Le réseau
de transport
d'électricité

GT Producteurs et Stockeurs

RTE-CURTE-CAR

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

01

Evolution du CART-P&S avec l’intégration des modalités de gestion prévisionnelle (GT n°5)

02

Modification des modalités d’indemnisation des EnR – Bilan de consultation

03

Services Système Tension

04

Evolution de l’arrêté technique de 2020



CART-P&S

EVOLUTIONS DES MODALITÉS POUR INTEGRER LA GESTION PREVISIONNELLE

Sommaire

1

Les modalités du CART P&S

Complément d'informations

- Les opérations sur le RPT
- Les Opportunités
- Le fortuit

2

Les Opérations sur le RPT

- L'estimation des volumes Opérations de Renouvellement et chantiers FIRC

3

3.1. Les Conditions Générales du CART P&S

- Le chapitre 7
- Le chapitre 14

3.2. Les Conditions Particulières Site

- Le chapitre 4.4

3.3. La DTR

- Nouveau chapitre

4

Le planning de concertation



Les modalités du CART P&S

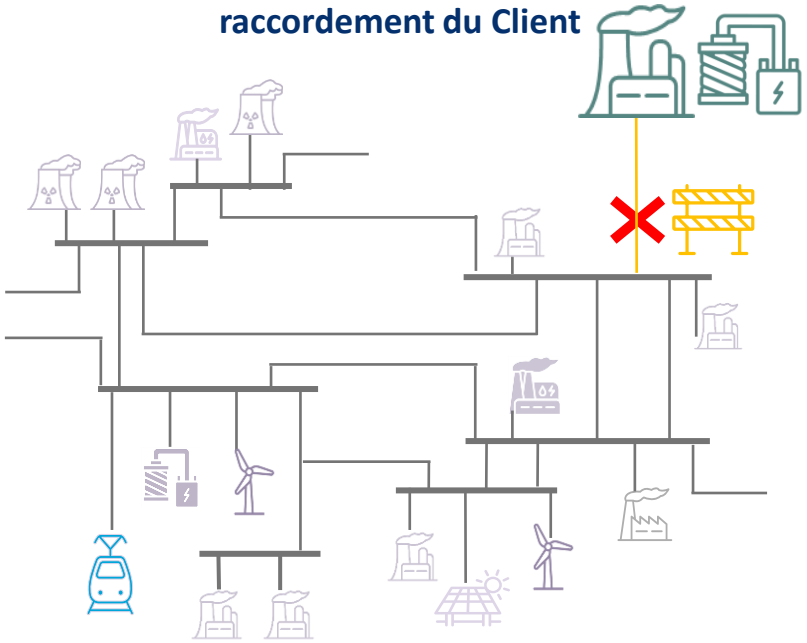
Complément d’informations

- Adapter la coordination et les engagements suivant les opérations à réaliser
- Les Opportunités
- Le fortuit

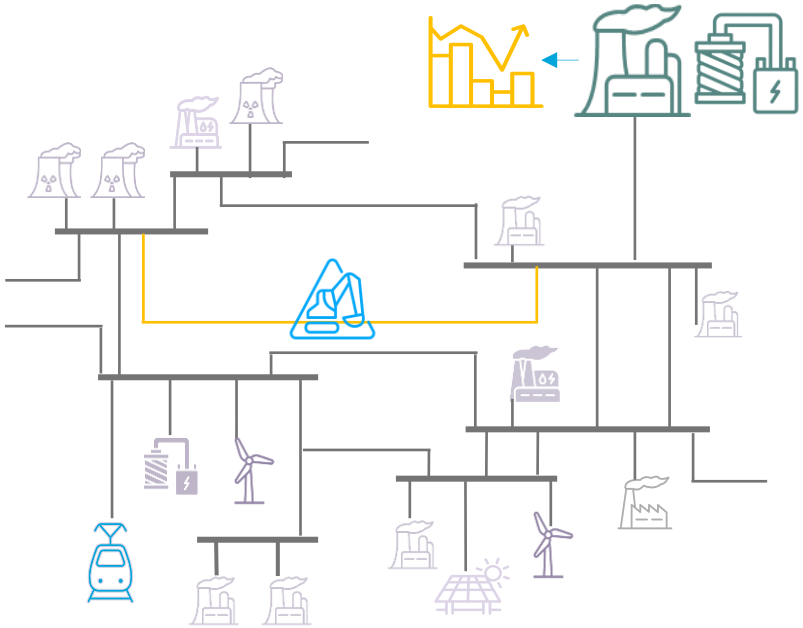


Les modalités du CART P&S

Interruption de l'accès au RPT d'une Unité de Production ou de Stockage engendrée par une opération de Renouvellement sur l'ouvrage de raccordement du Client



Limitation ou Imposition d'une Unité de Production ou de Stockage nécessitée par un chantier à Forts Impacts Réseau et Clients [FIRC]

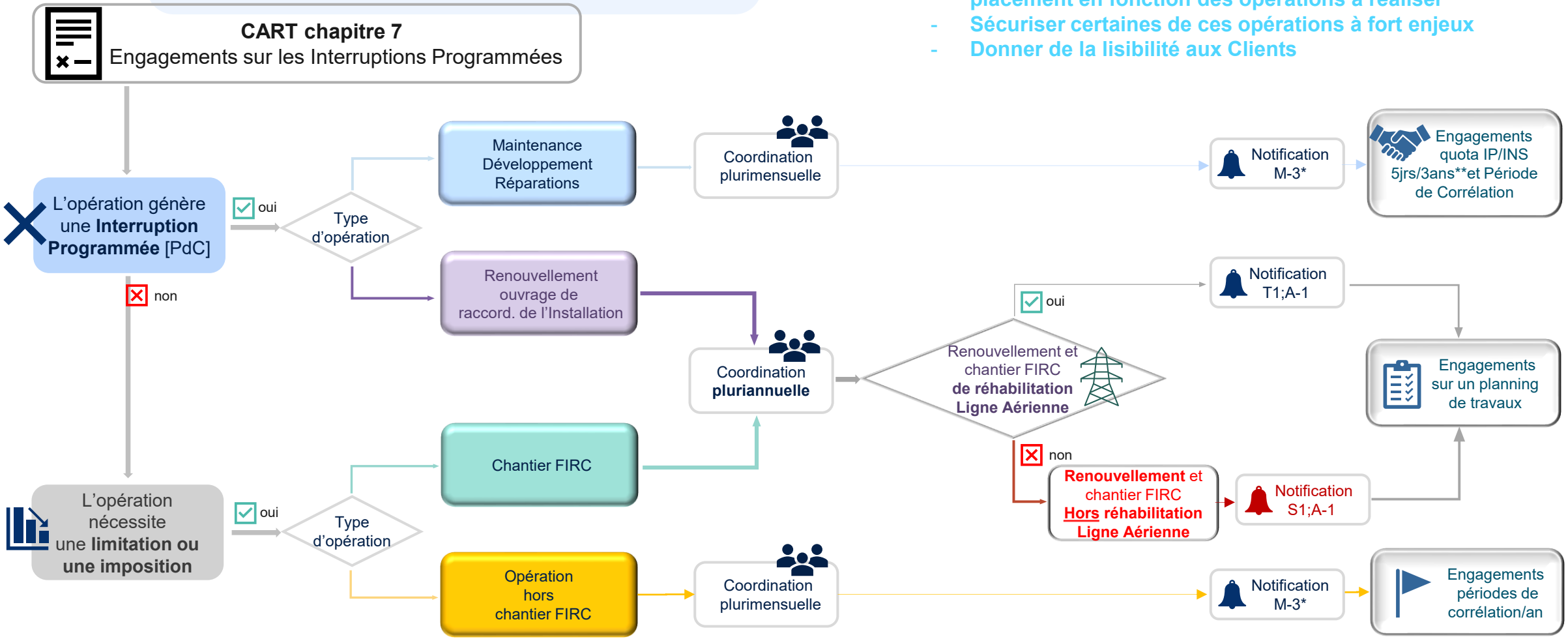


Les modalités du CART P&S

- **Anticiper pour identifier les meilleures clés de placement en fonction des opérations à réaliser**
- **Sécuriser certaines de ces opérations à fort enjeux**
- **Donner de la lisibilité aux Clients**

Dispositions du CdC de concession du RPT
RTE peut interrompre l'accès au réseau pour faire des Opérations sur le RPT :
Maintenance – Renouvellement - Développement - Réparations

CART chapitre 7
Engagements sur les Interruptions Programmées



* Notification M-6 pour Cat 3 EnR

Les modalités du CART P&S

Adapter la coordination et les engagements suivant les opérations à réaliser

La coordination pluriannuelle...

...de la notification du planning des opérations à la réalisation des travaux



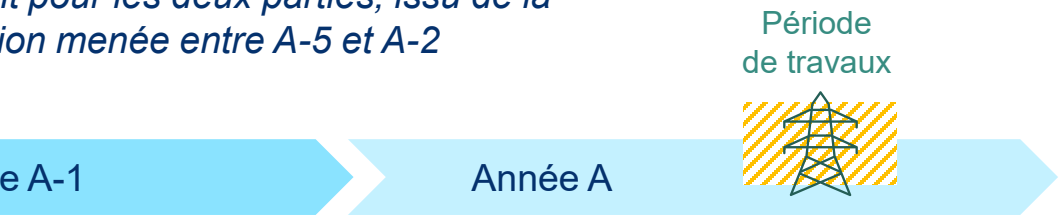
Rappel : Pas d'engagement durant cette période



Notification en A-1 pour les opérations :

- de renouvellement avec Interruption Programmée
- des chantiers FIRC avec Limitation ou Imposition

Notification d'un planning des opérations qui est engageant pour les deux parties, issu de la coordination menée entre A-5 et A-2





- Pendant la période entre la notification du planning et la fin des travaux sur le RPT, une des parties peut demander une modification ou un décalage des opérations planifiées dans le cadre du processus de modification coordonnée de planning [*Art.10.3 de l'actuel GP*].

- Dans ce cas, les parties prennent contact pour étudier la demande et rechercher une solution. A défaut de solution sans conséquence financière, les parties se rapprocheront en vue de conclure un accord en amont du J-1.

Les modalités du CART P&S

Les Opportunités

Rappel

Le décompte des Opportunités s'applique aux Unités de Catégorie 1 et aux Unités de Catégorie 2 >10MW

période triennale calendaire années N, N1,N2

Engagement sur une durée maximale
d'Interruptions Non Synchronisées
5 jrs/3 ans – Journée d'Opportunité sur la période

INS possible **si** le nombre d'Opportunités associées au Point de Connexion sur la période de 3 années calendaire est inférieur ou égale à (5 – i) Journées,

→ **Le Titulaire communiquera trimestriellement à RTE et avant le mois M de mars, juin, septembre et décembre des années N,N1,N2, un décompte des Opportunités par PdC via le Planning d'Indisponibilités**

→ **La période du décompte des jours d'Opportunités est calée sur la période triennale calendaire en cours [T0 = janvier N]**

→ Période d'engagement contractualisée au chapitre 7.1 des Conditions Particulières Site

Les modalités du CART P&S

Les Opportunités

Illustration d'un décompte des jours d'Opportunités



Rte souhaite placer une Interruption Non Synchronisée au niveau du PdC d'une Installation

⇒ Exemple avec 2 jrs d'INS demandés dans le planning d'Indisponibilités lors de la coordination mensuelle de septembre N1

Exemples de résultats

cas A : Aucune journée d'Opportunité perdue depuis le début de la période triennale,
→ RTE peut planifier 2 jrs d'INS.
→ Si aucune Opportunité n'est perdue pour ce PdC pendant la période d'octobre N1 à décembre N2, Il restera jusqu'à 3jrs d'INS possible

Cas B : 3 jrs d'Opportunité perdus depuis le début de la période triennale pour ce PdC,
→ RTE peut planifier les 2 jrs d'INS.
→ Si RTE a besoin de nouvelles INS avant la fin de la période triennale, il devra contractualiser un Accord en amont du J-1

Cas C : 5 jrs d'Opportunité perdus sur la période triennale en cours,
→ RTE doit contractualiser l'interruption via un Accord en amont du J-1

Les modalités du CART P&S

La définition du fortuit

Objectif : Encadrer dans le CART P&S les conditions d'exonération de responsabilité du Client confronté à un évènement fortuit, avec une définition suffisamment caractérisée de cet évènement.

Ce que dit le contrat de GP



Les [3] cas d'**exonération de respect des engagements** dans le contrat de Gestion Prévisionnelle actuel portent :

i. sur une « Indisponibilité fortuite » - §12.2 du GP;
ii. sur la Force Majeure définie au §.14.1 du contrat de GP;
iii. sur des contraintes externes impératives et non prévisibles lors de l'élaboration et de l'actualisation du Planning de Référence - §12.2 du contrat de GP.

S'agissant des contraintes externes impératives et non prévisibles, il est précisé au §12.2 :
Pour les Unités de Production hydraulique, les contraintes externes impératives et non prévisibles sont notamment constituées des crues, des problèmes de sûreté aval, du respect des cotes touristiques, des contraintes environnementales et de toute fixation du débit imposé par arrêté.

Les modalités du CART P&S

La définition du fortuit



L'analyse juridique

- Dans le GP actuel, l'exonération ne porte que sur le fait de passer d'un état de disponibilité à un état d'indisponibilité [hors service ou en arrêt].
  - → Or un évènement fortuit peut également empêcher le retour à la disponibilité d'un groupe sur le RPT.

RTE propose de faire évoluer dans la définition le terme « Indisponibilité fortuite » par « Evènement fortuit ».

RTE propose de ne pas compléter la définition de l'évènement fortuit par une liste de causes susceptibles de le caractériser, une telle liste ne pouvant, par nature, présenter un caractère exhaustif.

RTE propose que l'exonération de responsabilité, conséquence de l'évènement fortuit, porte sur l'Etat de Disponibilité figurant dans le Planning de Référence de l'Unité ou de l'Ensemble Raccordé ayant directement subit l'évènement fortuit.

La définition du fortuit

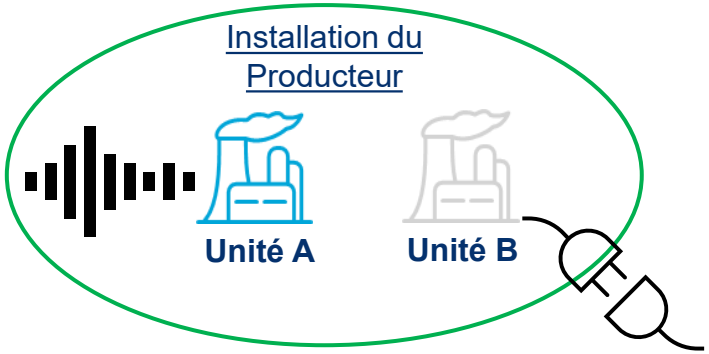
Illustration

Etat initial

Chaque Unité fait l'objet d'un Planning d'Indisponibilités :

- **Unité A** Dispo
- **Unité B** Indispo sans RSO

Validé dans le Planning de Référence de la période en cours



Evènement fortuit sur Unité A

⇒ Unité passe en Indispo sans RSO [durée d'arrêt non connue]

D'un point de vue contractuel :
L'évènement fortuit exonère le Producteur de toute responsabilité sur le non-respect du planning de Référence de l'Unité A

Pour compenser la perte de l'Unité A le producteur souhaite démarrer l'Unité B

D'un point de vue contractuel :

A. L'état de Disponibilité était sans engagement pour l'Unité B, alors le Producteur peut modifier librement cet état [Chapitre 6.3.2.1 du GP]

B. L'état de Disponibilité était avec engagement :
Application du Chapitre 10.3 du GP

⇒ Modification coordonnée du Planning de l'Unité B afin de rechercher une solution optimale technique et financière

3 alternatives :

a. Solution à coût nul + modif planning de Réf
b. Solution à coût non nul via Accord J-1 + modif planning de Réf.
c. Solution sans accord trouvé, pas de modif. de planning de Réf.

Les modalités du CART P&S

La définition du fortuit



La définition proposée suite à l'analyse des Services juridiques de RTE et de la CRE

« Toute évolution non anticipable de l'état de disponibilité d'une Unité ou d'un Ensemble Raccordé, justifiée par la survenance d'un événement urgent et en dehors du contrôle du Client et rendant manifestement impossible pour ce dernier l'exécution de ses obligations dans le délai imparti. »



Les opérations sur le RPT

L’estimation des volumes pour les opérations de Renouvellement et les chantiers FIRC



Les Opérations sur le RPT

Estimation des volumes

2028

Toutes filières confondues

Type d'opération	Renouvellement ouvrage de raccordement		Chantiers FIRC		Total
		Réhabilitation Ligne Aérienne		Réhabilitation Ligne Aérienne	
	27	2	34	7	70

2029

Toutes filières confondues

Type d'opération	Renouvellement ouvrage de raccordement		Chantiers FIRC		Total
		Réhabilitation Ligne Aérienne		Réhabilitation Ligne Aérienne	
	19	0	46	4	69



3.1. Les Conditions Générales du CART P&S

- Le chapitre 7
- Le chapitre 14

3.2. Les Conditions Particulières site

- Le chapitre 4.4

3.3. La DTR

- Nouveau chapitre

3.1. Les Conditions Générales du CART P&S

Evolutions des chapitres du CART P&S actuel

- Le chapitre 7 intègre des modalités issues des contrats de Gestion Prévisionnelle.
- Les engagements actuels du CART P&S sur les Interruptions Programmées [IP] sont complétés par de nouvelles modalités et engagements pour intégrer les opérations sur le RPT nécessitant une coordination pluriannuelle [Opé de Renouvellement, chantiers FIRC].
- Les processus de coordination trimestrielle, mensuelle et hebdomadaire issus des contrats de Gestion Prévisionnelle sont transposés dans un nouveau chapitre de la DTR.
- Les Conditions Particulières Site sont modifiées pour intégrer la Catégorie d'appartenance de l'Unité de Production et l'Unité de Stockage.

3.1. Les Conditions Générales du CART P&S

Chapitre 7

Le sommaire du chapitre 7

Un titre adapté

§ reprenant les modalités du GP classique et GP EnR

2 nouveaux § distincts
Planification Plurimensuelle
Planification Pluriannuelle

§ 7.5 qui renvoie vers un nouveau chapitre de la DTR

7 GESTION PREVISIONNELLE 70
7.1 LES MODALITES OPERATIONNELLES 71
7.1.1 Catégories d'Unités de Production et Unités de Stockage 71
7.1.2 Planning d'Indisponibilités 72
7.1.3 Planning de Référence 73
7.1.4 Engagement de RTE relatif aux Périodes de Corrélation 77
7.2 PLANIFICATION PLURIMENSUELLE 78
7.2.1 Les opérations sur le RPT entrainant une Interruption Programmée 79
7.2.2 Les interventions urgentes 87
7.2.3 Les essais de renvoi de tension 88
7.2.4 Les Interventions à la demande du Client 89
7.2.5 Les opérations sur les ouvrages d'une partie nécessitant la réalisation de travaux sur les ouvrages de l'autre partie 90
7.2.6 Les Limitations et Impositions pour les travaux programmés et la maîtrise des risques en exploitation 93
7.3 PLANIFICATION PLURIANNUELLE 95
7.3.1 Opérations de renouvellement de l'ouvrage de raccordement d'une Installation 95
7.3.2 Opérations liées à des chantiers à Forts Impacts Réseau et Clients [FIRC] 95
7.4 LES PROCESSUS DE COORDINATION 97

Les Catégories

3.1. Les Conditions Générales du CART P&S

Chapitre 7

7.1.1 Catégories d'Unités de Production et Installations de Stockage

Trois catégories d'Unités de Production et Installations de Stockage sont établies afin d'adapter les modalités opérationnelles de planification :
- des Indisponibilités des Unités de production et Installations de Stockage,
- des Limitations et Interruptions du service d'accès au RPT

Catégorie 1 : Unités de Production dont la Puissance Maximale Installée est supérieure à 700 MW ;
- Catégorie 2 : Unités de Production et Installations de Stockage dont la Puissance Maximale Installée est supérieure à 1 MW et inférieure ou égale à 700 MW ;
- Catégorie 3 : Ensembles Raccordés[10] de type EnR avec ou sans Installation de Stockage et sans seuil de Puissance installée

Toutes les Unités de Production et Installations de Stockage raccordées à un même Point de Connexion sont rattachées à la catégorie de l'Unité de Production et Installation de Stockage dont la Puissance Maximale Installée est la plus grande.

La Catégorie affectée à l'Unité de Production ou l'Installation de Stockage d'un Site est précisée au Chapitre 4.4. « Description de l'Installation » des Conditions Particulières Site.

Les périodes de corrélation

3.1. Les Conditions Générales du CART P&S

Chapitre 7

7.1.4 Engagement de RTE relatif aux Périodes de Corrélation

7.1.4.1 Nature de l'engagement

L'engagement pour une Période de Corrélation est pris :

- par Unité de Production ou Installation de soutirage pour la Catégorie 2 ;
- par Ensemble Raccordé[14] pour la Catégorie 3 de type EnR.

Pour les Unités de Production de catégorie 2 et d'une puissance >10MW, RTE s'engage à ce que le nombre de Périodes de Corrélation n'excède pas, par année civile :

- 50 Jours par Unité de Production thermique ;
- 20 Jours par Unité de Production non thermique.

Pour les Installations de Stockage de catégorie 2 et d'une puissance >10MW, RTE s'engage à ce que le nombre de Périodes de Corrélation n'excède pas, par année civile :

- 20 Jours par Installation de Stockage.

Pour les Ensembles Raccordés type EnR de la catégorie 3, RTE s'engage à ce que le nombre de Périodes de Corrélation n'excède pas, par année civile :

- 10 demi-journées Ouvrées par Ensemble Raccordé.

Il n'y a pas de Période de Corrélation contractualisée pour les Unités de Production ou Installations de Stockage da la Catégorie 2 et d'une puissance ≤10MW.

3.1. Les Conditions Générales du CART P&S

7.2.1.3 Programmation des Interruptions Non Synchronisées au niveau des Points de Connexion des alimentations assurant l'injection de la production

...

Le décompte des Opportunités :

Le Jour J du Mois M, RTE peut Notifier une Interruption Non Synchronisée d'une durée de i Journées, sans restitution intermédiaire,

- à condition que le nombre d'Opportunités associées au Point de Connexion sur la période triennale calendaire en cours, soit inférieur ou égale à (5 – i) Journées,
- et dans la limite de l'engagement de 5 jours par période triennale calendaire.

3.1. Les Conditions Générales du CART P&S

7.2.1 Les opérations sur le RPT entrainant une Interruption Programmée

...

7.2.1.1.1 Nature de l'engagement

L'engagement de RTE sur la durée maximale d'Interruptions Non Synchronisées pour chaque Point de Connexion est de :

- 5 Jours Ouvrés sur une période de 3 (trois) années civiles (du 1er janvier au 31 décembre) consécutives, à compter de la date fixée dans les Conditions Particulières Site pour les Unités de Production de Catégorie 1 et Unités de Production ou Installations de Consommation de Catégorie 2 indépendamment de leur puissance ;
- 10 demi-journées Ouvrées sur une période de 3 (trois) années civiles consécutives, à compter de la date fixée dans les Conditions Particulières Site pour les Unités de Production de type EnR de la Catégorie 3.

Les définitions

3.1. Les Conditions Générales du CART P&S

Chapitre 14

Mise à jour du chapitre 14 du CART P&S pour intégrer de nouvelles définitions ou définitions issues des Contrats de Gestion Prévisionnelle

Renouvellement [issue du CART C]
Ensemble des opérations exécutées pour remplacer les composants principaux d'un ouvrage ou d'une partie de l'ouvrage dans le but de le conserver ou de le rétablir dans un état de fonctionnement nominal à l'approche ou à la suite de sa fin de vie.

Chantier à Forts Impacts Réseau et Clients [FIRC]
Toutes les opérations sur le RPT nécessaires à son renforcement, son développement ou son renouvellement, nécessitant un niveau de production ou de consommation spécifique de l'installation du client (limitation ou imposition) d'au moins 10 jours ouvrés, indispensable à la réalisation de ces opérations et requérant une coordination rapprochée avec ce dernier à initier au plus tard 3 ans avant le début des travaux.

NB : les Chantiers FIRC de réhabilitation Ligne Aérienne [LA] sont une déclinaison de cette définition spécifique aux opérations de réhabilitation LA

Fortuit ....

3.2. Les Conditions Particulières Site du CART P&S

Chapitre 4.4

Description de l'Installation

§ 4.4 : Evolution du tableau définissant les Installations de Production et de Stockage avec l'ajout d'une colonne Catégorie

Producteur	Site de Production	Adresse	n° SIRET	n° PdC	Générateurs de Production (GdP), synchrones et/ou non synchrones			
					Nb (le cas échéant)	Puissance unitaire (MW)	Puissance Installée (MW)	Catégorie
(Nom société)	*(Nom Site)*			*N°*	*renseigner la valeur*	*renseigner la valeur*	*renseigner la valeur*	*A, B ou C*
				N°	*renseigner la valeur*	*renseigner la valeur*	*renseigner la valeur*	*A, B ou C*
Puissance Installée de(s) l'Installation(s) de Production							*renseigner la valeur*	

Producteur	Site de Production	Adresse	n° SIRET	n° PdC	Equipements de stockage (STEP, batterie...)			
					Nb (le cas échéant)	Puissance unitaire (MW)	Puissance Installée (MW)	Catégorie

3.3. La DTR

Nouveau Chapitre



Création d'un nouveau chapitre dans la DTR décrivant les processus de coordination repris des deux contrats de Gestion Prévisionnelle

- Processus de coordination trimestrielle
- Processus de coordination mensuelle
- Processus de coordination hebdomadaire
- Avec pour chacun de ces processus :
  - Horizon et périodicité des échanges de données
  - Transmission des données par le client, dont les données nécessaires à la réalisation des études de sûreté du RPT
  - Réponse de RTE
  - Elaboration du Planning de Référence
  - Calendrier des coordinations
- Modification coordonnée de planning
  - A la demande du Client
  - A la demande de RTE

4. L’agenda

23 JUIN 2025

Présentation en Commission Accès Réseau

12 MARS
16 AVRIL
21 MAI
25 JUIN
10 SEPTEMBRE

GT n°1

Contexte et principes

GT n°2

La programmation annuelle

GT n°3

La programmation pluriannuelle

GT n°4

Compléments ou évolutions les modalités proposées lors des GT précédents

GT n°5

Compléments : Opérations RSO, Fortuit, Opportunités, Volume Opérations, Sommaire CG CART P&S

SEPTEMBRE



Consultation des acteurs

T4 2026

Saisine de la CRE

T1 2027

Modalités du CART-P & S applicables aux producteurs et stockeurs avec un processus pluriannuel pour les Chantiers à forts Impacts Réseau et Clients et les opérations de Renouvellement au PdC

Extrait § 10.3 « modifications coordonnées de planning » du GP

Annexe

10.3 PROCESSUS DE MODIFICATION COORDONNEE DE PLANNING
10.3.1 Etablissement et envoi de la demande de modification

Si une Partie souhaite procéder à une Modification Coordonnée de Planning, en application des articles 10.1 et 10.2 ci-dessus, elle Notifie à l'autre Partie une demande qui précise :

- *le(s) Unité(s) de Production concernée(s) ;*
- *la modification demandée en précisant a minima la nature de la modification et les dates de début et de fin souhaitées.*

10.3.2 Traitement de la demande de modification

La demande de modification est traitée suivant les modalités opérationnelles suivantes :

- *Les Parties se rapprochent en vue de chercher une solution optimale techniquement et économiquement dans un délai de 5 Jours Ouvrés.*
- *Si la modification n'entraîne pas de conséquences financières ou techniques, la Partie qui reçoit la demande Notifie son accord au demandeur. La modification est alors prise en compte dans le Planning d'Indisponibilités et intégrée sous forme d'Engagement dans le Planning de Référence.*
- *A défaut de solution sans conséquence financière, les Parties se rapprochent en vue de conclure un Accord, selon les modalités définies dans le Contrat Cadre de Traitement des Accords en Amont du J-1. Si un Accord est conclu, la modification est intégrée dans le Planning d'Indisponibilités et le Planning de Référence. Dans le cas contraire, le Planning d'Indisponibilités et le Planning de Référence ne sont pas modifiés.*

Lorsque l'issue du traitement d'une demande de modification implique un décalage de travaux sur le RPT, le Titulaire s'efforce de proposer une nouvelle date permettant la réalisation de ces travaux.

Merci !

CONTACTS

Gérald OUTIN

Service Conception de l’Accès au Réseau

+33 06 77 04 10 05

gerald.outin@rte-france.com



Modification des modalités d’indemnisation des EnR

BILAN DE CONSULTATION

Remarques générales

Bilan du cout des Energies Non Evacuées (ENE)

Retour reçu : Plusieurs contributeurs rappellent les principes qui avaient été présentés lors de la mise en place du dimensionnement optimal et précisent que les limitations réseaux entrainent des préjudices pour lesquels ils demandent une indemnisation.

Un contributeur suggère qu'à mi-parcours, qu'un bilan économique et une mise à jour des impacts du dimensionnement optimal soient établis et présentés dans la perspective de la révision des S3REnR. Le coût des ENI/ENE sur la période est à comparer aux coûts des ouvrages évités ou reportés, afin de mettre à jour cette estimation du SDDR 2019. Un acteur suggère que RTE présente les bénéfices estimés de la nouvelle méthode de contrôle du réalisé et du renforcement des critères de suivi de la contrainte sur ces projections, en comparaison au volume d'ENE total.

***Réponse RTE** :*

RTE prend note de la proposition d'un bilan à mi-parcours et appelle que les limitations font d'ores et déjà l'objet d'un bilan annuel en Commission d'Accès au Réseau.
Concernant les projections, RTE a pu partager lors des réunions publiques d'avril et mai une analyse de l'impact en lien avec les règles proposées.

Activation des limitations par automates NAZA

Retour reçu : Un contributeur demande des précisions sur la méthode de sélection des sites activés via automates NAZA. Comment sont sélectionnés les sites activés dans une zone NAZA par l'automate ? Est-ce que cette procédure de sélection recherche la performance technique des arrêts, une optimisation économique, ou une équité entre tous les sites ?

***Réponse RTE** : NAZA est un automate intelligent dont l'objectif est de maximiser l'injection d'énergie renouvelable sur le réseau public de transport (RPT), compte tenu du dimensionnement optimal de celui-ci. Dans les zones surveillées par l'automate, ses actions visent donc à prévenir et à résoudre les contraintes de congestion en écrêtant de la production de façon à minimiser l'énergie non injectée (ENE) sur le RPT. Les écrêtements résultent d'une optimisation technico-économique réalisée en temps-réel en tenant compte de la situation du réseau et des injections contribuant aux contraintes à résoudre.*

Remarques générales

Limitations notifiées à titre préventif mais non mise en œuvre

Retour reçu : Un acteur attire l'attention sur les limitations pouvant être notifiées à titre préventif, notamment dans les zones où NAZA n'est pas déployé. En effet, dans ce cadre, le producteur est amené à intégrer ces limitations dans son programme d'exploitation. L'acteur demande quelle est la situation si, le jour J, le GRD ne met finalement pas en œuvre la limitation initialement annoncée.

***Réponse RTE** : Dans le cadre général applicable aux interruptions programmées, le CART prévoit des modalités de coordination entre les parties. Ces modalités permettent, dans le respect de délais butoirs définis, le report ou l'annulation d'une interruption programmée, soit à l'initiative de l'une des parties, soit d'un commun accord. En cas de non-exécution par RTE d'une interruption programmée confirmée, sans accord préalable entre les parties, la responsabilité de RTE peut être engagée (à l'exception, notamment, des cas de force majeure).*

Lorsque qu'une indemnisation est due, RTE est tenu de réparer les préjudices réels, directs, actuels et certains.

En cas de prévenance pour limitation en dehors du cadre des interruptions programmées, sans mise en œuvre de celle-ci, le producteur estimant avoir subi un préjudice du fait de la non mise en œuvre de la limitation peut en demander la réparation à RTE. Cette demande fera l'objet d'un examen au cas par cas par RTE.

Répartition des demandes de limitations

Retour reçu : Dans le même esprit, un acteur demande de préciser les modalités permettant de garantir un traitement équilibré des producteurs. En particulier, comment s'assurer que les limitations sont réparties de manière raisonnable entre les sites d'une même zone, afin d'éviter qu'elles ne se concentrent de manière disproportionnée sur certains actifs, notamment ceux sous PPA ?

***Réponse RTE** : La planification des limitations a pour objectif de minimiser l'espérance de l'énergie non évacuée à hauteur de l'influencement sur la contrainte détectée sans prise en compte particulière des contrats privés qui peuvent liés les acteurs entre eux.*

Calcul de l’Energie Non Evacuée (ENE)

CAPÉ AU DEMANDÉ AVEC RESPECT DE LA CONSIGNE

9 acteurs ont contribué sur ce sujet

Seuil de tolérance pour le respect de la consigne

Retour reçu :

Plusieurs acteurs indiquent comprendre que les évolutions proposées permettent que les limitations soient au plus proche du besoin exprimé mais précisent qu’une consigne sans tolérance pourrait conduire à ce que certains producteurs intègrent une marge de sécurité pour s'assurer qu'il y a n'y aucun dépassement ponctuel. Ces acteurs proposent d'introduire une tolérance dans le contrôle du respect de la consigne de limitation, soit autour de la limitation. Les propositions s’échelonnent de 1% à 5% de la puissance installée avec des liens soit avec le bridage dynamique soit avec les arrêts lors des prix spot négatifs.

Un acteur soutient la proposition

Un acteur fait valoir le caractère punitif de la proposition

Réponse RTE** : **Prise en compte de la demande

RTE maintient les grands principes de l’évolution proposée à savoir la quantification de l’ENE fondée sur le capé au demandé avec respect de la consigne. RTE propose d’introduire une tolérance de 2% de la puissance installée de l’installation de production plafonnée à la puissance de raccordement à l’injection de l’installation pour le critère du respect de la consigne afin de tenir compte des enjeux soulevés par les acteurs dans leur retour. Cette valeur de 2% est en alignement avec la valeur définie dans Arrêté du 22 décembre 2025 relatif à l'application des II et IV C de l'article 175 de la loi n° 2025-127 du 14 février 2025 de finances pour 2025.

RTE considère que cette règle est cohérente avec les objectifs partagés par son caractère incitatif.

Calcul de l’Energie Non Evacuée (ENE)

CAPÉ AU DEMANDÉ AVEC RESPECT DE LA CONSIGNE

9 acteurs ont contribué sur ce sujet

Respect de la consigne – Tolérance temporelle

Retour reçu : Un contributeur souhaite une tolérance temporelle de dépassement de la consigne soit mise en place au début et à la fin de la limitation.

Réponse RTE *: **Prise en compte de la demande***

RTE confirme que sur les intervalles de temps 5 min (exemple [10h00-10h05[) concernés par un changement de consigne (début, fin, changement), la règle du respect de la consigne, permettant de déterminer si RTE quantifie de l’ENE, n’est pas mise en œuvre afin de permettre aux installations de prendre en compte la consigne. La règle du calcul de l’ENE réalisé capé au demandé est toujours mise en œuvre sur ces intervalles de temps.

Exemple : Si un changement de consigne est transmis à 10h01, alors le critère du respect de la consigne n’est pas contrôlé sur l’intervalle de temps 10h00 (inclus) à 10h05 (exclu).

Respect de la consigne – Exemption des installations les plus anciennes

Retour reçu : Un contributeur souhaite une exemption pour les installations concernées qui devront se manifester et justifier leur incapacité technique à suivre une consigne non nulle et celles-ci doivent être activées pour un arrêt total, et indemnisées en considérant l’arrêt total.

Réponse RTE *: **Maintien de la proposition***

Une telle distinction induirait une complexité opérationnelle très importante en temps réel. La proposition mise à jour de RTE introduit des tolérances (2% sur le respect de la consigne ; pas 5 min neutralisé quand changement) afin de tenir compte dans la mesure du possible des enjeux et spécificités des installations.

Calcul de l’Energie Non Evacuée (ENE)

CAPÉ AU DEMANDÉ AVEC RESPECT DE LA CONSIGNE

9 acteurs ont contribué sur ce sujet



Définition Limitations

Retour reçu : Un contributeur demande de clarifier les différences de définition entre le CART-P et la DTR

Réponse RTE** : **Prise en compte

RTE modifie en ce sens et renvoie à la définition du CART P&S auquel cet article de DTR est lié.



Impact sur les responsables d'équilibre et exposition aux écarts

Retour reçu : Plusieurs acteurs indiquent que le passage à un “réalisé capé au demandé” dans la formule d’ENE risque de sous estimer le rebouchage de volume et donc d'expose les RE à des écarts résiduels non couverts par la correction du périmètre d’équilibre.

Réponse RTE** : **Prise en compte de la demande via les aménagements proposés ci-dessus

RTE rappelle que l'objectif est bien d'inciter le producteur à réaliser la limitation demandée. En prenant en compte les aménagements proposés (tolérances de 2% et neutralisation des pas 5 min concernés par un changement), l'enjeux décrit est très atténué.



Estimation via les courbes de référence

Retour reçu Deux contributeurs estiment que la courbe de référence calculée par le GR est souvent inférieure aux estimations des contributeurs

Réponse RTE** : **hors périmètre de la consultation

Lors d’une précédente concertation menée avec les producteurs et leur syndicat, une étude de comparaison a été présentée confirmant la validité de la méthode proposée par les gestionnaires de réseaux. RTE rappelle également le retour d’une précédente consultation indiquant que les gestionnaires de réseau d’électricité sont des tiers de confiance sur le calcul des courbes de référence et sont garants de la fiabilité des données.

Calcul de l’Energie Non Evacuée (ENE)

INTRODUCTION D’UN SEUIL DE 2% SUR LE RESPECT DE LA CONSIGNE

La proposition est modifiée ainsi :

RTE quantifie l’Energie Non Evacuée (ENE) « au réalisé capé au demandé », uniquement lorsque les conditions cumulatives suivantes sont réunies :

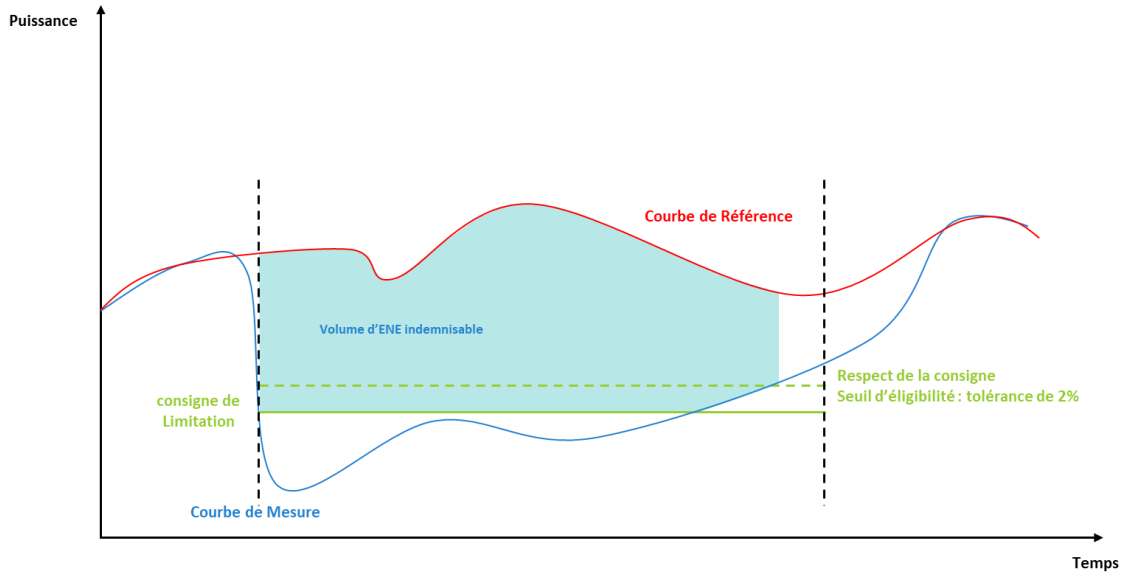
- La Courbe de Référence est au-dessus de la consigne de Limitation ; et
- La Courbe de Mesure est inférieure ou égale à la consigne de Limitation rehaussée de 2% de la Puissance Installée plafonnée à la Puissance de Raccordement à l’Injection de l’Installation ;

selon la formule suivante :

$$\sum \max(\text{Courbe de Référence} - \max[(\text{Courbe de Mesure} ; \text{consigne de Limitation})]; 0) \quad 1/\text{PCh}$$

Où PCh est le nombre de Données de Comptage dans une heure.»

Graphiquement cela se traduit par l’exemple ci-dessous



Précision sur les modalités de mise en œuvre

Cette évolution des modalités de calcul de l’ENE sera mise en place pour toutes les limitations ayant une date de fin postérieure à la date de mise en vigueur de la nouvelle version du chapitre 7.7 de la DTR.

Producteurs sans mécanisme de soutien

PRISE EN COMPTE DES PPA

9 acteurs ont contribué sur ce sujet

Retour reçu : Plusieurs contributeurs considèrent que les méthodes proposées par RTE pour les installations sans soutien sont une distorsion de traitement, possiblement discriminatoires par rapport aux installations sous OA/CR et ne couvrent pas le préjudice complet du producteur. Ces contributeurs souhaitent être indemnisés aux prix issus de ces contrats PPA, comparant ce mécanisme à un contrat d'Obligation d'Achat.

Certains contributeurs proposent notamment que leur préjudice soit indemnisé au prix PPA, qu'il y ait ou non correction de périmètre d'équilibre, alors que d'autres proposent de payer le prix (PPA-Prix spot) lorsqu'il y a correction du périmètre d'équilibre.

Avec correction du périmètre d'équilibre

Réponse RTE : **Maintien de la proposition**

Comme indiqué dans l'article 7.7 de la DTR, en cas de correction du périmètre d'équilibre d'un producteur bénéficiant d'un mécanisme de soutien *Comme indiqué dans l'article 7.7 de la DTR, en cas de correction du périmètre d'équilibre d'un producteur bénéficiant d'un mécanisme de soutien (OA ou CR), RTE verse directement au producteur le tarif d'Obligation d'Achat au producteur en OA ou le complément de rémunération. En contrepartie, l'acheteur obligé reverse à RTE la valorisation de l'énergie non évacuée faite sur les marchés.*

Ces modalités spécifiques permettaient de répondre à une situation où les producteurs ne pouvaient pas percevoir la tarif d'OA ou CR directement par l'acheteur obligé. Par la suite, elles ont été remises en cause par le projet de loi de finances 2025, présenté en GT Producteurs du 10/07/2025, qui prévoyait bien la reprise de ce flux par l'acheteur obligé. Cela aurait permis de supprimer ce versement géré par RTE auprès du producteur et de traiter de façon uniforme l'ensemble des clients. Ces principes du PLF 2025, qui ne sont pas encore entrés en vigueur, restent bien la cible soutenue par RTE dans la mesure où RTE répare le préjudice par la correction du périmètre du responsable d'équilibre, ce qui doit permettre au responsable d'équilibre de verser au producteur le tarif convenu entre les parties.

Producteurs sans mécanisme de soutien

CONTRATS POWER PURCHASE AGREEMENT

9 acteurs ont contribué sur ce sujet

Retour reçu : Plusieurs contributeurs considèrent que les méthodes proposées par RTE pour les installations sans soutien sont une distorsion de traitement, possiblement discriminatoires par rapport aux installations sous OA/CR et ne couvrent pas le préjudice complet du producteur. Ces contributeurs souhaitent être indemnisés aux prix issus de ces contrats PPA, comparant ce mécanisme à un contrat d'Obligation d'Achat.

Certains contributeurs proposent notamment que leur préjudice soit indemnisé au prix PPA, qu'il y ait ou non correction de périmètre d'équilibre, alors que d'autres proposent de payer le prix (PPA-Prix spot) lorsqu'il y a correction du périmètre d'équilibre.

Sans correction du périmètre d'équilibre

Réponse RTE : **Maintien de la proposition**

En cohérence avec les présentations effectuées lors des groupes de travail des 15/04/2026 et 05/05/2026, RTE indique que l'évaluation du préjudice nécessite une prise en compte globale des actions menées par l'ensemble des acteurs du système (producteur, consommateur, responsable d'équilibre, etc.).

RTE considère que la valorisation au prix spot permet d'intégrer les actions réalisées par le responsable d'équilibre pour se rééquilibrer en l'absence de correction du périmètre d'équilibre. RTE considère donc bien indemniser les préjudices réels, directs, actuels et certains subis. Il estime par ailleurs qu'il appartient aux contrats PPA de définir les flux internes entre les acteurs concernés, RTE n'ayant pas vocation à intervenir dans les relations entre les parties signataires de ces contrats.

Enfin, RTE considère que toute indemnisation fondée sur un autre référentiel que le prix spot introduirait un déséquilibre dans les échanges et équilibres prévus au contrat, créant un avantage ou un préjudice pour l'une des parties au détriment de l'autre.

Producteurs sans mécanisme de soutien

CONTRATS POWER PURCHASE AGREEMENT

9 acteurs ont contribué sur ce sujet

Stabilité du cadre

Retour reçu : Plusieurs acteurs ont insisté sur le besoin d'un cadre stable et pérenne sur ce sujet et que les évolutions du cadre lié au sujet des contrats PPA mettaient en cause la viabilité de ces contrats, leur « bancabilité » ou pouvait induire une future renégociation des contrats. Un acteur propose une distinction entre les PPA signés à date et les futurs.

Réponse RTE : ***Pas d'évolution***

Outre la complexité que cela pourrait induire, RTE rappelle qu'il ne propose pas d'évolution du cadre d'indemnisation en lien avec les contrats PPA spécifiquement et que cela ne devrait donc pas remettre en cause l'économie des contrats signés dans le cadre actuel.

Quant aux contrats signés antérieurement aux précédentes évolutions, des clauses spécifiques, peuvent généralement permettre aux contrats d'évoluer en cas d'évolution du cadre juridique, règlementaire ou contractuel.

Prix spot négatif

Retour reçu : Un acteur indique que le préjudice est d'autant plus marqué pour les prix spot négatif

Réponse RTE *:* ***Pas d'évolution*** RTE indique qu'avec un prix spot négatif cela impliquerait que le flux serait de l'acteur vers RTE. RTE n'identifie donc pas de préjudice supplémentaire avec la règle actuelle.

Producteurs sans mécanisme de soutien

CONTRATS POWER PURCHASE AGREEMENT

Autoconsommation collective

Retour reçu : Un acteur considère que les situations d'Autoconsommation Collective ou Individuelle, méritent une analyse spécifique qui devra être abordée dans le cadre de groupes de travail.

Réponse RTE** : **Maintien de la proposition

Il semble qu'au titre du code de l'énergie, le retour sur « l'Autoconsommation Collective et Individuelle » s'adresse aux réseaux de distribution et non pas du réseau de transport. RTE se tient disponible ultérieurement sur ce sujet si nécessaire.

Inscription des évolutions dans le contexte actuel et impact sur la "bancabilité" des projets

Retour reçu : Plusieurs contributeurs rappellent que les PPA sont fortement encouragés par la CRE et la mission Levy-Tuot comme levier de développement des EnR sans passer par des mécanismes soutenus par l'Etat, et que les règles d'indemnisation ne doivent pas freiner ce développement. Certains contributeurs mettent un avant un risque de dégradation de la "bancabilité" des projets sous PPA si les règles n'évoluent pas

Réponse RTE** : **Pas d'évolution

RTE confirme que les règles actuelles n'ont pas pour objectif de freiner le développement des EnR sans mécanisme de soutien.

Les propositions actuelles s'inscrivent dans la continuité des règles déjà en vigueur concernant les modalités des producteurs sans mécanisme de soutien. À ce titre, elles ne devraient pas remettre en cause la « bancabilité » des projets déjà signés. Les conditions actuellement connues des financeurs demeurent inchangées, ce qui est de nature à conforter la capacité des acteurs à structurer des financements bancaires sur la base des PPA.

Producteurs sans mécanisme de soutien

CONTRATS POWER PURCHASE AGREEMENT

9 acteurs ont contribué sur ce sujet

Lien avec les politiques RSE des consommateurs

Retour reçu : Deux contributeurs soulignent le lien avec la politique RSE des consommateurs. Ces derniers paient un surcoût pour une électricité verte tracée ; sans GO associée à l'actif PPA, les acteurs considèrent que les consommateurs ne pourront pas être tenus de payer le prix PPA.

Réponse RTE : **Pas d'évolution mais prise en compte des garanties d'origine**

La prise en compte des politiques RSE reviendrait à empêcher toute limitation sur les actifs liés à une politique RSE, ce qui n'est pas possible. RTE propose d'indemniser les garanties d'origines en complément de l'acteur menée pour la part énergie.

Calcul de l’Energie Non Evacuée

ARRÊT DES SITES SOUS OA

4 acteurs ont contribué sur ce sujet

Correction du périmètre d’équilibre en cas de prix SPOT légèrement négatifs

Retour reçu : Plusieurs acteurs s'interrogent sur le traitement prévu au niveau de la correction des périmètres d'équilibre lors d'une limitation impactant une installation sous complément de rémunération injectant pendant une période où le cours au comptant est compris entre 0 et −0,10 €/MWh, ou lors d'une unité de temps à prix négatif isolé.

Réponse RTE *:* ***Pas d’évolution***
Conformément aux lois de finances pour 2025 et 2026, ainsi que leurs arrêtés d'application, un producteur bénéficiant d'un contrat de complément de rémunération peut continuer à produire sans perdre le bénéfice de la prime pour prix négatifs lorsque le cours au comptant est compris entre 0 et −0,10 €/MWh (zone tampon).

L'article 7.7 retient un volume d'ENE nul dès lors que le prix SPOT est négatif. Il en résulte qu'aucune correction du périmètre d'équilibre n'est mise en œuvre sur ces plages de prix faiblement négatifs.

Correction du périmètre d’équilibre en cas de prix SPOT légèrement négatifs

Retour reçu : Un acteur s'interroge sur le traitement du périmètre d'équilibre pendant les phases échelonnées d'arrêt et de reprise instaurées par la loi de finances pour 2026, lorsqu'une limitation affecte une installation concernée.

Réponse RTE *:* ***Pas d’évolution***
Le dispositif d'arrêt différé en deux groupes vise à étaler les variations de production en entrée et en sortie des périodes de prix négatifs.

L'article 7.7 retient un volume d'ENE nul dès lors que le prix SPOT est négatif. De ce fait, l'ENE est comptabilisée sur les phases de transition où le prix SPOT est positif.

Concomitance MA/Flexibilités réseau

8 acteurs ont contribué sur ce sujet

Redéclaration des programmes d'appel

Retour reçu : De nombreux acteurs indiquent rencontrer des difficultés opérationnelles pour redéclarer, dans des délais courts, les programmes d'appel ainsi que les offres MA en cas de limitation. La raison mise en avant est l'absence d'information, en temps réel, des responsables de programmation et des acteurs d'ajustement concernant la survenance et les caractéristiques de la limitation.

Les acteurs soulignent que l'obligation de passer par un guichet de reprogrammation, combinée au délai de neutralisation applicable, rend la mise en œuvre du dispositif difficilement applicable en pratique.

Réponse RTE** : **Pas d'évolution
RTE rappelle que l'évolution de l'article 7.7 de la DTR ne modifie pas les exigences applicables à la prise en compte des limitations dans les programmes d'appel envoyés à RTE. Le fonctionnement attendu a été présenté en concertation afin de replacer cette évolution dans son contexte.

Les modalités relatives à la redéclaration des programmes relèvent des règles de programmation et du mécanisme d'ajustement. Ces dernières précisent (2.K.3.5) qu'en cas de limitation réseau, RTE s'attend à ce que les offres et les programmes d'appel soient redéclarés au plus tôt, afin de disposer d'offres fiables. En effet, si les offres ne sont pas mises à jour l'activation de l'offre par RTE sur un site limité restera sans effet, mettant en difficulté l'exploitation du système.

Transmission des limitations en temps réel aux acteurs de marché

Retour reçu : Dans ce contexte, plusieurs acteurs demandent que RTE transmette directement et en temps réel les informations relatives aux limitations aux acteurs de marché concernés. Certains acteurs demandent la mise en place d'une API à cet effet.

Réponse RTE** : **Pas d'évolution
RTE ne prévoit pas, à ce stade, de dispositif de transmission en temps réel des informations de limitation aux acteurs de marché. Il revient aux acteurs concernés de mettre en place les modalités nécessaires afin d'assurer un partage approprié de l'information.

Concomitance MA/Flexibilités réseau

8 acteurs ont contribué sur ce sujet

Correction du PE en cas d'offre de raccordement avec quota de limitation

Retour reçu : Un acteur demande que les PE soient corrigés lorsque l'écart résulte d'une limitation s'inscrivant dans le quota d'heures de limitation négociés entre le producteur et RTE lors du raccordement. Il souligne la nécessité de distinguer clairement ce cas d'un éventuel non-respect de la limitation par le producteur.

Réponse RTE *:* ***Pas d'évolution***
Les volumes horaires associés à des offres de raccordement anticipé s'inscrivent dans le cadre d'un dispositif permettant au producteur de bénéficier d'un raccordement dans des délais plus courts. En contrepartie de cet accès accéléré au réseau, le producteur accepte les éventuelles limitations prévues par son offre de raccordement, sans ouvrir droit à indemnisation lorsque celles-ci interviennent dans les conditions définies par cette offre. Dans cette situation, RTE n'engagera pas d'actions d'insensibilisation des acteurs de marché.

Concomitance MA/Flex réseau et effets pour l'acteur d'ajustement

Retour reçu : Plusieurs contributeurs souhaitent que la coexistence entre une limitation réseau et une activation au mécanisme d'ajustement ne crée pas d'effet de bord pour les acteurs de marché. Les acteurs souhaitent notamment que les écarts d'ajustement, les pénalités ou le contrôle du réalisé MA ne puissent pas être défavorablement affectés par une limitation réseau subie.

Réponse RTE *:* ***Pas d'évolution***
RTE indique que le traitement des situations de concomitance proposé dans le cadre de la concertation permet bien de neutraliser les effets de la limitation réseau pour l'Acteur d'Ajustement. RTE précise également que, lorsqu'une limitation réseau intervient concomitamment à un ordre d'ajustement dans le même sens, cet ordre d'ajustement peut être réalisé, au moins partiellement, conformément aux principes présentés en concertation.

Concomitance MA/Flexibilités réseau

8 acteurs ont contribué sur ce sujet

Pénalités en cas de refus d'ordre d'ajustement

Retour reçu : Un acteur indique qu'il conviendrait de garantir la levée des pénalités en cas de refus d'un ordre d'ajustement, quelle que soit la modalité de transmission de cet ordre, et non uniquement lorsqu'il est émis via la plateforme MARI dans le cadre des RR-RC.

Réponse RTE *:* ***Pas d'évolution***
Pour les ordres spécifiques il n'y a pas de pénalité pour refus d'ordre. Un acteur a donc le droit de refuser un ordre lié à une offre spécifique.

Pour le reste d'offres, il existe deux types de pénalisation pour refus d'ordre d'activation :

- *Pénalisation RR-RC : Dans les cas d'indisponibilité ou d'inaptitude totale ou partielle d'une Entité d'Ajustement déclarée dans une Liste d'Engagement, aucune pénalité, au titre de la RR-RC n'est appliquée lorsqu'elle est liée directement à une limitation de l'injection ou du soutirage d'un Site appartenant à cette Entité d'Ajustement en raison d'une contrainte sur le Réseau Public de Transport, en dehors d'une Indisponibilité Programmée, pour laquelle le Contrat d'Accès au Réseau prévoit une responsabilité de RTE des préjudices réels, directs, actuels et certains.*

Cette clause ne s'applique pas dans le cas où RTE a prévenu de l'indisponibilité à venir avant la fermeture du guichet de dépôt des offres de l'appel d'offres dont la Période Contractuelle inclut la période d'indisponibilité.

- *Pénalisation MARI : La levée des pénalités MARI est soumise aux conditions décrites à l'article 2.K.3.5 du chapitre 2 des règles de marché :"Lorsque l'impossibilité totale d'exécution est due à une activation de Flexibilité Réseau déjà en cours dans le sens inverse de l'Ordre d'Ajustement associé à une Offre d'Ajustement Standard de mFRR, elle ne donne pas lieu au déclenchement du processus de pénalisation pour refus d'ordre si l'ordre d'activation de Flexibilité Réseau a été envoyé après H-28' pour une activation sur la plage [H ; H+15'[."*

Concomitance MA/Flexibilités réseau

8 acteurs ont contribué sur ce sujet

Limitations des installations hydrauliques du RPD

Retour reçu : Un acteur attire l'attention sur les difficultés spécifiques liées aux limitations RPD pour besoin RTE appliquées aux installations hydrauliques, notamment au fil de l'eau. Il met en avant des enjeux de sûreté hydraulique, d'environnement et d'impact opérationnel, et souhaite que les installations hydrauliques RPD ne puissent pas être sollicitées pour des limitations.

Réponse RTE *: **Pas d'évolution***
Le choix des actions nécessaires pour lever les contraintes n'est pas l'objet de cette consultation.

Par ailleurs, le GRD dispose de plusieurs leviers pour répondre au besoin de limitation exprimé par RTE au niveau du poste source. Le choix des leviers les plus pertinents relève de sa responsabilité.

Garanties d’origine

4 acteurs ont contribué sur ce sujet

Définition

Retour reçu Un acteur demande de préciser la définition de garanties d’origine

Réponse RTE : **Modification prise en compte**

RTE propose de faire le lien avec la définition de l’énergie *article R311-48*

Référence de prix, filières et contrôles

Retour reçu Un acteur indique trouver les règles trop laxistes, propose de les renforcer et de les diminuer des frais liés. Il s’est exprimé au sujet des garanties d’origines pour les autres filières.

Plusieurs acteurs ont indiqué que la référence pouvait présenter des biais ou être imparfaite, sans toutefois proposer d’alternative dont la référence est publique

Réponse RTE** : **Pas d’évolution

RTE confirme que le producteur qui fera sa demande d‘indemnisation de garanties d’origine devra justifier qu’il aurait dû émettre une garantie d’origine en l’absence de limitation comme indiqué dans le texte.

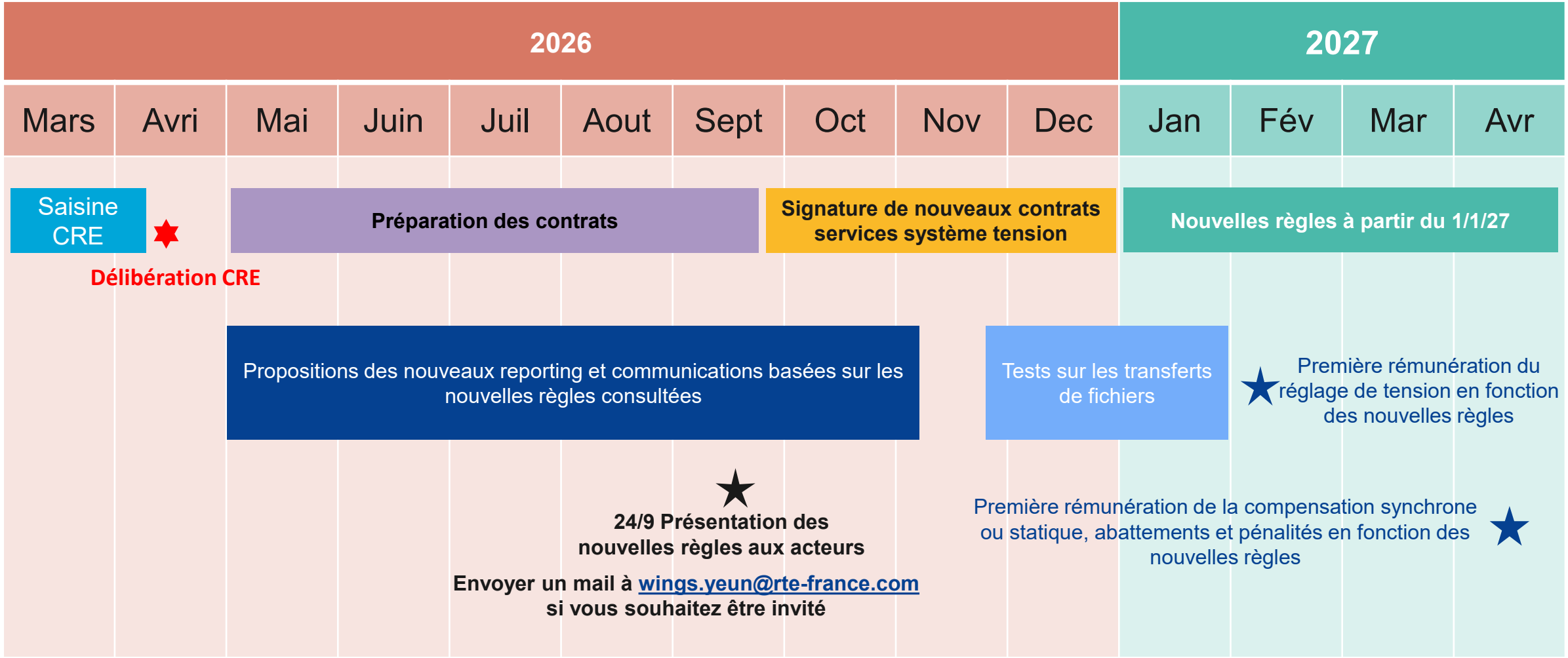
RTE rappelle que la DTR 7.7 ne traite que les indemnisations des installations EnR éoliennes et PV terrestres et ne peut dont pas traiter les autres filières dans ce cadre.

Concernant la référence de prix, RTE propose de maintenir sa proposition actuelle en l’absence d’alternative identifiée dans le cadre de cette consultation et accessible publiquement.



Règles services système tension

Planning


2026
2027
Mars
Avri
Mai
Juin
Juil
Aout
Sept
Oct
Nov
Dec
Jan
Fév
Mar
Avr
Saisine CRE
Délibération CRE
Préparation des contrats
Signature de nouveaux contrats services système tension
Nouvelles règles à partir du 1/1/27
Propositions des nouveaux reporting et communications basées sur les nouvelles règles consultées
Tests sur les transferts de fichiers
Première rémunération du réglage de tension en fonction des nouvelles règles
24/9 Présentation des nouvelles règles aux acteurs
Envoyer un mail à wings.yeun@rte-france.com si vous souhaitez être invité
Première rémunération de la compensation synchrone ou statique, abattements et pénalités en fonction des nouvelles règles

Contrat Services Système tension

Rappel des règles en cours sur la signature d'un contrat services système tension

- **1 contrat services système tension est rattaché à un ou plusieurs CART**
- **1 CART n'est rattaché qu'à 1 seul contrat services système tension**

1 CART peut inclure plusieurs installations appartenant à une ou plusieurs sociétés mais avec un seul Point de Connexion. Le réglage de tension est effectif au Point de Connexion. Il est par conséquent rémunéré au Point de Connexion.

Si plusieurs filiales d'un même site signent des Accords de Participation distincts, cela crée une fragmentation artificielle des obligations, alors que le Point de Connexion est indivisible. Cela peut entraîner :

- Des incohérences dans les réglages (ex. : une filiale ne respecte pas les consignes de RTE).
- Des difficultés pour RTE à appliquer les règles de manière équitable.

Une seule société en gestion garantit une application homogène des obligations légales, évitant ainsi les risques de non-conformité et les contentieux avec RTE

3.1

Rémunération du réglage de tension

DETAIL D'IMPLEMENTATION SUR LA PART VARIABLE

Nouvelles règles de rémunération

RAPPEL DES RÈGLES DE LA PART VARIABLE (PV)

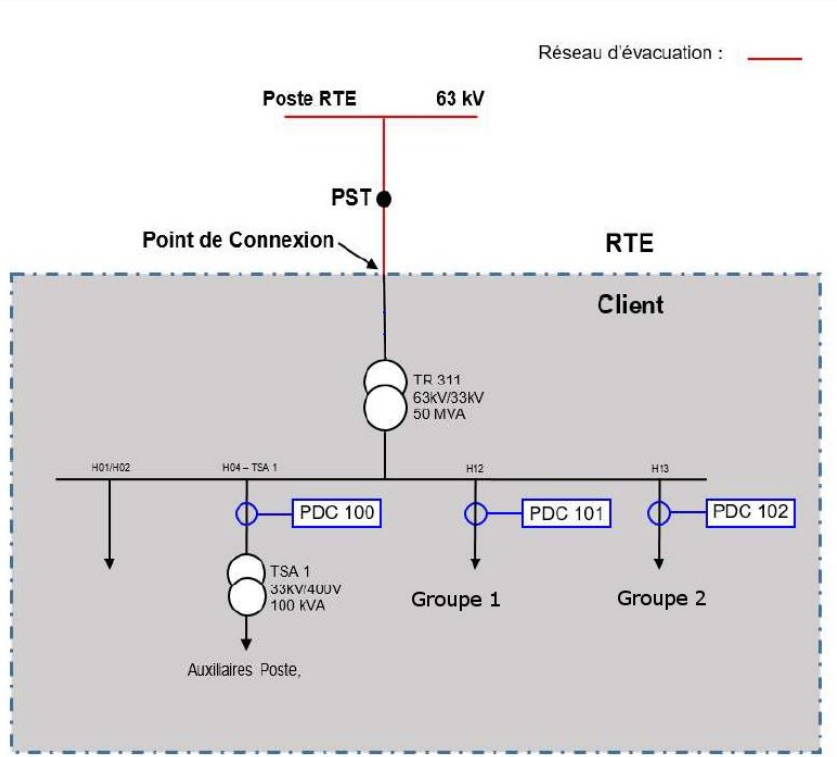
Part variable (PV_{RPT}) | PV_{RST}

$$PV = PV_{RPT} + PV_{RST}$$

$$PV_{RPT} = K_{WQ} . W_Q$$

$$PV_{RST} = 0,5 . K_{WQ} . W_Q$$

majoration 50% si RST
(Réglage secondaire de Tension)



PV : Part Variable en €

K_{WQ} : paramètre en €/Mvar.h/an soit **0,29862 €/Mvar.h (2026)**

W_Q : somme des quantités d'énergie réactive (fournie **et** absorbée) **mesurée par le(s) compteur(s) au Point de Connexion**

Harmonisation de la formule du calcul du pas 5 minutes entre actif et réactif

Pour chaque pas moyenné de 5 minutes d'un SSU= $|Q_{injecté} - Q_{soutiré}|$

- → Identifier le(s) compteur(s) à considérer dans le CART
- → Identifier la maille de calcul de la PV (ERT ou installations)
- → Éventuellement, proposer une formule de correction électrotechnique si le(s) compteur(s) n'est (sont) pas au Point de Connexion

La rémunération du réglage de la tension

PART VARIABLE

Comptage

Cas d'un compteur propre à une seule entité de Réglage

Pour chaque pas de 5 minutes : $W_Q = \frac{|Q_{injecté} - Q_{soutiré}| \text{ x ERTDEMARREE}}{12}$

Au pas de 5 minutes $ERT_{DEMARREE}$= 0 ou 1, qui indique si l'entité est démarrée

Cas d'un compteur commun à plusieurs entités de réglage de tension :

L'énergie réactive est répartie entre les entités au prorata :

- **de la plage de réactif de chaque entité par rapport à celle de l'agrégat,**
- **et de leur taux de disponibilité**

$$W_{Q\ 5'ERT} = \underbrace{\frac{|Q_{injecté\ SSU\ 5'} - Q_{soutiré\ SSU\ 5'}|}{12}}_{\text{Puissance réactive au pas 5 minutes transformée en énergie réactive (12 pas par heure)}} \text{ x } \frac{(Q+ - Q-)ERT_j \times ERT_{DEMARREEi\ 5'}}{\sum((Q+-Q-)ERT_j \times ERT_{DEMARREEj\ 5'}}$$

j = 1 à n
n = nombre d'ERT rattaché au SSU

$Q_{injecté\ SSU\ 5'}$: c'est l'énergie réactive injectée mesurée par le ou les compteur(s) moyennée sur un pas de 5 minutes
$Q_{soutiré\ SSU\ 5'}$: c'est l'énergie réactive soutirée mesurée par le ou les compteur(s) moyennée sur un pas de 5 minutes
Q+ - Q- : plage contractuelle de l'entité de réglage de tension
$ERT_{DEMAREE\ 5'}$: c'est 1 si l'entité de réglage de tension est démarrée sur le pas de 5 minutes sinon c'est 0, cela signifie que l'entité de réglage de tension est à l'arrêt

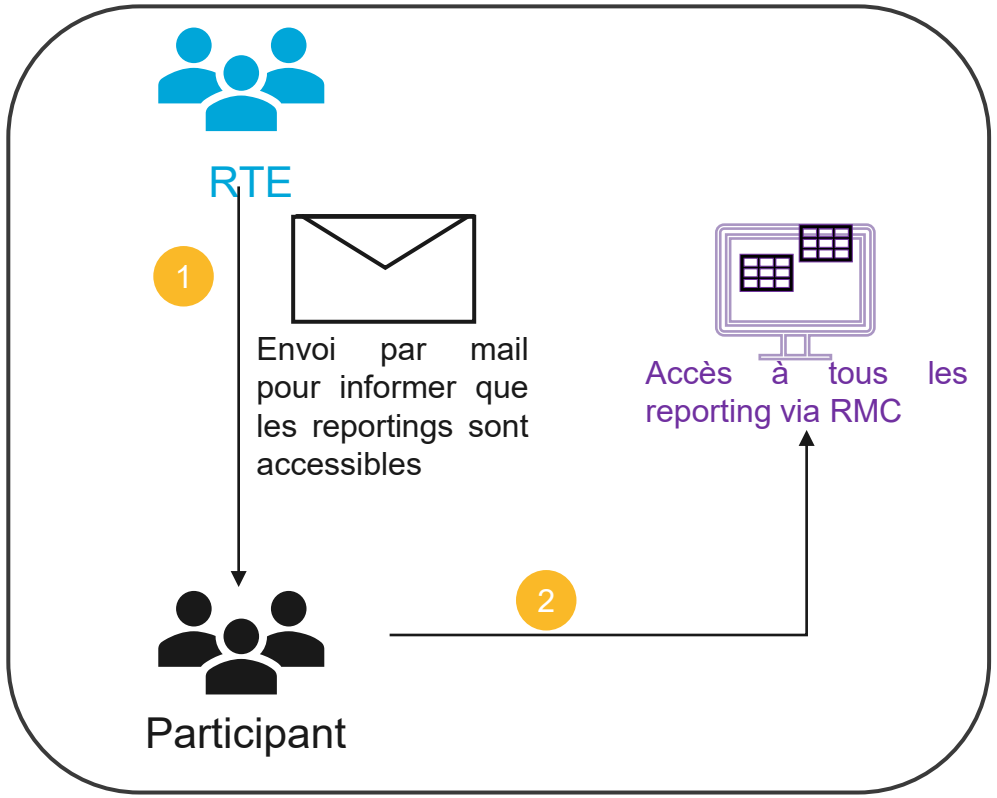
3.2

Rémunération du réglage de tension

DETAIL D'IMPLEMENTATION SUR LA GESTION DES ACCÈS AU REPORTING

Nouvelles règles de rémunération

NOUVEAU PROCESSUS DE COMMUNICATION DES FICHIERS



Pour télécharger les fichiers

Environnement de Production :

https://portail.iservices.rte-france.com/RmcTelechargement/

Environnement de Préproduction (test):

https://portail-dev.iservices.rte-france.com/RmcTelechargement/

Tous les fichiers **sous format zip** seront mis à disposition via RMC : un accès sécurisé et déjà utilisé sur les fichiers du mécanisme d'ajustement

Les accès aux données sont gérés soit par contrat soit par société mère.

Pour cela 2 champs ont été ajoutés à l'annexe 3 sous INTERLOCUTEURS TECHNIQUES POUR LE PARTICIPANT

MODIFICATION DE L'ANNEXE 3

INTERLOCUTEURS TECHNIQUES POUR LE PARTICIPANT :

Interlocuteur pour l'envoi des données, la contestation et la facturation :

Interlocuteurs	
Adresse d'envoi des données	
Téléphone	
E-mail	
Nom de la Société ayant accès à RMC*	
Code EIC de la société ayant accès à RMC	

2 nouveaux champs pour pouvoir gérer les accès aux données dans RMC

Les données techniques et financières sont mises à disposition du Participant sur la plateforme RMC. Un courriel de notification, informant de la disponibilité de ces données, sera envoyé à l'adresse électronique communiquée par le Participant ci-dessus.

** Cette société peut être distincte de celle du Participant (exemple, société mère ou société affiliée à celle du Participant). Le code Eic permet de diffuser les données à la société informée ci-dessus.*

MODIFICATION DE L'ANNEXE 3

EXEMPLES

Exemple 1: accès par société Participant

La société Participant n'a accès qu'à ses propres données.

INTERLOCUTEURS TECHNIQUES POUR LE PARTICIPANT :

Interlocuteurs	M. X
Adresse d'envoi des données	1 Avenue Y Code Postal Ville
Téléphone	01 02 03 04 05
E-mail	X@Participant.fr
Nom de la Société ayant accès à RMC*	Société du Participant
Code EIC de la société ayant accès à RMC	Code EIC du Participant

Les données techniques et financières sont mises à disposition du Participant sur la plateforme RMC. Un courriel de notification, informant de la disponibilité de ces données, sera envoyé à l'adresse électronique communiquée par le Participant ci-dessus.

** Cette société peut être distincte de celle du Participant (exemple, société mère ou société affiliée à celle du Participant). Le code Eic permet de diffuser les données à la société informée ci-dessus.*

Exemple 2: accès par société mère

La société mère a souscrit trois contrats, chacun étant associé à une société participante différente. Elle souhaite centraliser la gestion de ces trois contrats en utilisant un accès unique.

INTERLOCUTEURS TECHNIQUES POUR LE PARTICIPANT :

Interlocuteurs	M. Z
Adresse d'envoi des données	1 Rue A Code Postal Ville
Téléphone	05 04 03 02 01
E-mail	Z@ParticipantMère.fr
Nom de la Société ayant accès à RMC*	Société **mère du Participant** (la société mère a 3 sociétés et souhaite avoir un seul accès aux 3 Participants)
Code EIC de la société ayant accès à RMC	Code EIC de **la société mère du Participant**

Les données techniques et financières sont mises à disposition du Participant sur la plateforme RMC. Un courriel de notification, informant de la disponibilité de ces données, sera envoyé à l'adresse électronique communiquée par le Participant ci-dessus.

** Cette société peut être distincte de celle du Participant (exemple, société mère ou société affiliée à celle du Participant). Le code Eic permet de diffuser les données à la société informée ci-dessus.*

3.3

Reporting

Nouvelles règles de rémunération

PROPOSITION DE **REPORTING**

Reportings mensuels lié au réglage de tension

- Reporting technique du réglage de tension par contrat ou participant (format csv et excel zippé dans un même fichier)
- Reporting financier du réglage de tension par contrat ou participant (format csv et excel zippé dans un même fichier)
- Comptage par maille de rémunération d'une Entité de Réglage de tension (ERT) soit par code agrégat SSU (format csv et le zip inclut tous les SSU d'un contrat)
- Périodes d'indisponibilité par contrat ou par participant (format csv et zippé)
- Reporting de régularisation financière du réglage de tension par contrat ou participant (format csv et excel zippé dans un même fichier) - NOUVEAU

Reportings trimestriels lié à la Compensation Synchrone ou statique (CS)

- Reporting technique de la Compensation Synchrone ou statique (CS) par contrat ou participant (format csv et excel zippé dans un même fichier)
- Reporting remboursement de l'énergie par contrat ou participant (format csv et excel zippé dans un même fichier)
- Reporting financier de la Compensation Synchrone ou statique (CS) par contrat ou participant (format csv et excel zippé dans un même fichier)
- Reporting global CS (format csv et excel zippé dans un même fichier) - NOUVEAU
- Reporting de régularisation financière de la Compensation Synchrone ou statique (CS) par contrat ou participant (format csv et excel zippé dans un même fichier) - NOUVEAU

Reportings trimestriels lié aux abattements et pénalités

- Reporting des compensations financières (abattement et pénalités) par contrat ou participant (format csv et excel zippé dans un même fichier)
- Reporting des fiches écarts par contrat ou participant (format csv et excel zippé dans un même fichier)
- Reporting des régularisations par contrat ou participant (format csv et excel zippé dans un même fichier)

3.3.1

Rémunération de la compensation synchrone ou statique (CS)

REPORTING

Nouvelles règles de rémunération

PROPOSITION DE **REPORTING**

Reportings trimestriels lié à la Compensation Synchrone ou statique (CS)

- Reporting technique de la Compensation Synchrone ou statique (CS) par contrat ou participant (format csv et excel zippé dans un même fichier)
- Reporting remboursement de l'énergie par Entité de Réglage de tension (format csv et le zip inclut tous les SSU d'un contrat)
- Reporting financier de la Compensation Synchrone ou statique (CS) par contrat ou participant (format csv et excel zippé dans un même fichier)
- Reporting global CS (format csv et excel zippé dans un même fichier)
- Reporting de régularisation financière de la Compensation Synchrone ou statique (CS) par contrat ou participant (format csv et excel zippé dans un même fichier)

Rémunération CS

Modifié

REPORTING **TECHNIQUE CS** PAR CONTRAT – FRÉQUENCE TRIMESTRIELLE

Compensation Synchrone ou statique: reporting technique

PARTICIPANT: XXXX

Période du 2027/01/01 00:00:00 au 2027/03/31 23:59:59 généré le 2027/04/10 14:00:00

Numéro de commande annuelle : XXXXXXX

ERT	*Remboursement de l'énergie*		*Part Technologique*	
	Energie soutirée dédiée CS en MWh	Type rbst energie	Nombre d'heures en CS	Nombre de démarrage en CS
ENTITF01	2,20	PREN	5	1
ENTITF02	0,30	Cotation	1	

Ce reporting constitue une synthèse du contrat par entité de réglage

- des volumes d'énergie soutirée dédiée CS,
- du nombre d'heures en CS et
- du nombre de démarrages en CS.

Nom du fichier est Remu_CS_tech_Nom du client_<date début>_<date de fin>_ AAAAMMJJHHSS où

- <date début> est la date du début de la période rémunérée
- <date de fin> est la date de fin de la période rémunérée
- AAAAMMJJHHSS est la date et l'heure de génération du fichier

Rémunération CS

Modifié

REPORTING REMBOURSEMENT DE L'ÉNERGIE PAR CONTRAT – FRÉQUENCE TRIMESTRIELLE

ERT	Période de CS début	Période de CS fin	MWh soutiré dédié CS / forfait dédié CS	PREN	Cotation LT	Montant de l'énergie active remboursée (Euros)	Type de calcul Energie (comptage - auxiliaire ou forfait)	*Energie Comptage P en MWh*	*Énergie soutirée par les auxiliaires (MWh)*	*Date de mise à jour*
ENTITF01	01/01/2027 00:00	01/01/2027 00:05	0,2	20	46,67	4	Energie	0,21	0,01	09/04/2027 15:32:14
ENTITF01	01/01/2027 00:05	01/01/2027 00:10	0,3	20	46,67	6	Energie	0,21	0,01	09/04/2027 15:32:14
ENTITF01	01/01/2027 00:10	01/01/2027 00:15	0,4	20	46,67	8	Energie	0,21	0,01	09/04/2027 15:32:14
ENTITF02	06/01/2027 22:30	06/01/2027 22:35	0,45	186,74	46,67	21,0	Forfait			09/04/2027 15:32:14
ENTITF02	06/01/2027 22:35	06/01/2027 22:40	0,45	186,74	46,67	21,0	Forfait			09/04/2027 15:32:14
ENTITF02	06/01/2027 22:40	06/01/2027 22:45	0,45	135,24	46,67	21,0	Forfait			09/04/2027 15:32:14

Ce reporting détaille chaque période de CS pas de temps de 5 minutes avec l'énergie consommée pour la CS.

Nom du fichier est Rbst_CS_Nom du client_ ERT_<date début>_<date de fin>_ AAAAMMJJHHSS où

- <date début> est la date du début de la période rémunérée
- <date de fin> est la date de fin de la période rémunérée
- AAAAMMJJHHSS est la date et l'heure de génération du fichier

Rémunération CS

REPORTING FINANCIER CS PAR CONTRAT – FRÉQUENCE TRIMESTRIELLE

Rémunération des contributions de CS

PARTICIPANT : XXXX

Avoir pour la période du 2027/01/01 00:00:00 au 2027/03/31 23:59:59 généré le 2027/04/10 14:00:00

Numéro de commande annuelle: XXXXXXX

ERT	Part Fixe (Euros)	*Remboursement de l'énergie*			*Part Technologique*					Part Variable (Euros)	*Sursouscription*				Rémunération Totale (Euros)
		Energie soutirée dédiée CS en MWh	Type rbst energie	Montant du remboursement de l'énergie (Euros)	Nb d'heures en CS	Nb de démarrage en CS	Coût par heure	Coût par démarrage	Montant technologique (Euros)		PS dédiée CS MW	Sursouscription Part Fixe (Euros)	Sursouscription Part Variable (Euros)	Sursouscription Total (Euros)	
ENTITF01	1500,00	2,87	PREN	308,60	7		15,00		105,00	413,60	0,12	100,00	35,00	135,00	2048,60
ENTITF02	0,00	0,00	Cotation	150,00		1,00		300,00	300,00	450,00	0,08	20,00	5,00	25,00	475,00

Les colonnes affichées en jaune correspondent aux ajouts par rapport au reporting technique CS

Nom du fichier est Remu_CS_financier_Nom du client_<date début>_<date de fin>_ AAAAMMJJHHSS où

- <date début> est la date du début de la période rémunérée
- <date de fin> est la date de fin de la période rémunérée
- AAAAMMJJHHSS est la date et l'heure de génération du fichier

Nouveau

Rémunération CS

REPORTING GLOBAL POUR LA CS PAR CONTRAT – FRÉQUENCE TRIMESTRIELLE

Compensation Synchrone ou statique: reporting global

PARTICIPANT: XXXX

Période du 2026/01/01 00:00:00 au 2026/03/31 23:59:59 généré le 2026/04/10 14:00:00

Numéro de commande annuelle : XXXXXXX

Libellés	Période	Montant HT
Compensation Synchrone Part Fixe	2026-01	398 661,33 €
Compensation Synchrone Part Variable	2026-01	20 293,47 €
Part Sursouscription Part Fixe	2026-01	22 056,59 €
Part Sursouscription Part Variable	2026-01	3 520,33 €
Compensation Synchrone Part Fixe	2026-02	402 674,51 €
Compensation Synchrone Part Variable	2026-02	17 943,71 €
Part Sursouscription Part Fixe	2026-02	21 032,98 €
Part Sursouscription Part Variable	2026-02	2 348,31 €
Compensation Synchrone Part Fixe	2026-03	399 827,19 €
Compensation Synchrone Part Variable	2026-03	29 995,48 €
Part Sursouscription Part Fixe	2026-03	21 032,98 €
Part Sursouscriptiob Part Variable	2026-03	3 788,48 €
TOTAL		**1 343 175,36 €**

Ce reporting est conçu pour aider le Participant à établir ses factures à RTE.

Nom du fichier est Reporting_global_CS_Nom du client_<date début>_<date de fin>_ AAAAMMJJHHSS où

- <date début> est la date du début de la période rémunérée
- <date de fin> est la date de fin de la période rémunérée
- AAAAMMJJHHSS est la date et l'heure de génération du fichier

Rémunération CS

Nouveau

REPORTING DE RÉGULARISATION FINANCIÈRE LA CS PAR CONTRAT – FRÉQUENCE TRIMESTRIELLE

Régularisation de la rémunération de CS

PARTICIPANT : XXXX

Avoir pour la période du 2027/01/01 00:00:00 au 2027/03/31 23:59:59 généré le 2027/04/10 14:00:00

Numéro de commande annuelle: XXXXXXX

ERT	Part Fixe origine (Euros)	Part Fixe final (Euros)	Part Fixe Régul (Euros)	*Remboursement de l'énergie*					*Part Technologique*								Part Variable origine (Euros)	Part Variable final (Euros)	Part Variable régul (Euros)	*Sursouscription*							Rémunération Totale origine (Euros)	Rémunération Totale final (Euros)	Rémunération Totale Régul (Euros)
				Energie soutirée dédiée CS en MWh origine	Energie soutirée dédiée CS en MWh final	Type rbst energie	Montant du remboursement de l'énergie origine (Euros)	Montant du remboursement de l'énergie final (Euros)	Nb d'heures en CS origine	Nb d'heures en CS final	Nb de démarrage en CS origine	Nb de démarrage en CS final	Cout par heure	Cout par démarrage	Montant technologique origine (Euros)	Montant technologique final (Euros)				PS dédiée CS MW	Sursouscription Part Fixe origine (Euros)	Sursouscription Part Fixe final (Euros)	Sursouscription Part Variable origine (Euros)	Sursouscription Part Variable final (Euros)	Sursouscription Total origine (Euros)	Sursouscription Total Final (Euros)			
ENTITF01	1300	2800	1500	10,00	10,00	Cotation Long Terme	308,60	308,60	7	8	0,00		15		105,00	120,00	413,60	428,60	15,00	120,00	800,00	800,00	35,00	35,00	835,00	835,00	2548,60	4063,60	1515,00
ENTITF09			0	2,00	2,00	PREN	150,00	150,00			1,00	0,00		300	300,00	0,00	450,00	150,00	-300,00	80,00	20,00	20,00	5,00	5,00	25,00	25,00	475,00	175,00	-300,00

Ce fichier n'est disponible que s'il y a des régularisations. Les régularisations sont des corrections de données d'une rémunération de CS déjà facturée.

- Le montant final est celui recalculé à partir des dernières informations échangées. C'est ce montant qui doit être appliqué
- Le montant origine correspond à la somme déjà facturée

Nom du fichier est Regul_CS_financier_Nom du client_<date début>_<date de fin>_ AAAAMMJJHHSS où

- <date début> est la date du début de la période rémunérée
- <date de fin> est la date de fin de la période rémunérée
- AAAAMMJJHHSS est la date et l'heure de génération du fichier

3.3.2

Abattements et Pénalités

REPORTING

Nouvelles règles de rémunération

PROPOSITION DE **REPORTING**

Reportings trimestriels lié aux abattements et pénalités

- Reporting des compensations financières (abattement et pénalités) par contrat ou participant (format csv et excel zippé dans un même fichier)
- Reporting des fiches écarts par contrat ou participant (format csv et excel zippé dans un même fichier)
- Reporting des régularisations par contrat ou participant (format csv et excel zippé dans un même fichier)

Abattements et pénalités

REPORTING DES FICHES ÉCARTS PAR CONTRAT – FRÉQUENCE TRIMESTRIELLE

Fiches écarts en vigueur liées au contrôle des performances des Services Système en réglage de tension

PARTICIPANT : XXXX

Période du 2027/01/01 00:00:00 au 2027/03/31 23:59:59 généré le 2027/04/07 14:00:00

Id fiche	Code ERT	Nom ERT	Plage de réactif (Mvar)	Performance(s)	Date de début d'écart	Date de dernière mod	Date prév de remise conformité	Date réelle de remise conformité	Code écart	% Défaillance PF	% Défaillance PV	Deb s/ période	Fin s/ période	Rému PF (€/j)	Rému PV (€/j)	Abattement PF €	Abattement PV €	Total Abattement €	Coût pénalité unitaire	Niveau de pén	Nombre d'heures de dispo	Pénalité PF calculée €	Pénalité PV calculée €	Pénalité totale calculée €	Rému part fixe CS (€/j)	Abattement CS
1398	ENTITF01	Entité 1	942	Reg.UQ	12/04/25				U1	56	0	01/01/27	31/01/27	2 480,65	1 767,39	1 389,16	0,00	1 389,16								
1398	ENTITF01	Entité 1	942	Reg.UQ	12/04/25				U1	56	0	01/02/27	28/02/27	2 480,65	1 945,69	1 389,16	0,00	1 389,16								
1398	ENTITF01	Entité 1	942	Reg.UQ	12/04/25				U1	56	0	01/03/27	31/03/27	2 480,65	1 131,01	1 389,16	0,00	1 389,16								
2378	ENTITF02	Entité 2	99	Reg.UQ	03/04/19				U1	80		01/01/27	31/01/27	89,15	137,46	0,00	0,00	0,00	2,74	1	744	80 726,98	0	80 726,98		
2378	ENTITF02	Entité 2	99	Reg.UQ	03/04/19				U1	80		01/02/27	28/02/27	89,15	145,02	0,00	0,00	0,00	2,74	1	672	72 914,69	0	72 914,69		
2378	ENTITF02	Entité 2	99	Reg.UQ	03/04/19				U1	80		01/03/27	31/03/27	89,15	150,90	0,00	0,00	0,00	2,74	1	744	80 726,98	0	80 726,98		
2290	ENTITF03	Entité 3	26	CS	01/03/27				CS	100		01/01/27	31/03/27	109,15	16,40	0,00	0,00	0,00							173,33	5 373,33

Id fiche est l'identifiant interne de RTE de la fiche écart

Ce reporting permet d'avoir le détail du calcul des abattements et pénalités que ce soit pour le réglage de tension ou la CS.

Pour les abattements, il y a une ligne par ERT en écart, par période (soit par mois) et par % de défaillance

Pour les pénalités, il y a une ligne par ERT, par période (soit par mois), par type de pénalité (1,2 ou 3) et par % de défaillance

Pour la CS, il y a une ligne par ERT, par période (soit par mois)

Remarque: les montants des abattements et pénalités sont les résultats des calculs sans application des plafonds. Ces plafonds seront appliqués dans le reporting financier

Nom du fichier est Fiche_ecart_Nom du client_<date début>_<date de fin>_ AAAAMMJJHHSS où

- <date début> est la date du début du trimestre concernée
- <date de fin> est la date de fin du trimestre concernée
- AAAAMMJJHHSS est la date et l'heure de génération du fichier

Abattements et pénalités

Modifié

REPORTING DE RÉGULARISATION DES FICHES ÉCART PAR CONTRAT – FRÉQUENCE TRIMESTRIELLE

Régularisation par fiche écart

PARTICIPANT : XXXX

Période du 2027/01/01 00:00:00 au 2027/03/31 23:59:59 généré le 2027/04/07 14:00:00

ERT	Début Période	Fin Période	Montant origine (facturé initialement)	Montant final à appliquer	Montant à régulariser	N°Fiche	Code écart	période initiale concernée
ENTITF04	02/11/2026	30/11/2026	4 165,27 €		-4 165,27 €	1190	U1	2026-11
ENTITF05	11/10/2026	31/10/2026		666,75 €	666,75 €	1201	U2	2026-10

Ce fichier n'est disponible que s'il y a des régularisations. Les régularisations sont souvent liées à une mise à jour de la date de remise en conformité, date de début d'écart ou le taux de défaillance; impliquant une mise à jour de l'abattement ou de la pénalité.

Le montant final est le montant qui aurait dû être appliqué

Le montant origine est le montant déjà facturé

Nom du fichier est Regul_abat_Nom du client_<date début>_<date de fin>_ AAAAMMJJHHSS où

- <date début> est la date du début du trimestre concernée
- <date de fin> est la date de fin du trimestre concernée
- AAAAMMJJHHSS est la date et l'heure de génération du fichier

Abattements et pénalités

Modifié

REPORTING DES ABATTEMENTS ET PÉNALITÉS FINANCIERS PAR CONTRAT – FRÉQUENCE TRIMESTRIELLE

Compensations financières liées au contrôle des performances des Services Système en réglage de tension

PARTICIPANT : XXXX

Période du 2027/01/01 00:00:00 au 2027/03/31 23:59:59 généré le 2027/04/07 14:00:00 TOTAL: 136 695,71€

ERT	Total Abattement €	Pénalité calculée (€)	Cumul des abattements et pénalités du mois précédent	Plafond des abattements et pénalités	Pénalité appliqué (€)	Régul: Montant total origine	Régul: Montant total final	Montant total de régularisation	Total facturé (€)	Fiches écarts	Période concernée
ENTITF01	1 389,16	0,00	1 389,16		0,00	0,00		0,00	1 389,16	1398	2027-01
ENTITF01	1 389,16	0,00	1 389,16		0,00	0,00		0,00	1 389,16	1398	2027-02
ENTITF01	1 389,16	0,00	1 389,16		0,00	0,00		0,00	1 389,16	1398	2027-03
ENTITF02	0,00	80 726,98	703 105,92	832 589,00	80 726,98	0,00		0,00	80 726,98	2378	2027-01
ENTITF02	0,00	72 914,69	783 832,90	832 589,00	48 756,10	0,00		0,00	48 756,10	2378	2027-02
ENTITF02	0,00	80 726,98	832 589,00	832 589,00	0,00	0,00		0,00	0,00	2378	2027-03
ENTITF03	5 373,33	0,00	5 373,33			0,00		0,00	5 373,33	2290	2027-03

Ce reporting synthétise les montants des abattements et pénalités par ERT et par mois.

Nom du fichier est Abatt_pen_Nom du client_<date début>_<date de fin>_ AAAAMMJJHHSS où

- <date début> est la date du début du trimestre concernée
- <date de fin> est la date de fin du trimestre concernée
- AAAAMMJJHHSS est la date et l'heure de génération du fichier

3.3.2

Rémunération du réglage de tension RPT/RST

RAPPEL DU REPORTING

Nouvelles règles de rémunération

PROPOSITION DE **REPORTING**

Reportings mensuels lié au réglage de tension

- Reporting technique du réglage de tension par contrat ou participant (format csv et excel zippé dans un même fichier)
- Reporting financier du réglage de tension par contrat ou participant (format csv et excel zippé dans un même fichier)
- Comptage par maille de rémunération d'une Entité de Réglage de tension (ERT) soit par code agrégat SSU (format csv et le zip inclut tous les SSU d'un contrat)
- Périodes d'indisponibilité par contrat ou par participant (format csv et zippé)
- Reporting de régularisation financière du réglage de tension par contrat ou participant (format csv et excel zippé dans un même fichier)

Rémunération réglage de tension

REPORTING TECHNIQUE DU RÉGLAGE DE TENSION PAR CLIENT

Rémunération des contributions aux services système de réglage de tension

PARTICIPANT: XXXX

Avoir pour la période du 2027/01/01 00:00:00 au 2027/01/31 23:59:59 généré le 2027/02/10 14:00:00

Numéro de commande annuelle: XXXXXXX

Code ERT	Nom de l'Entité de Réglage	SSU	Filière	Pmax	Q+	Q-	d	Type de réglage	Plage de réactif	Participe à la CS	Methode calcul taux dispo	Taux de dispo réf	Taux de dispo de l'entité	Maille de calcul PV	MVarh en RPT	MVarh en RST
ENTIF01	Entité de Réglage A	SSU-ENTIT01	Nucléaire	100	40	-40	1	RPT	80	Non	REMIT	71,2%	100,0%	ERT	3 058,81	0
ENTAH01	Entité de Réglage B1	SSU-ENTAH	HYDRAULIQUE - Lac	55	20	-25	1	RPT	45	Non	Planning Indispo	81,1%	100,0%	installations	5 581,41	0
ENTAH02	Entité de Réglage B2	SSU-ENTAH	HYDRAULIQUE - Lac	52	22	-20	1	RPT	42	Non	Planning Indispo	81,1%	100,0%	installations	5 209,31	0
ENTBV01	Entité de Réglage C1	SSU-ENTBV	PV	55	20	-25	0,97	RPT	45	Non	Réalisé et MA	41,3%	0,0%	installations	0,00	0
ENTBV02	Entité de Réglage C2	SSU-ENTBV	PV	52	22	-20	0,97	RPT	42	Non	Réalisé et MA	41,3%	100,0%	installations	8 000,00	0

Comptage de l'Installation 10 790,72 MVarh

Comptage de l'Installation 8 000 MVarh

Proratisé par la plage de réactif ERT/ plage de réactif des installations et par la disponibilité des entités

Le code Entité de Réglage de tension (ERT) est le code interne de Rte. Il y a un seul code par Entité de Réglage fourni par RTE

Le code agrégat SSU a remplacé le site afin de pouvoir faire le lien avec le reporting de comptage corrigé

Maille de calcul PV est

- **ERT**, cela signifie qu'il y a dans les colonnes MVarh en RPT et MVarh en RST, les données d'énergie réactive en MVarh provenant du comptage et corrigées de la formule de correction s'il y en a une
- **installations**: cela signifie qu'il y a un compteur pour plusieurs ERT. Les données dans MVarh en RPT et MVarh en RST sont proratisées en fonction de la plage de réactif de l'ERT et de son taux de disponibilité

Nom du fichier est Remu_groupe_tech_Nom du client_AAAAMM_AAAAMMJJHHSS où

- AAAAMM est le mois et l'année de la période rémunérée
- AAAMMJJHHSS est la date et l'heure de génération du fichier

Rémunération réglage de tension

REPORTING ANNEXES A LA REMUNERATION DU RÉGLAGE DE TENSION

Le reporting du comptage par maille Part Variable du réglage de tension qui est l'agrégat de l'entité de réglage de tension

Code Agrégat SSU	Date	Heure	Réactif (en kVarh)	Date de mise à jour	Valeur remplacée	Méthode de correction
SSU-ENTITF01	01/01/2026	00:00:00	150	01/03/2027	Oui	IL
SSU-ENTITF01	01/01/2026	00:05:00	155	01/03/2027	Non	
SSU-ENTITF01	01/01/2026	00:10:00	153	01/03/2027	Non	

Pour une entité de réglage, le code agrégat est le code ERT. Exemple : ENTITS01 : le groupe 1 de stockage du site ENTIT

Pour une filière, le code agrégat est le code de l'entité jusqu'à la filière sans les numéros. Exemple : ENTITH : les groupes hydrauliques du site ENTIT

Pour un parc de production, le code agrégat est le code de l'entité sans la filière et sans les numéros. Exemple : ENTIT : le site ENTIT

Valeur remplacée : « Oui » correspond à une donnée manquante remplacée.

Méthode de correction des données de comptage

- IL: Interpolation linéaire (donnée manquante inférieure à 1 heure)
- TM : Télémesure (donnée manquante supérieure à 1h). Elle est remplacée par la valeur d'une Télémesure s'il y en a une de disponible, à défaut par une valeur résultant d'un accord entre RTE et le participant.
- CLIENT: données du client validées par RTE et le Participant

Nom du fichier est Comptage_corrige_Nom du client_ Code agrégat SSU_AAAAMM_AAAAMMJJHHSS où

AAAAMM est le mois et l'année de la période rémunérée

AAAMMJJHHSS est la date et l'heure de génération du fichier

Rémunération réglage de tension

REPORTING ANNEXES A LA RÉMUNERATION DU RÉGLAGE DE TENSION

Le reporting des périodes d'indisponibilité est par contrat pour le client

Services Système Tension - périodes d'indisponibilités

PARTICIPANT :XXXX

Période du 2027/01/01 00:00:00 au 2027/01/31 23:59:59 généré le 2027/02/10 14:00:00

Code ERT	Nom de l'ERT	SSU	Filière	Méthode calcul taux de dispo	N° indispo	Période indisponibilité début (date et heure)	Période indisponibilité fin (date et heure)	Nombre d'heures d'indisponibilité	Date de mise à jour
ENTIRN01	Entité de Réglage	SSU-ENTIRN01	NUCLEAIRE	REMIT	1	01/01/2027 08:00	05/01/2027 08:00	96	01/03/2027

N° Indispo est l'identifiant pour RTE sur la période d'indisponibilité

Ce reporting inclut toutes les périodes ayant débuté sur la période analysée.

Pour les périodes sans date de fin d'indisponibilité sur la période, la date de fin est fixée à la date de fin de période.

Le reporting intègre également toutes les périodes dont la date de fin d'indisponibilité se situe sur la période, même si leur date de début est antérieure à celle-ci.

Nom du fichier est Periode_indispo_interne_Nom du client_AAAAMM_AAAAMMJJHHSS où

AAAAMM est le mois et l'année de la période rémunérée

AAAMMJJHHSS est la date et l'heure de génération du fichier

Rémunération réglage de tension

REPORTING FINANCIER DU RÉGLAGE DE TENSION PAR CLIENT

Rémunération des contributions aux services système de réglage de tension

PARTICIPANT : XXXX

Avoir pour la période du 2027/01/01 00:00:0 0 au 2027/01/31 23:59:59 généré le 2027/02/10 14:00:00

Numéro de commande annuelle: XXXXXXX

Code ERT	Nom de l'Entité de Réglage	SSU	Filière	Pmax	Q+	Q-	d	Type de réglage	Plage de réactif	Participe à la CS	Methode calcul taux dispo	Taux de dispo réf	Taux de dispo de l'entité	Kpf	Avoir fixe (Euros)	Maille de calcul PV	MVarh en RPT	MVarh en RST	Kwq	Avoir variable (Euros)	Avoir global (Euros)
ENTIF01	Entité de Réglage A	SSU-ENTIT01	Nucléaire	100	40	-40	1	RPT	80	Non	REMIT	71,2%	100,0%	600,2	6 710,27	ERT	3058,81	0	0,29862	913,42	7 623,69
ENTAH01	Entité de Réglage B1	SSU-ENTAH	HYDRAULIQUE - Lac	55	20	-25	1	RPT	45	Non	Planning Indispo	81,1%	100,0%	600,2	3 389,08	installations	5581,41	0	0,29862	1 666,72	5 055,80
ENTAH02	Entité de Réglage B2	SSU-ENTAH	HYDRAULIQUE - Lac	52	22	-20	1	RPT	42	Non	Planning Indispo	81,1%	100,0%	600,2	3 122,59	installations	5209,31	0	0,29862	1 555,60	4 678,19
ENTBV01	Entité de Réglage C1	SSU-ENTBV	PV	55	20	-25	0,97	RPT	45	Non	Réalisé et MA	41,3%	0,0%	600,2	-	installations	0,00	0	0,29862	-	-
ENTBV02	Entité de Réglage C2	SSU-ENTBV	PV	52	22	-20	0,97	RPT	42	Non	Réalisé et MA	41,3%	100,0%	600,2	5 947,81	installations	8 000,00	0	0,29862	2 388,96	8 336,77

Les colonnes affichées en gris correspondent aux ajouts par rapport au reporting technique

Le reporting financier est envoyé mensuellement avant la réception de la facture du participant

Pour rappel, toute facture doit comporter le numéro de commande

Nom du fichier est Remu_groupe_financier_Nom du client_AAAAMM_AAAAMMJJHHSS où

AAAAMM est le mois et l'année de la période rémunérée

AAAMMJJHHSS est la date et l'heure de génération du fichier

Rémunération réglage de tension

Nouveau

REPORTING DE RÉGULARISATION FINANCIÈRE DU RÉGLAGE DE TENSION PAR CLIENT

Régularisation sur la rémunération des contributions aux services système de réglage de tension

PRODUCTEUR : Participant 1

Avoir pour la période du 2022/06/01 00:00:00 au 2022/06/30 23:59:59 génére le 2022/07/01 00:00:00

Numéro de commande: *XXXXXXX*

Code ERT	Nom de l'Entité de Réglage	SSU	Filière	Pmax	Q+	Q-	d	Type de réglage	Plage de réactif	Methode calcul taux dispo	Taux de dispo réf	Taux de dispo de l'entité origine	Taux de dispo de l'entité final	Kpf	Avoir fixe (Euros) origine	Avoir fixe (Euros) final	Avoir fixe (Euros) régul	Maille de calcul PV	MVarh en RPT origine	MVarh en RST origine	MVarh en RPT final	MVarh en RST final	Kwq	Avoir variable (Euros) origine	Avoir variable (Euros) final	Avoir variable (Euros) régul	Avoir global (Euros) origine	Avoir global (Euros) final	Avoir global (Euros) régul
ENTIF01	Entité de Réglage A	SSU-ENTIT01	Nucléaire	100	40	-40	1	RPT	80	REMIT	71,2%	0,0%	60,0%	600,2	-	360,12	360,12	ERT	0	0	2688	0	0,29862	-	802,69	802,69	-	1 162,81	1 162,81
ENTAH01	Entité de Réglage B1	SSU-ENTAH	HYDRAULIQUE - Lac	55	20	-25	1	RPT	45	Planning Indispo	81,1%	50,0%	55,0%	600,2	300,10	330,11	30,01	installations	5395	0	5395	0	0,29862	1 611,16	1 611,16	-	1 911,26	1 941,27	30,01
ENTBV01	Entité de Réglage C1	SSU-ENTBV	PV	55	20	-25	0,97	RST	45	Réalisé et MA	41,3%	100,0%	80,0%	600,2	600,20	480,16	- 120,04	installations	0	8000	0	8000	0,29862	3 583,44	3 583,44	-	4 183,64	4 063,60	- 120,04

Ce fichier n'est disponible que s'il y a des régularisations. Les régularisations sont des corrections de données d'une rémunération de réglage de tension RPT/RST déjà facturée (exemple modification du taux de disponibilité).

- Le montant final est celui recalculé à partir des dernières informations échangées. C'est ce montant qui doit être appliqué
- Le montant origine est le montant déjà facturé

Nom du fichier est Regul_remu_financier_Nom du client_AAAAMM_AAAAMMJJHHSS où

AAAAMM est le mois et l'année de la période rémunérée

AAAMMJJHHSS est la date et l'heure de génération du fichier



Feuille de route tension et projet d’évolution de l’arrêté du 9 juin 2020 : démarrage de la concertation de RTE

Les travaux de la feuille de route tension



→ La feuille de route tension est en cours de validation par la DGEC

- → Lancement des travaux de la feuille de route tension lors de la réunion du 8 avril 2026 sous l'égide de la DGEC
- → Présentation par RTE en CAR du CURTE le 18 juin 2026 visant à identifier les leviers avec ENEDIS
- → 1ere Présentation des thèmes les plus matures à la filière en GT Prod+Stockage le 21 juillet 2026
- → La feuille de route sera transmise aux acteurs après sa validation par la DGEC.

→ Contenu de la feuille de route

- → Besoins d'évolutions de l'AT2020
- → Autres actions majeures entreprises par les GR pour la gestion de la tension sur le système électrique
- → Identification de la maturité des actions et de leur échéance de mise en œuvre 2026/2027 ou coordonnée avec RfG V2
- → Les besoins de modification à court terme de l'AT2020 sont identifiés dans le présent support

→ La DGEC est à l'écoute des acteurs sur cette première étape

Autres travaux en cours autour de l'AT2020

→ Retour d'expérience du black-out ibérique

- → Les leviers d'exploitation nécessitant de nouvelles capacités des installations raccordées au réseau identifiés en retour d'expérience sont intégrés à la feuille de route tension, et s'inscriront dans RfG V2.

→ Évolutions identifiées du cadre applicable aux raccordements

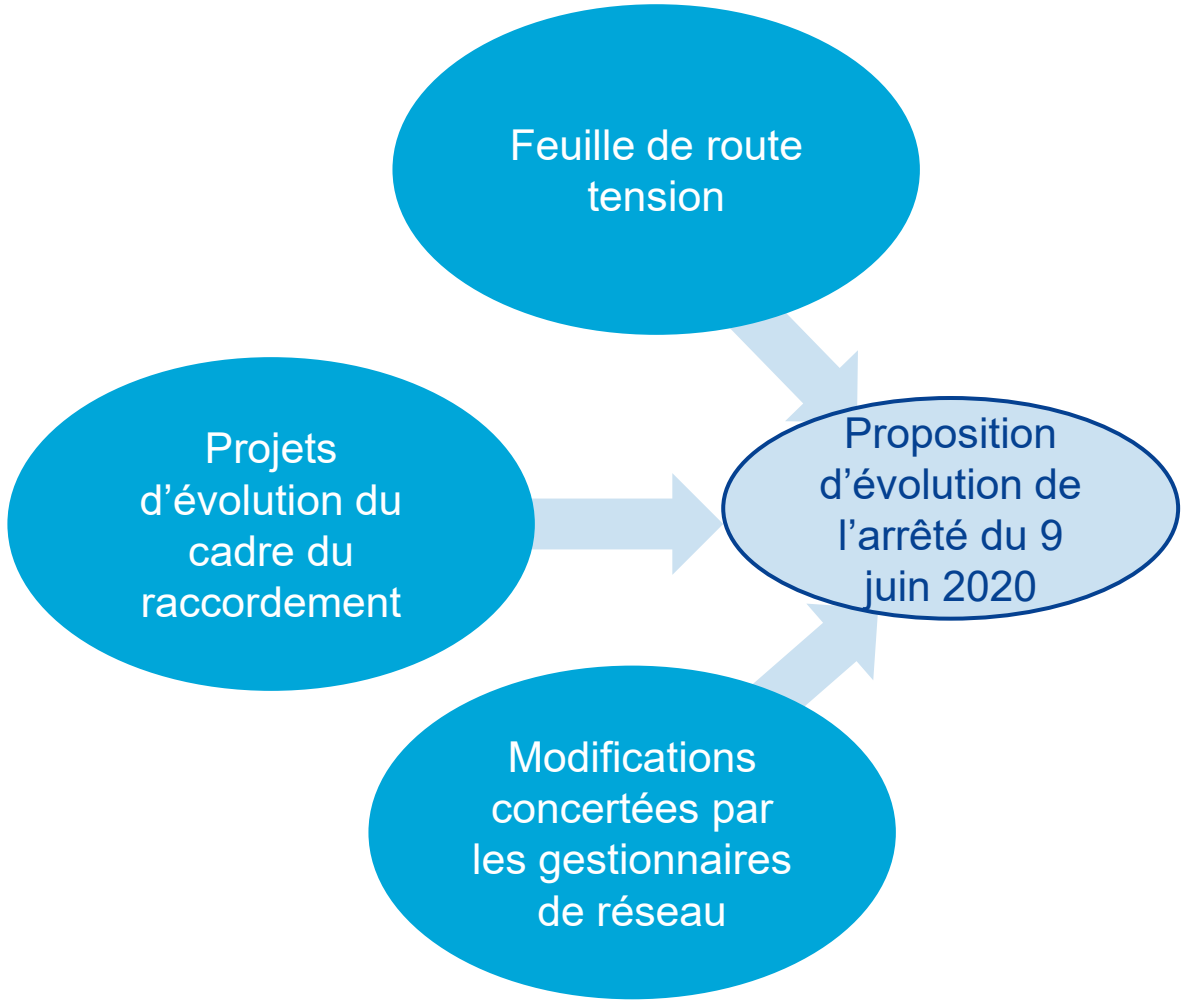
- → Des évolutions de l'encadrement des conditions techniques de raccordement ont déjà été annoncées dans le cadre du GT des producteurs / stockeurs

Vers une proposition de modification de l'AT2020

→ **Les GR ont la mission de proposer les évolutions des exigences d'application du code RfG**

→ **Selon l'article 7 du code RfG,**

« Les exigences d'application générale à établir par les gestionnaires de réseau compétents […] en vertu du présent règlement sont soumises à l'approbation de l'entité désignée par l'État membre et sont publiées. »



Cartographie des thèmes de concertation

P+S | EXPLOIT1 | RPT/RPD

Ramping ✗

Concerté par la DGEC dans le cadre d'une instance ad hoc; concert. Octobre vu du 8/9

C | BO1 | RPT

Réglage U Conso ~

Sujet à approfondir avant de s'assurer de sa maturité

C | RACC2 | RPT

Dérog. Uref conso ✓

C | RACC1 | RPT

Modif. Subst. conso ✓

P EnR | EXPLOIT2 | RPT

Compensation statique ✓

C | BO1 bis | RPT

Robustesse Conso (not. data centers) ✓

P offshore | RACC5 | RPT

Diagramme PQ en mer ✓

P+C | RACC4 | RPT

1DJ ✓

P+S+C | RPD

Sujets ENEDIS

Concerté par ENEDIS

P EnR + S | EXPLOIT3 | RPT

Grid forming ~

Demander leur avis aux acteurs en l'absence de maturité suffisante

P EnR + C | RACC8 | RPT

Harmoniques ✓

P offshore | RACC6 | RPT

Régime de neutre Racco, HVDC offshore ✓

Etapes clés et mode opératoire de concertation

→ **Vous donner la parole dès aujourd'hui sur vos attentes et premiers retours**

→ **mi septembre : envoi des propositions précises de RTE aux producteurs / stockeurs**

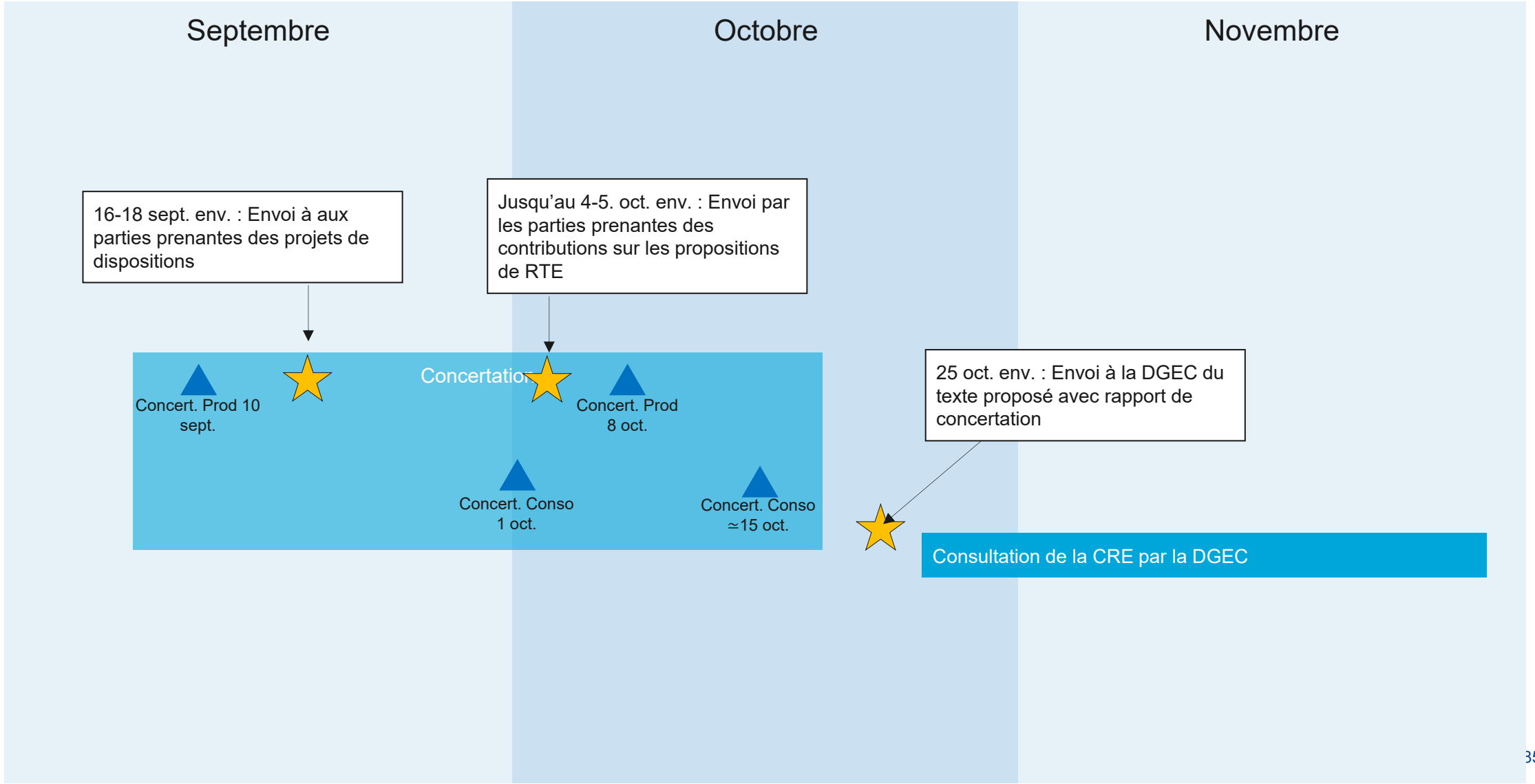
→ **Jusqu'au 4-5 octobre : envoi des avis / retours / réponses des producteurs / stockeurs à RTE**

- → Avis sur la formulation proposée
- → Et retour qualitatif sur la capacité des nouvelles installations à répondre aux exigences envisagées
- → À quelle échéance, pour quelles conditions de coût, selon quelles modalités de mise en œuvre, etc.

→ **Réunion de concertation du 8 octobre : discussions au sein du GT sur les retours, commentaires supplémentaires**

→ **Avant la fin du mois d'octobre : possibilité d'une transmission conjointe de RTE et d'Enedis d'une proposition de modification de l'arrêté du 9 juin 2020**

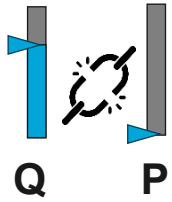
Vision RTE du rétroplanning du projet



Annexe : reprise des thèmes présentés le 21 juillet 2026

Exploiter la capacité de fonctionnement en compensation statique des producteurs EnR

Les acteurs peuvent contribuer au réglage de la tension via la compensation statique ou synchrone



La compensation synchrone ou statique est un service de réglage de la tension (fourniture ou absorption d'énergie réactive) alors que le moyen de production est à l'arrêt (ne produit pas d'énergie active). Les machines ou onduleurs peuvent injecter ou absorber de l'énergie réactive en soutirant de l'actif.

Il s'agit d'un **service optionnel** fourni par le producteur contre une **rémunération complémentaire** encadrée par les règles Services Système tension (SSY-U).

Statique

- Réglage de la tension est effectué à partir d'équipements à base **d'électronique de puissance** non synchrones



Synchrone

- Groupes dont **l'alternateur synchrone** fonctionne en mode moteur quand ces moyens sont sollicités



La proposition de RTE

Exiger des futurs parcs EnR qu'ils disposent de la capacité à faire de la compensation statique

→ Via une mise à jour de l'AT 2020 article 41

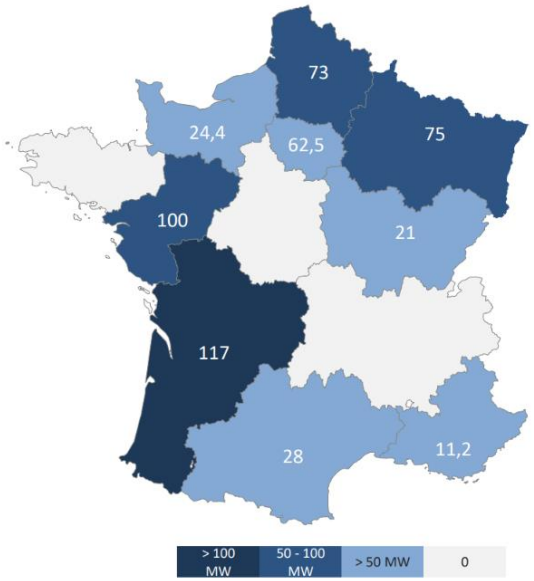
Rendre obligatoire la mise à disposition des capacités de compensation statique à RTE

→ Via signature de l'annexe 5 du contrat SSY U

Des expérimentations en cours

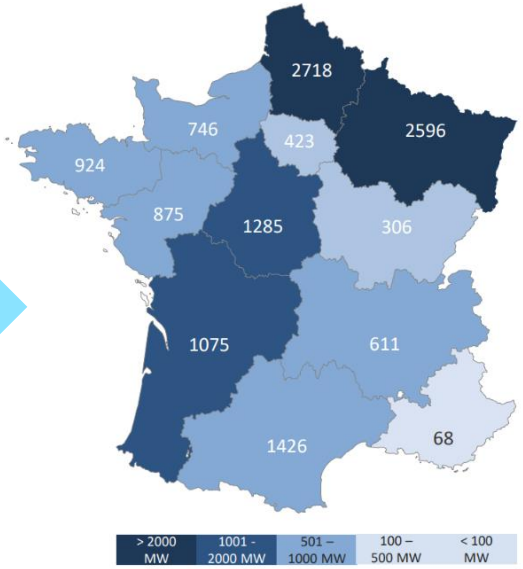
- Expérimentation en cours dans le sud ouest sur des parcs éolien et photovoltaïque
- Ces expérimentations permettent de disposer d'un levier supplémentaire pour régler la tension
- Ces expérimentations sont accessibles à tous les acteurs qui peuvent proposer des capacités d'absorption supplémentaires aux capacités contractualisées
- Ces expérimentations sont éligibles à une rémunération

Faire participer les stockeurs au réglage de la tension



Puissance installée RPT (en MW)

0,5 GW



Puissance en file d'attente RPT (en MW)

13 GW

La proposition de RTE

- **La mise à disposition de des capacités de réglage de tension des stockeurs est déjà incluse dans la DTR, RTE souhaite l'inscrire dans l'Arrêté Technique 2020**

→ via modification en ajoutant « stockeur » à l'exigence qui existe actuellement pour les producteurs

Cet ajout permet d'harmoniser les demandes entre les différents acteurs alors que la part des stockeurs dans le mix va considérablement augmenter dans les années à venir

- **RTE souhaite également rendre obligatoire l'adhésion aux règles services systèmes tension des stockeurs**

- **x2 sur les demandes de raccordement de projet batterie depuis 2022**
- **Un type d'actif flexible, récent et géographiquement réparti sur l'ensemble du territoire**

Exploit 3

Bénéficier des capacités de Grid forming pour contribuer à la stabilité du réseau

Grid following vs Grid forming

- La part des centrales de production raccordées au réseau par électronique de puissance augmente rapidement
- Les onduleurs Grid following (le plus représenté actuellement) suivent le réseau pour synchroniser leurs injections
- Les onduleurs Grid forming peuvent imposer via leur contrôle commande une référence de tension ou de fréquence cela lui permet de contribuer à l'inertie synthétique, au maintien du réseau en cas de perturbation, voire au redémarrage du réseau (black start), fonctions qu'un onduleur Grid following classique ne peut pas assurer seul.

Quels gains pour le système ?

1. Les EnR contribuent à l'amortissement des variations brutales de fréquence via une inertie synthétique
2. Renforce les zones du territoire dans lesquelles il y a peu de machines synchrones
3. Permet d'anticiper les évolutions réglementaires européennes

La proposition de RTE

RTE souhaite recueillir l'avis des producteurs sur leurs capacités en Grid-forming. La mise à disposition de cette capacité permet de renforcer la stabilité du système en renforçant les capacités de stabilité des EnR

Le grid-forming fait partie des obligations récentes pour les installations de stockage

Autres évolutions

Modification en cours

- **Emissions de courants harmoniques (art. 15)**

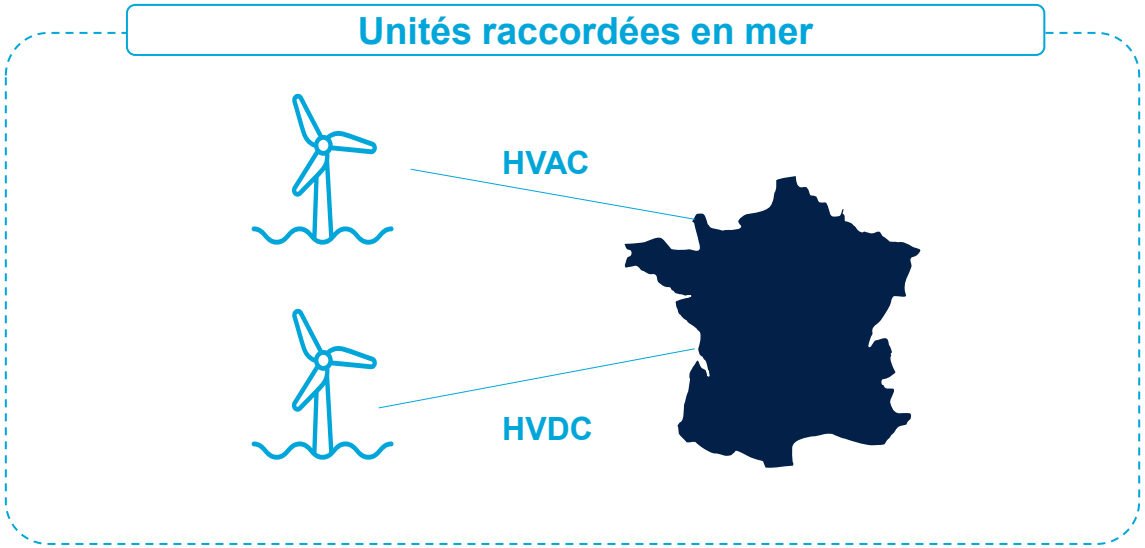
  - ✓ Evolution de la formulation pour améliorer la compréhension après de nombreux retours durant le processus de raccordement : la puissance à considérer sera celle de l'installation, et non la puissance de court-circuit, avec une homogénéisation des seuils pour tous les niveaux de tension.

- **Sur la protection des ouvrages (art. 11, 12, 13 et 107, 108)**
  - ✓ Raccordement à 2 disjoncteurs pour tout type d'installation (production, stockage et consommation). Cette évolution réglementaire vise à aligner l'ensemble des raccordements sur un standard technique unique. Elle permettra de disposer d'une architecture de raccordement plus robuste et plus simple à exploiter.

  - ✓ Extension de la dérogation actuellement réservée aux installations dont le point de raccordement en HTB1 est situé en mer — permettant de fixer le potentiel de neutre sur le réseau public d'électricité — à l'ensemble des raccordements situés en mer, à tout niveau de tension HTB.

  - ✓ Harmonisation des articles relatifs à la protection des ouvrages de raccordement des producteurs et des consommateurs.

Diagramme PQ des unités raccordées en mer



- **Pour les liaisons HVAC**
  - ✓ Permet de ne pas surdimensionner les câbles de raccordement
- **Pour les liaisons HVDC**
  - ✓ Pour adapter le raccordement au dimensionnement des stations de conversion

La proposition de RTE

Rendre l'AT 2020 cohérent avec les dispositions européennes prévues dans RfG pour les unités raccordées en mer

Via modification de l'article 41 IV, pour donner à RTE la possibilité de modifier les diagrammes P,Q des unités raccordées en mer

Merci !