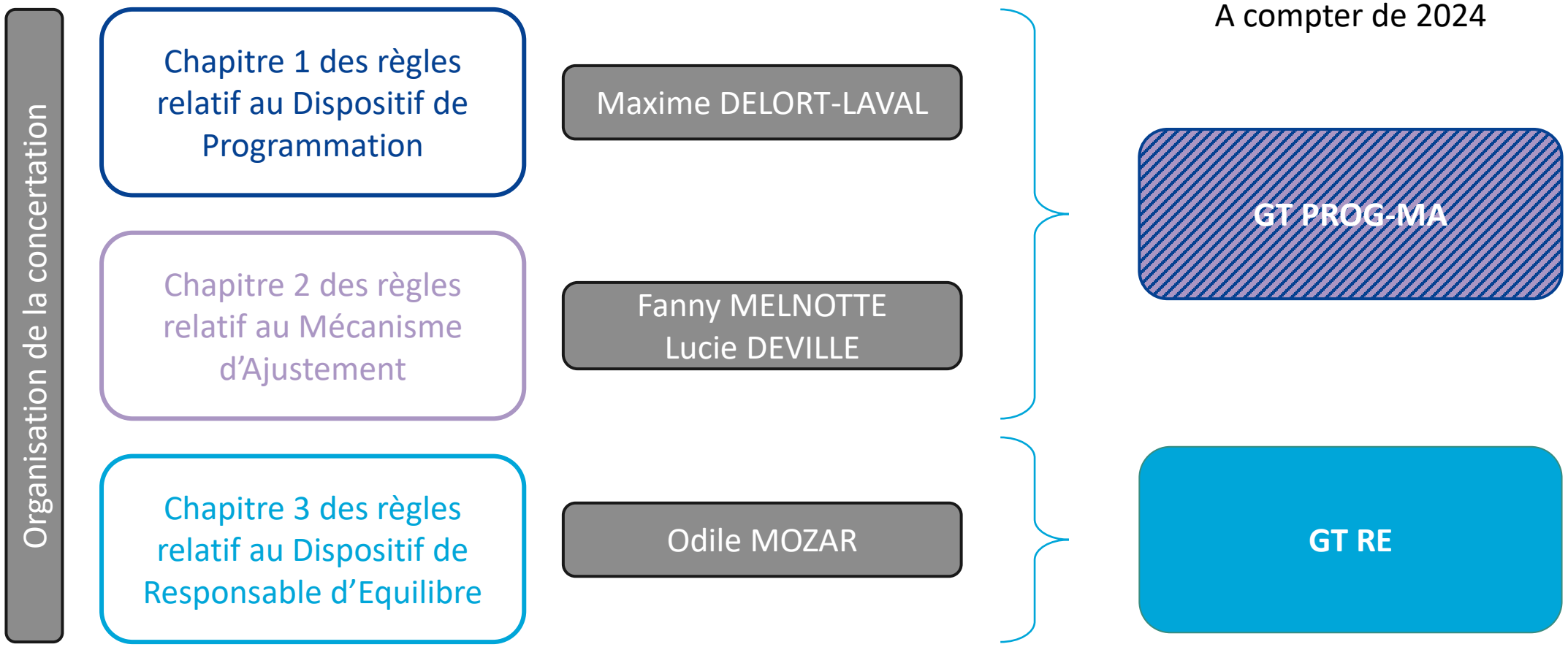
Á venir *(indicatif)*

GT RE du 19/05/26
- **Heure : de 14h à 15h15**

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

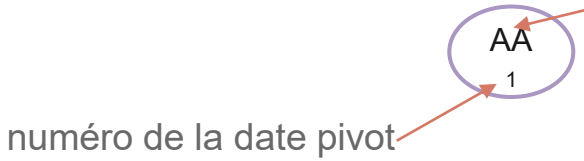


Harmonisation des règles de marché

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 19

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.

Merci !