Le réseau de transport d'électricité

Insertion opérationnelle des EnR

Commission Accès au Réseau – 1/12/2021

Copyright RTE – 2021. 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

Insertion opérationnelle des EnR

1. Bilan des écrêtements de production EnR sur la période Janvier – Septembre 2021
2. Solutions d'écrêtements de production - Modulation « automatique »
3. Processus post temps-réel suite à l'activation d'écrêtements de production EnR
4. Méthodologies de calcul de l'ENE (Energie non évacuée) pour le PV
5. Evolutions du cadre contractuel

1 Bilan des écrêtements de production EnR sur la période Janvier – Septembre 2021

Bilan Janvier à juin 2021 : Accroissement du volume des écrêtements lié au dimensionnement optimal

Dimensionnement Optimal entre janvier et juin 2021 :

- **26 des 171 demandes RTE mises en œuvre sont pour le Dimensionnement Optimal.**

  ENEDIS : **22** demandes RTE > ENEDIS traduites par **199** demandes ENEDIS > Prod HTA

  ELD : **4** demandes RTE > ELD

  HTB : non concerné

- **Parmi ces 26 demandes, 10 sont faites par automate**
  (Activations de NAZA des 17 et 20 juin 2021)

  ENEDIS : **7** demandes RTE > ENEDIS traduites par **35** demandes ENEDIS > Prod HTA

  ELD : **3** demandes RTE > ELD

- **Calcul ENE/I proposé par ENEDIS :**

  Pour les 199 demandes ENEDIS > Prod HTA

  ENE= (Pmax – Plimite ENEDIS)*durée_ENEDIS * facteur de charge de la filière corrigé d'après 1er éléments de REX de 2020

  ENE [janvier → juin 2021] = entre 3 et 5 GWh

Dimensionnement Optimal : des zones plus nombreuses en 2021

Nota : ces demandes sont fortement liées au « IST été » et donc concentrées principalement entre mai et octobre.

Evolution entre 2020 et 2021 :

Été 2020 : 6 zones réellement en contrainte (dont la zone de Melle, équipée d'un automate NAZA)

Eté 2021 : 14 zones réellement en contrainte (dont la zone de Melle, équipée d'un automate NAZA)

Zones identifiées en amont début 2021 :

6* zones identifiées en amont **et** réellement en contrainte (12 demandes effectives)

9 zones identifiées en amont **mais** sans besoin de limitation effective

7 zones **non** identifiées en amont **mais** en contrainte (16 demandes effectives)

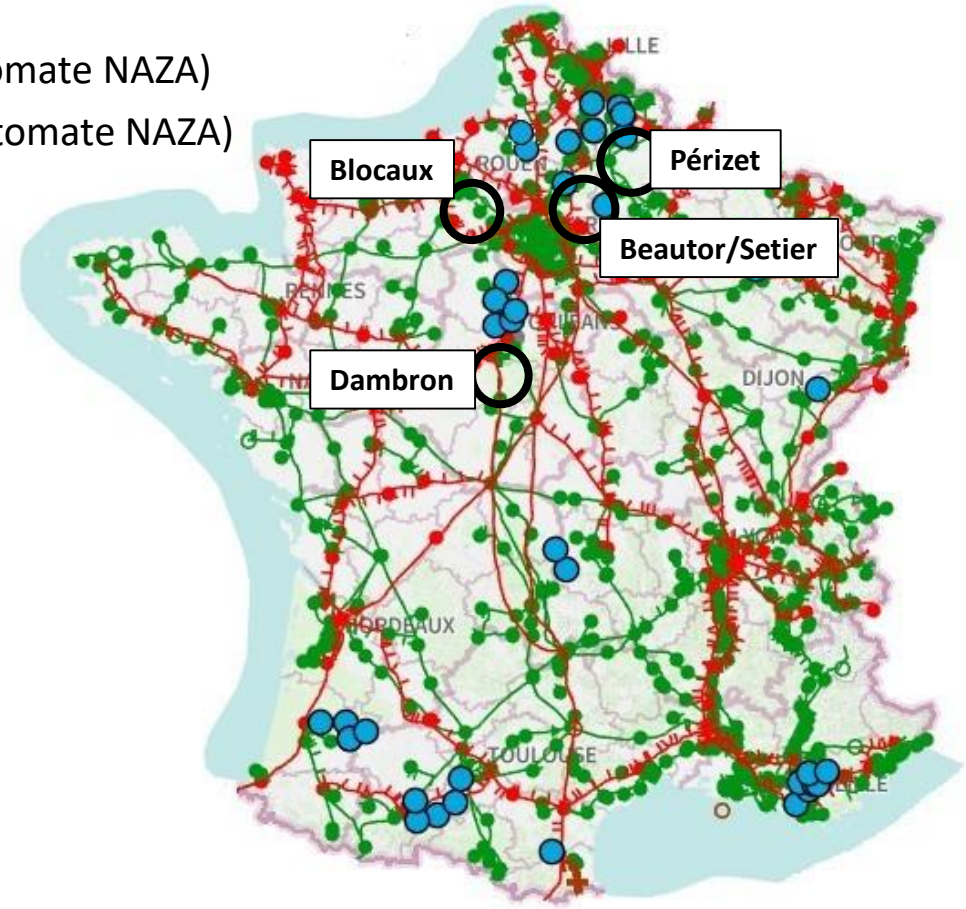
Zones les plus impactées en 2021 :

Beautor/Sétier (identifié en amont)

Blocaux

Dambron (identifié en amont)

Périzet (identifié en amont)



(*) hors zone de MELLE

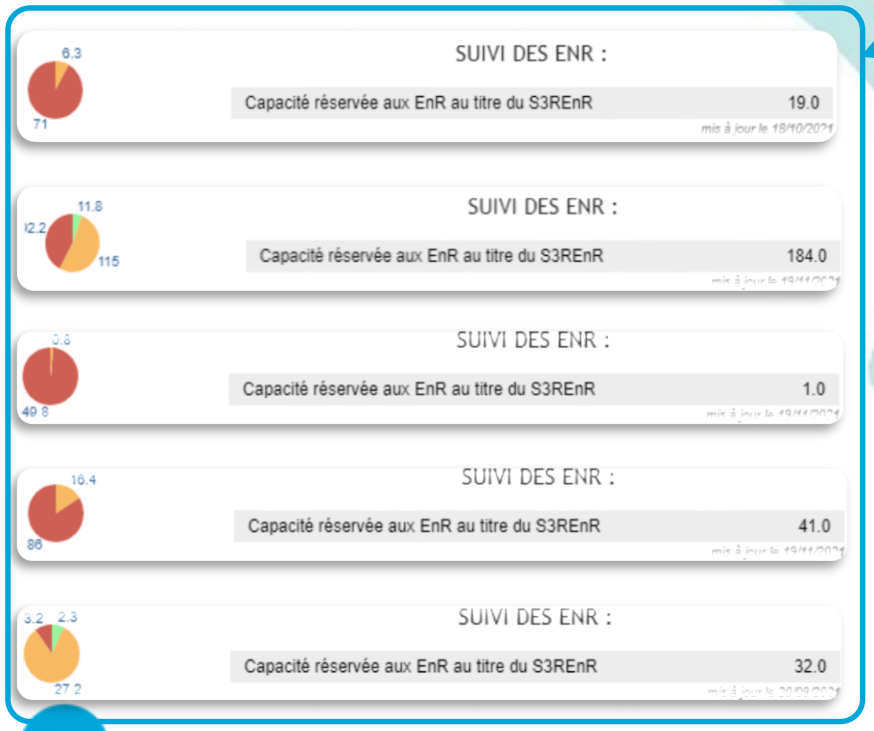
Des besoins cohérents avec les taux de saturation des S3REnR

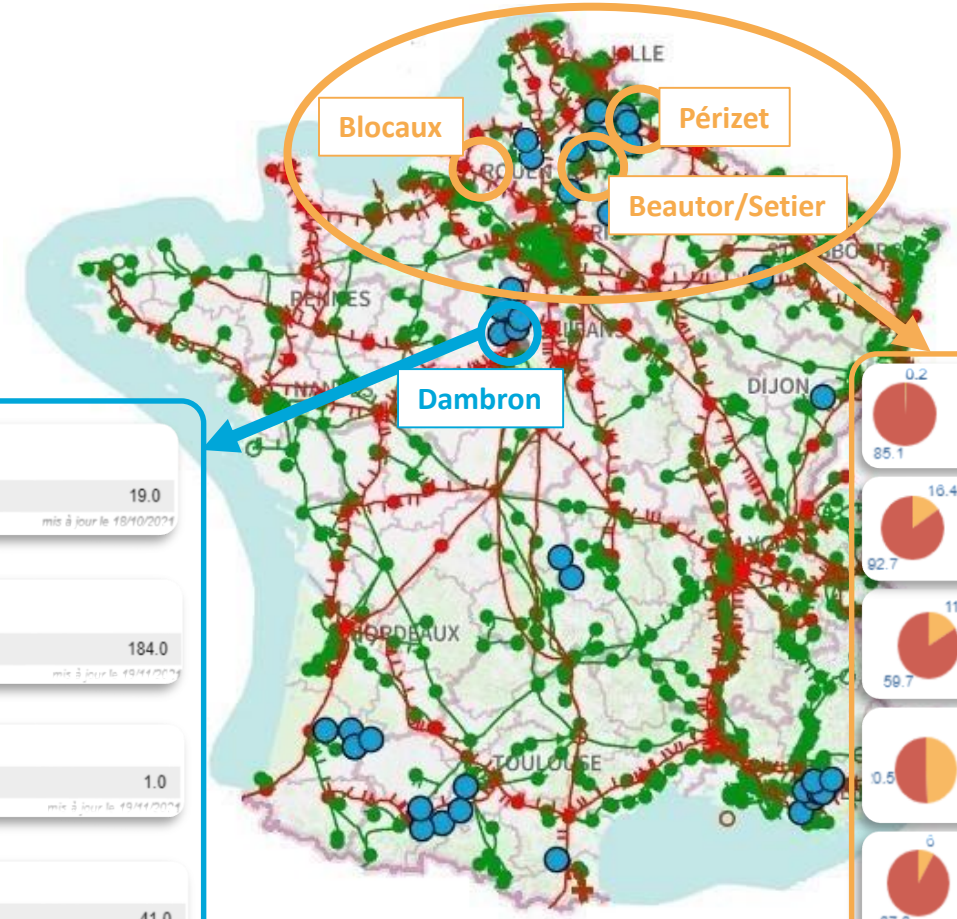
S3REnR Centre Val de Loire

Taux d'affectation des capacités réservées : 87%

Sur la zone de Dambron

la quasi totalité de la capacité réservée a été affectée et il n'y a pas travaux prévus au S3REnR.





Légende

- Capacité d'accueil réservée au titre du S3REnR qui reste à affecter
- Puissance des projets EnR en développement
- Puissance EnR déjà raccordée

S3REnR Hauts-de-France

Taux d'affectation des capacités réservées : 81%

Sur les zones de Blocaux, Périzet et Beautor/Setier

La totalité de la capacité réservée a été affectée. Des travaux sont prévus au S3REnR dans la zone de Sétier, et dont une partie doit être mise en service à horizon 2023.



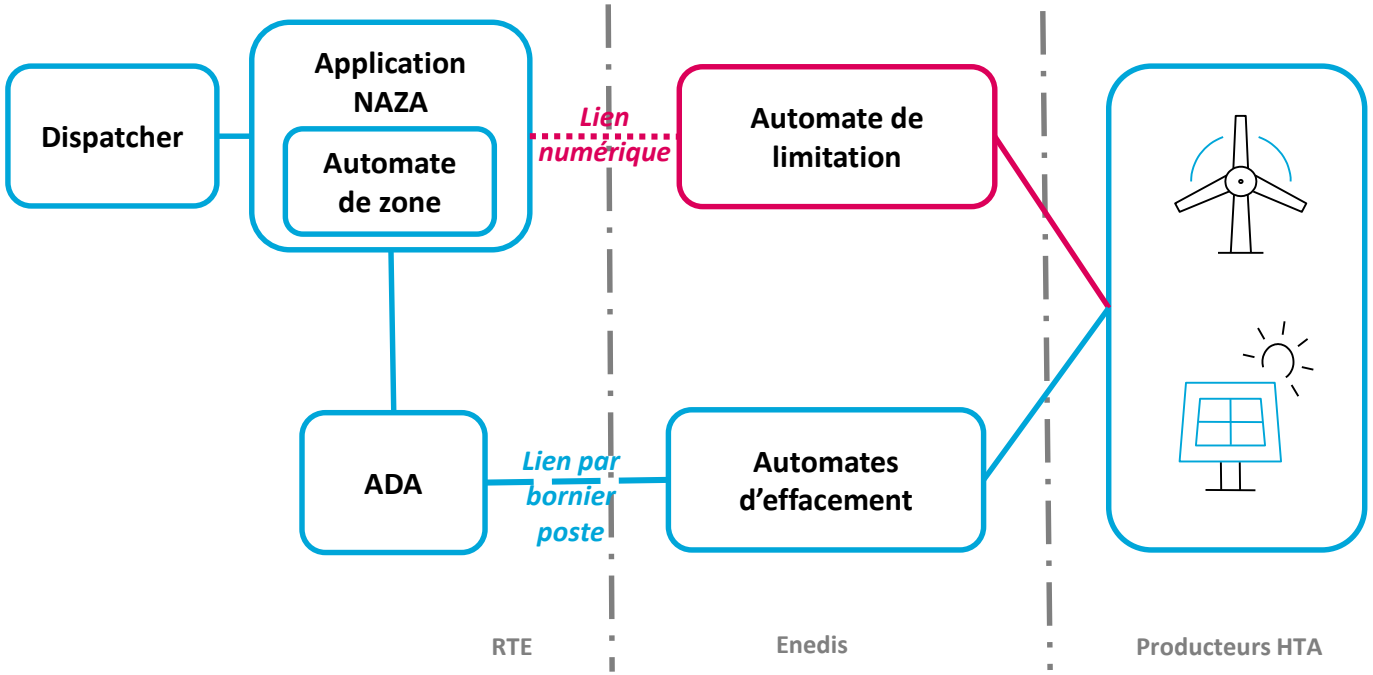
2 Solutions d’écrêtements de production - Modulation « automatique »

Une première expérimentation concluante de modulation de production HTA avec Enedis sur la zone de Melle Longchamp

- Les 21 et 22/10 : RTE et Enedis ont réalisé des tests de bout en bout [RTE ⇔Enedis ⇔ parcs] avec succès
- Tests visant à vérifier l'intégralité de la chaine SI.

- Pas de tests de limitations réelles faute de vent

Architecture actuelle de la zone Melle Longchamp



Prochaines étapes :

Essais avec des limitations effectives pour observer la dynamique de réponse

Des échanges techniques avec les producteurs et les GRD en 2021 et 2022 avant une consultation écrite prévue en 2022

En 2021 :

Multiplication des échanges avec les acteurs pour concevoir des solutions techniques en adéquation avec les différents acteurs de l'écosystème

- De **nombreux échanges avec Enedis** pour mettre en œuvre des solutions de modulation « automatique »
  - *Poursuite des échanges réguliers RTE-Enedis sur le sujet*
- Des **échanges avec quelques ELD en S1 2021, un élargissement prévu fin 2021**
  - *Ateliers avec les ELD autour des sujets « Besoin cible/ Solutions d'écrêtements/Données » prévu le mardi 30/11/21*
- Des **échanges techniques RTE-GRD-Producteurs** sur la modulation (Délai d'application d'un signal RTE, fréquence d'envoi des signaux par RTE, …) dans le cadre d'un GT technique
  - *Nouvelles dates à prévoir avec ce GT afin d'échanger notamment sur la thématique de la reprise de service.* Contact : gaetan.desquilbet@rte-france.com
  - *En 2022 : réalisation d'une consultation écrite dans le cadre de la CAR sur ces sujets de modulation, faisant suite à une demande lors des GT technique menés en juillet 2021*

GT techniques de l'été 2021 : la réactivité des parcs éoliens et PV est hétérogène

2 réunions se sont tenues les 18 et 21 juin 2021, réunissant 20 participants : RTE, 3 distributeurs, 3 syndicats de producteurs ENR, plusieurs producteurs et deux constructeurs d'éoliennes.

Les réponses obtenues sont suffisantes pour permettre à RTE de poursuivre le développement des automates de zone :

- Le temps nécessaire à un **parc éolien** pour mettre en œuvre une consigne envoyée par TVC est de **30 s** au maximum, pour les parcs mis en service après 2010.
- Pour les **parcs photovoltaïques**, il est **inférieur** à la **seconde**.
- L'intervalle de temps minimal entre deux consignes est d'environ une seconde pour les parcs photovoltaïques et 30 secondes environ pour les parcs éolien. En effet, dès qu'une valeur de consigne est atteinte, celle-ci peut changer, sauf lorsqu'il s'agit d'ordres d'arrêt urgent.
- Certains parcs suivent une consigne analogique : cela ne pose pas de souci.

Prochaines étapes

- **Une consultation écrite auprès des parties prenantes afin de disposer de réponses plus précises**
- **Une description technique des automates et des conditions de leur activation**

3 Processus post temps-réel suite à l'activation d'écrêtements de production EnR

RTE en 2021 : Mise en place d'un processus et d'un outil pour tracer les informations associées aux demandes de limitations

Quoi ?

- Un outil de trace plus complet chez RTE depuis février
- Un processus permettant d'assurer un **suivi de l'ensemble des demandes de limitation réalisées par RTE** aux producteurs HTB ainsi qu'aux GRD, et des informations associées à ces écrêtements de production (Durée, clients/postes concernés, motifs de la demande, …)
- Une **collaboration avec Enedis** dans la continuité de ce processus afin d'avoir une vision des écrêtements de parcs HTA raccordés au réseau Enedis

Pourquoi ?

- Garantir la **bonne réalisation des processus post temps-réel** comme le suivi des quotas ou l'indemnisation (si indemnisable)
- Être en mesure de **faire des bilans** sur ces sujets en donnant des éléments chiffrés

Et après ?

- Continuer de progresser sur ces processus, dans une logique **d'amélioration continue**
- **Echanger avec les ELD** pour assurer un processus similaire et une bonne trace des écrêtements concernant les producteurs HTA raccordés à des ELD : un atelier prévu le vendredi 3/12/21 pour échanger sur les thématiques « traçabilité indemnisation/Lien avec les mécanismes de marchés »
- Anticiper l'augmentation du nombre d'écrêtements de production en cherchant à **automatiser** ces processus
- Expérimenter des outils sur ces sujets, notamment avec **l'expérimentation STAR** prévue en 2022

RTE en 2021 : Mise en place d'un processus et d'un outil pour être proactif sur l'indemnisation des producteurs HTB

Quoi ?

- Un 1er outil RTE pour **estimer l'ENE** suite à un écrêtement, basé sur la **méthode des K plus proches voisins**, utilisé pour les écrêtements de parcs HTB
- Un processus permettant d'**informer mensuellement les producteurs HTB** lorsqu'ils sont écrêtés et de leur proposer une valeur d'ENE

Pourquoi ?

- Estimer pour les producteurs HTB l'ENE associée à un écrêtement de production et rendre RTE **pro-actif** en proposant à ses clients un montant à indemniser pour les écrêtements requérant une indemnisation
- Être en mesure de **faire des bilans en termes d'énergie écrêtée** notamment concernant le dimensionnement optimal

Et après ?

- Continuer de progresser sur ces processus, dans une logique **d'amélioration continue**
- Anticiper l'augmentation du nombre d'écrêtements de production en cherchant à **industrialiser** ces processus autour de l'indemnisation

Des discussions en cours avec Enedis sur le processus d'indemnisation lors d'écrêtements de producteurs HTA pour besoin RTE

Quoi ?

- Des discussions sont **en cours avec Enedis** afin de stabiliser un processus d'indemnisation pour les écrêtements indemnisables
- **Lancement de discussions avec les ELD** sur le sujet prévu dans le cadre de l'atelier du 03/12/21 « traçabilité indemnisation/Lien avec les mécanismes de marchés »

Pourquoi ?

- Être en mesure de **suivre l'ENE et les coûts associés aux écrêtements de production pour besoin RTE**
- Être en mesure de **rembourser les GRD** suite à l'indemnisation de producteurs HTA par ces derniers pour des besoins RTE
- Être en mesure de **faire des bilans en termes d'énergie écrêtée** notamment concernant le dimensionnement optimal

Et après ?

- Stabiliser le processus sur le sujet avec Enedis, puis continuer de progresser sur ces processus, dans une logique **d'amélioration continue**
- Avancer avec les ELD sur le sujet
- Anticiper l'augmentation du nombre d'écrêtements de production en cherchant à **industrialiser** ces processus autour de l'indemnisation

4 Estimation de l’énergie non évacuée

Rappel des méthodologies pour évaluer l'ENE des parcs éoliens

Méthodes pour calculer l'ENE des parcs éoliens

Plusieurs temps d'échange ont eu lieu en S1 2021 sur les méthodologies pour calculer l'ENE

- En CAR
- En GT PRODUCTEURS
- En GT GRD

2 méthodes jugées pertinentes :

- La méthode des rectangles pour les écrêtements de courte durée
- La méthode par corrélation des K plus proches voisins

Quelques questions restent à instruire :

- Perfectionnement des méthodes : prise en compte des arrêts ou écrêtements des parcs pour le calcul de l'ENE dans le cadre de la méthode K plus proches voisins,….
- La durée d'écrêtement maximale pour la méthode des rectangles

Méthodes pour calculer l'ENE des parcs PV

Lors des échanges sur les méthodes pour l'éolien, il a été demandé de procéder de même et donc de faire une évaluation des différentes méthodes existantes concernant le PV.

Méthodologies pour évaluer la courbe de référence pour les parcs PV : vers l'introduction d'une nouvelle méthode pour ce productible ?

Les mêmes méthodes que pour l'éolien ont été étudiées par RTE pour la filière photovoltaïque. Cependant, la méthode des rectangles simple souffre d'un biais.

Introduction d'une nouvelle méthode : méthode de prévision par persistance intégrant le cycle diurne

Une méthode similaire à la méthode des rectangles a été intégrée à l'étude, elle prend en considération la variation infra-journaliere « normale en cloche » de la centrale.

Dans le cadre de l'étude, le cycle diurne est estimé par mois (12 profils journaliers « moyens » par parc) mais RTE propose que ce profil soit ré-estimé à chaque écrêtement à partir de la production des jours alentours (-15j à +15j par exemple).

Méthodologies pour évaluer la courbe de référence dans le cadre du PV : la méthode des K-Plus proche

- La **méthode rectangle simple ne semble pas adaptée** à la filière photovoltaïque, contrairement à la filière éolienne.

- La **méthode de prévision par persistance intégrant le cycle diurne fournit de bons résultats pour les écrêtements de très courte durée**. Cette méthode peut encore être perfectionnée pour prendre en compte le profil « moyen » attendu au moment de l'écrêtement (calcul sur une période glissante). Cette méthode ne peut pas être utilisée si la production avant écrêtement est nulle.

- **La méthode des K plus proches voisins géographiques présente de très bonnes performances pour toutes les durées d'écrêtements.**
- Des études sont menées pour mieux apprécier les écarts de résultats entre les deux méthodes et voir la pertinence d'en utiliser deux (ratio complexité/efficacité).

Estimation de l'ENE : concertations à poursuivre en GT sur le sujet

2 enjeux majeurs sur le sujet :

- Disposer de méthodologies transparentes et partagées avec les acteurs : les méthodes de calcul de l'énergie non évacuée seront détaillées dans la Documentation Technique de Référence de RTE
- **Rechercher un optimum entre justesse du calcul et simplicité opérationnelle** dans le choix des méthodes utilisées pour évaluer l'ENE suite à des écrêtements de production EnR

Prochaines étapes

- Poursuite des travaux sur les méthodologies pour l'éolien et le photovoltaïque afin de lever les questions encore en suspens
- Poursuite de la concertation en GT GRD et GT producteurs

5 Evolutions du cadre contractuel

Ecrêtements des EnR : Des Contrats d'Accès au Réseau mis à jour

Intégration dans les projets de CART Producteur (bilan de consultation en cours) et distributeur (notification à la CRE imminente) des principes de base concernant les limitations de production (HTB/HTA) :

- **Travaux programmés:** modalités de concertation et de planification des demandes en annuel et infra-annuel, clarification du traitement des reports/annulation. Alignement CART GRD – CARD I (modalité de décompte…), clarification du décompte en cas de travaux simultanés GRD/GRT.

- **Limitations temporaires:** modalités de décompte des limitations temporaires préventives (par point de connexion, en minute, pour les périodes associées à de l'ENE),….

- **Limitations pérennes à l'initiative de RTE:** Données échangées et modalités d'indemnisation.
  - Pour le CART P, modalités identiques aux indisponibilité non programmées sur le réseau amont.
  - Pour le CART GRD, reprise des principes de la convention complémentaire au CART Enedis. Référence à la DTR RTE/GRD sur les méthodes de calcul automatique de l'ENE (article DTR RTE à venir).