Le réseau de transport d'électricité

GT Producteurs et Stockeurs

28 février 2024

Présentation externe

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

Actualités

Suivi S3REnR

RFG V2 : planning prévisionnel externe

CART Producteurs : Suite de la concertation sur la gestion des limitations à l'injection

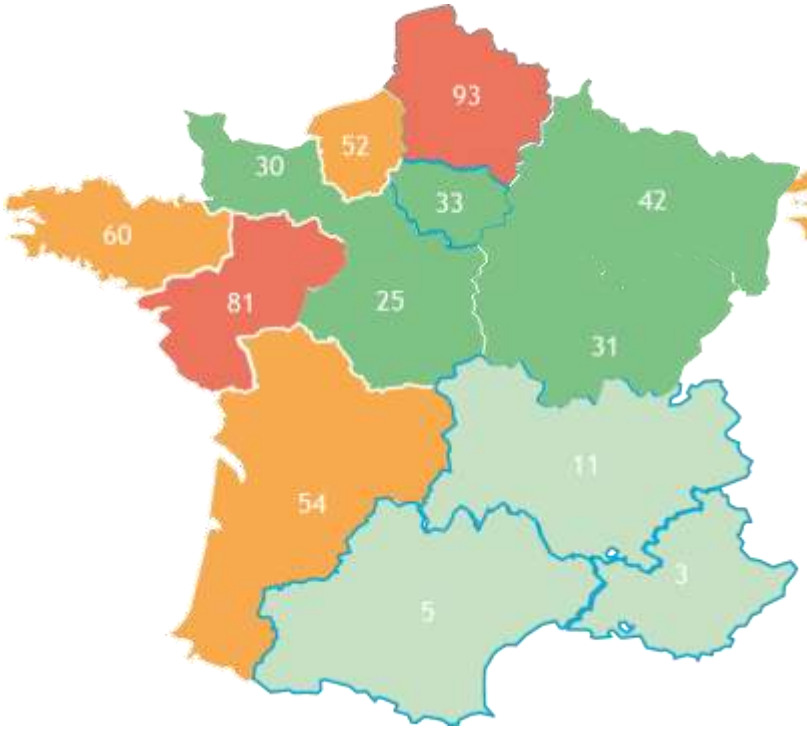
Actualités

1 S3REnR

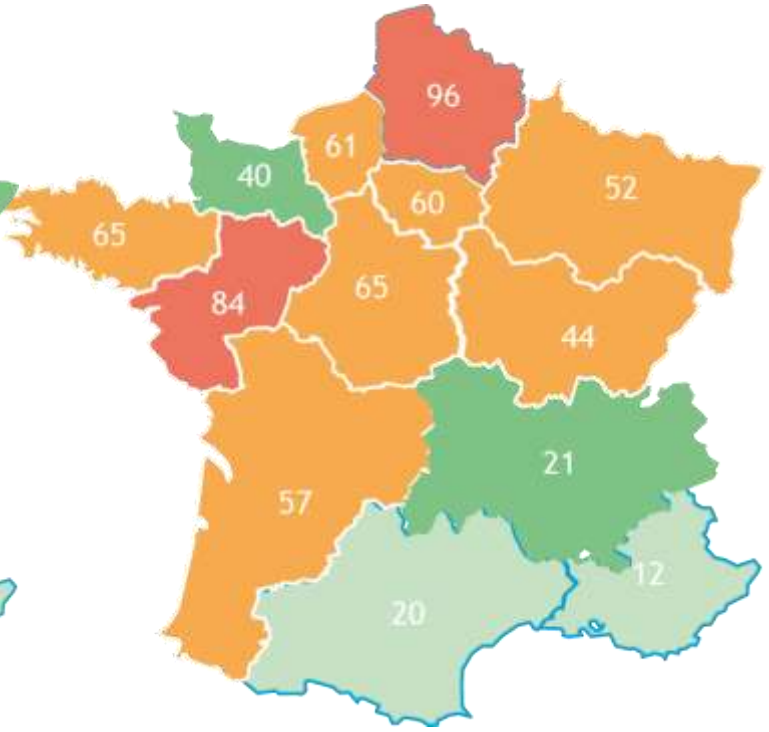
Etat d’avancement des S3REnR

Taux d’affectation des capacités réservées (%)

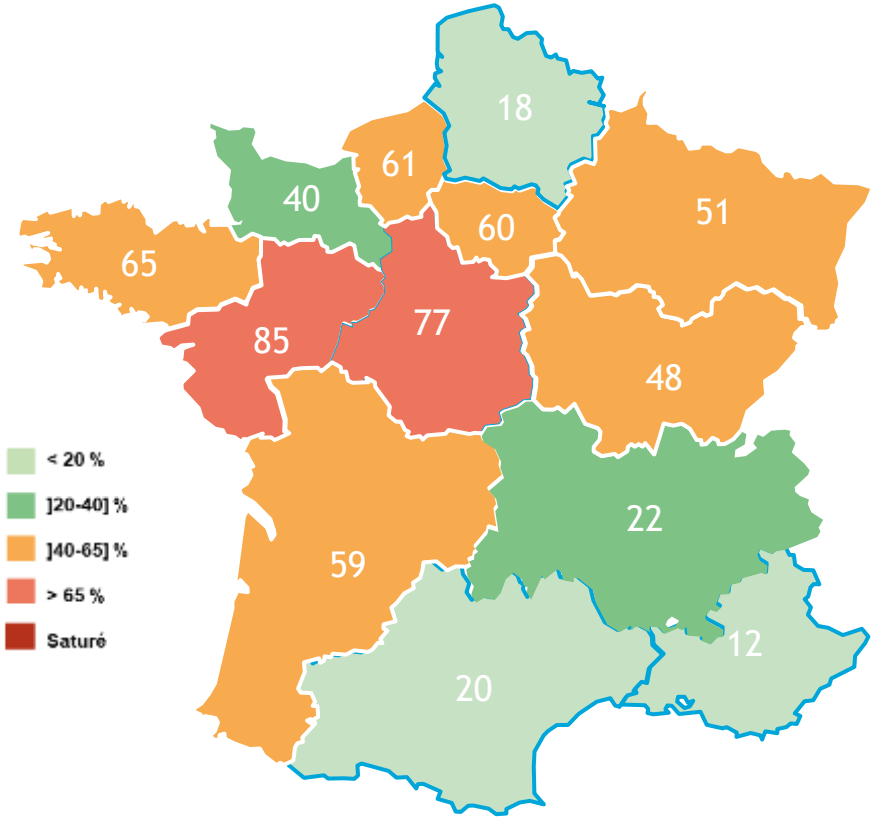
03/2023



01/2024



02/2024



< 20 %
]20-40] %
]40-65] %
> 65 %
Saturé

Adaptations en cours

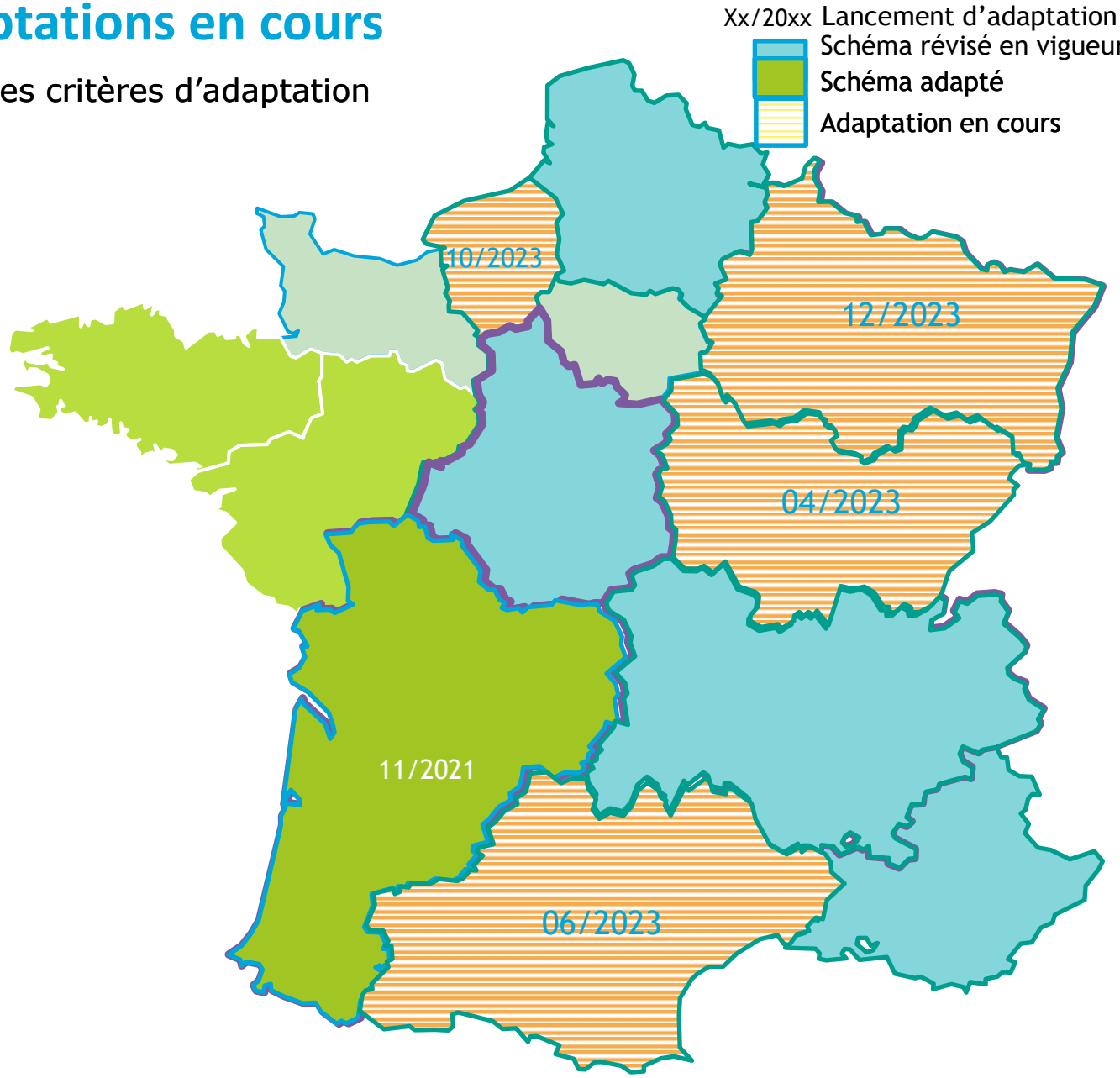
État des critères d'adaptation

<u>Adaptations en vigueur :</u>

Bretagne : Ajout et mutation de TR
Bretagne : Ajout et mutation de TR
Pays de La Loire: ajout Tfo+mutations tfo+renforcements
Nouvelle-Aquitaine: modification d'ourages prévus au schéma
Nouvelle-Aquitaine 2: restructurations de zones

<u>Adaptations en cours :</u>

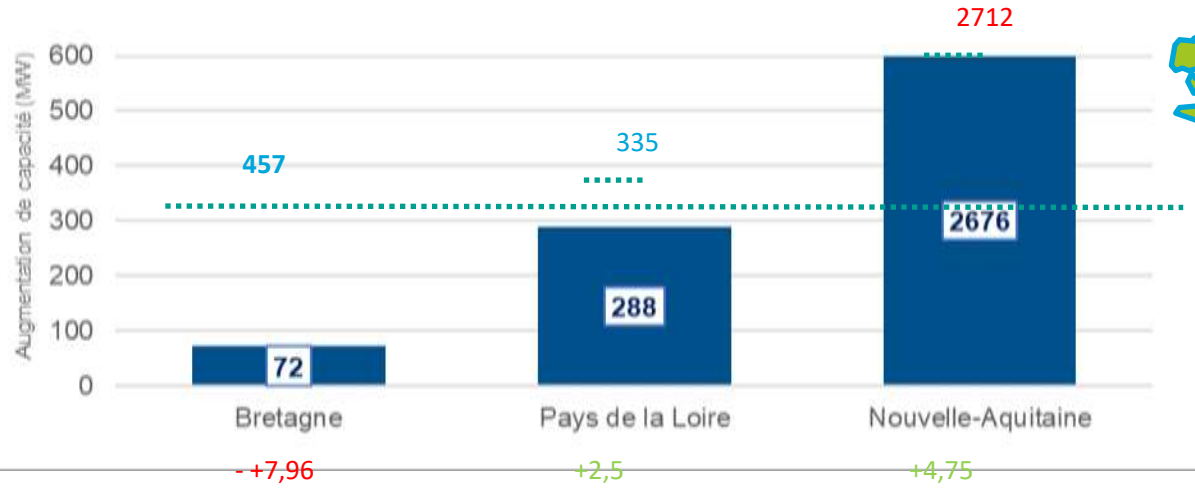
Haute-Normandie: ajout de transformateur et self
Bourgogne-Franche Comté : consistance en cours d'étude
Grand Est: consistance en cours d'étude
Occitanie : consistance en cours d'étude

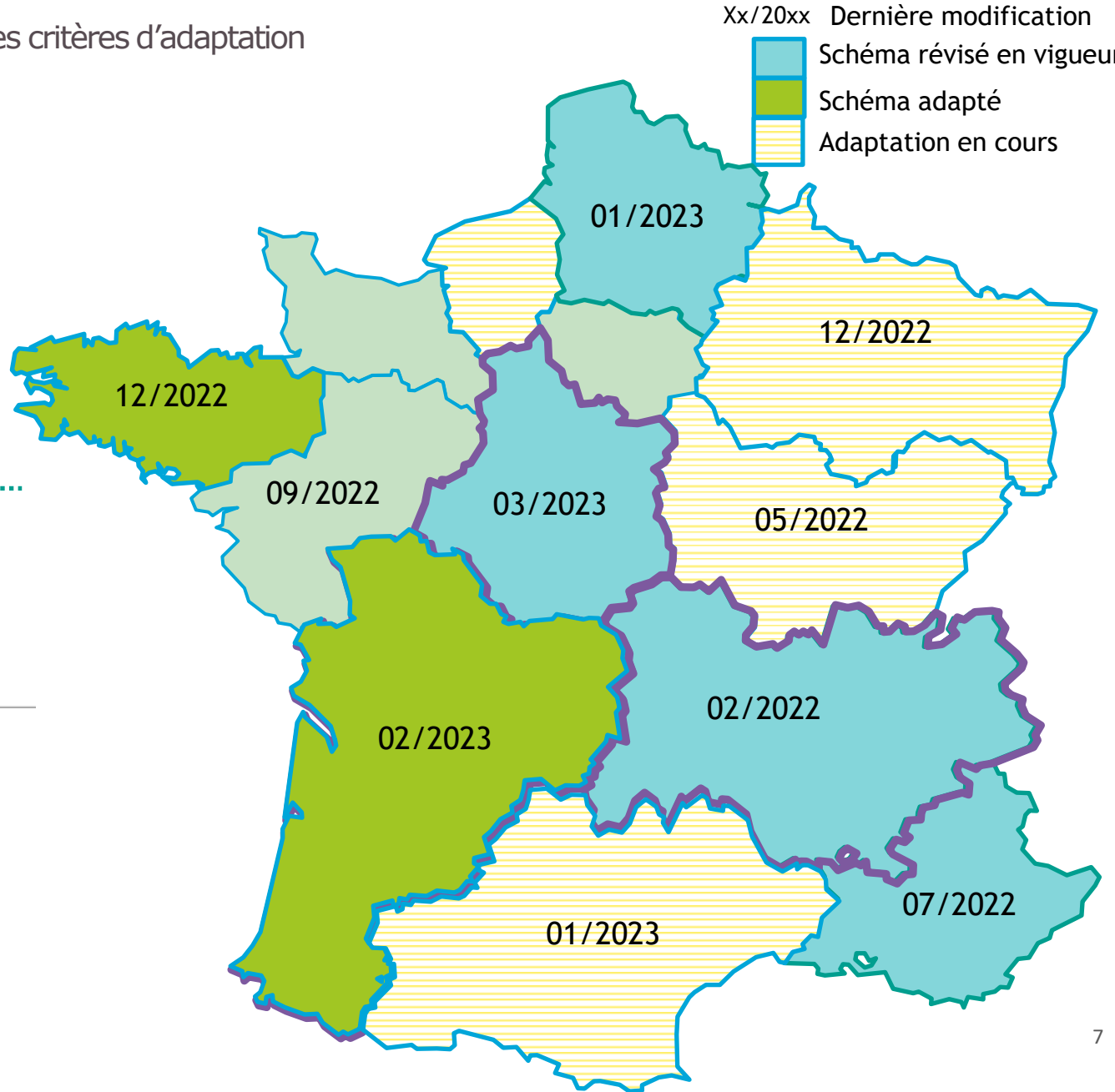


Adaptations

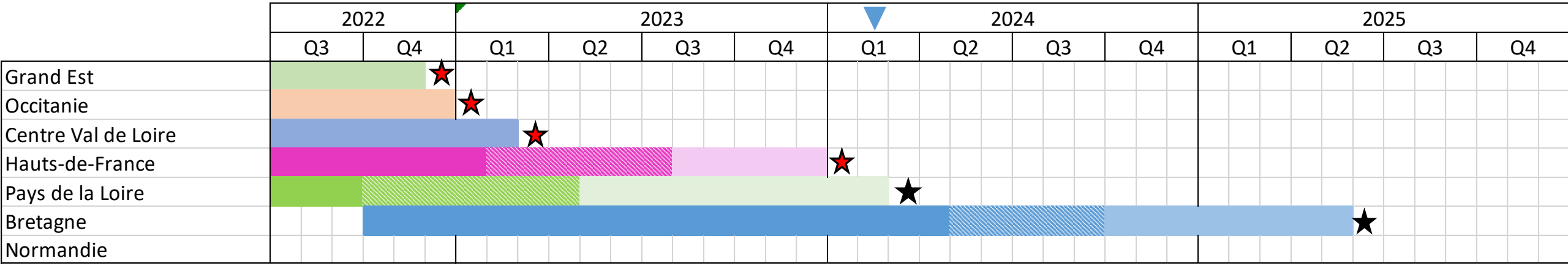
État des critères d'adaptation

Augmentation maximale
par du renforcement





Macroplaning de révision des schémas



Au 27 février 2024

Etudes internes

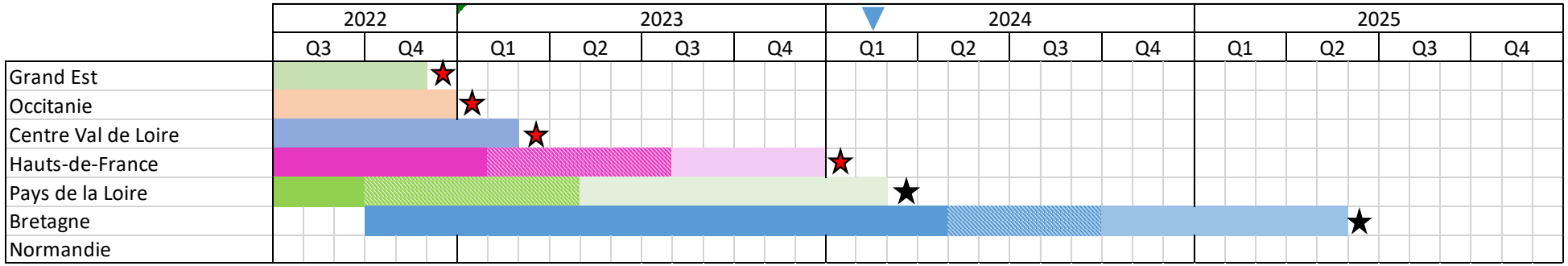
Diffusion à l'externe

Instruction administrative

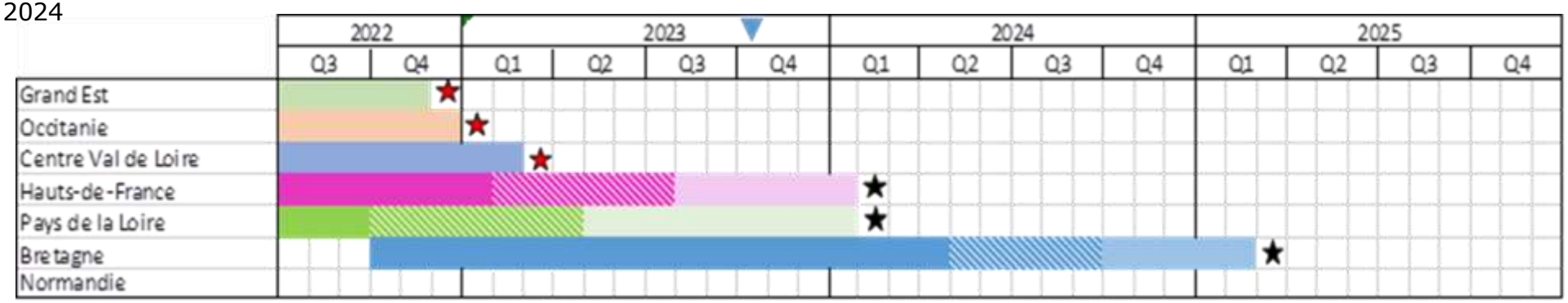
Mise en œuvre du S3REnR

Macroplaning de révision des schémas

Au 27 février 2024



Au 30 janvier 2024



2 Etat d'avancement des travaux européens sur la mise à jour des codes de raccordement RfG, DCC et HVDC

État des lieux

- En septembre 2022, et dans le cadre du « *Grid Connection Stakeholders Committee* » la Commission Européenne a proposé à l'ACER de préparer des mises à jours des codes de raccordement :
  - **RfG** : RÈGLEMENT (UE) 2016/631 DE LA COMMISSION du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité.
  - **DC** : RÈGLEMENT (UE) 2016/1388 DE LA COMMISSION du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation

- L'ACER a publié, dans la même année, une note de cadrage (*Policy paper*) qui précise la consistance de cette mise à jour.

- Les travaux (workshops, concertation et consultation) se sont étalés tout le long de l'année 2023 et se sont soldés par une proposition de texte de l'ACER à destination de la commission européenne en décembre 2023.

- L'ouverture d'une consultation sur le code HVDC est prévue à la fin des travaux du groupe « Expert Group on Connection Requirements for Offshore Systems", le début de la consultation est prévu en 2024.

Enjeux des évolutions du code RfG

Plusieurs GT, pilotés par « *Grid Connection Stakeholders Committee* », ont été lancés afin de préparer ces évolutions, ci-dessous les évolutions notables :

- Homogénéiser le traitement des modifications substantielles à la maille européenne
  - Il s'agit de préciser quelles sont les grandeurs électriques dont l'évolution peut induire une modification substantielle.
  - Elle se traduit par une proposition d'intervalle de valeurs. Au sein duquel une valeur devra être fixée à la maille nationale.
- Clarification des exigences pour les unités de production hydraulique.
  - Préciser que les exigences applicables aux STEP sont valables en mode pompage et en mode turbinage (correspond à l'interprétation actuelle en France).
  - Les unités hydraulique de type vitesse variable sont considérées comme des unités non synchrones.
- Introduction d'exigences sur le stockage (il était exclut nominativement du code RfG V1) et les stations de recharge de véhicules électriques (V2G).
  - RTE a déjà anticipé les exigences pour le stockage, en revanche des adaptations de paramètres pourront être envisagées.
- Introduction d'exigences (ex : FRT) pour les unités de production de type A afin de répondre aux enjeux de la production diffue.

Enjeux des évolutions du code RfG (suite)

- Introduction d'exigences sur le Grid Forming :
  - Cette notion est importante dans le cadre d'un système électrique à forte pénétration d'ENR (ex apporter l'inertie).
  - Les modalités techniques seront détaillées dans un IGD (Guides d'utilisation des codes), les modalités financières sont à instruire (service système, appel d'offre ou autre…)
- Les oscillations forcées
  - C'est principalement pour les parcs éolien offshore.
  - Aujourd'hui la DTR (en France) interdit de telles oscillations.
  - Avec RFG V2, ça sera possible mais elles seront cadrées.
- Homogénéiser les exigences sur le RoCoF
  - Aujourd'hui, chaque pays applique (ou pas) ces propres exigences.
  - Avec RfG V2, des seuils uniques seront applicables à toute la zone synchrone européenne en particulier pour les unités non synchrones (les exigences sont revues à la hausse).
- Clarifier la mise en œuvre des exigences sur les sites mixtes
  - La dérogation en cours d'instruction sera intégrée directement dans le code RfG V2 (nous l'avons donc anticipé en France).

Enjeux des évolutions du code DC

Plusieurs GT, pilotés par « *Grid Connection Stakeholders Committee* », ont été lancé pour préparer ces évolutions, ci-dessous les évolutions notables :

- Homogénéiser le traitement des modifications substantielles à la maille européenne
  - Préciser quelle sont les grandeurs électriques dont l'évolution peut induire une modification substantielle.
  - Proposition d'intervalles avec des seuils à fixer à la maille nationale
- Introduction d'exigences sur le stockage (il était exclut nominativement du code DC V1) et les stations de recharge de véhicules électriques (V1G).
- Introduction d'exigences spécifiques pour certains type d'unités de consommation : Power to Gas (ex : électrolyseurs) et pour les pompes à chaleurs.
  - La partie Power to Gaz a été anticipée en France.
- Clarification sur le temps de la fonctionnalité « délestage fréquencemétrique ».
  - Préciser les délais de mise en œuvre opérationnelle et les précisions de mesures
- Clarifications sur les modèles de simulation.
  - Le modèle dans le domaine fréquentiel n'était pas clairement mentionné

Conclusion

- En décembre 2023, les propositions d'amendements des codes RfG et DC ont été proposées par l'ACER à la Commission Européenne (CE), seule instance européenne habilité à mettre à jours les codes de raccordement. Certains acteurs pourraient encore exprimer leurs réservent sur certaines exigences et donc proposer des changements. À date nous ne savons pas quelle va être la réaction de la CE.

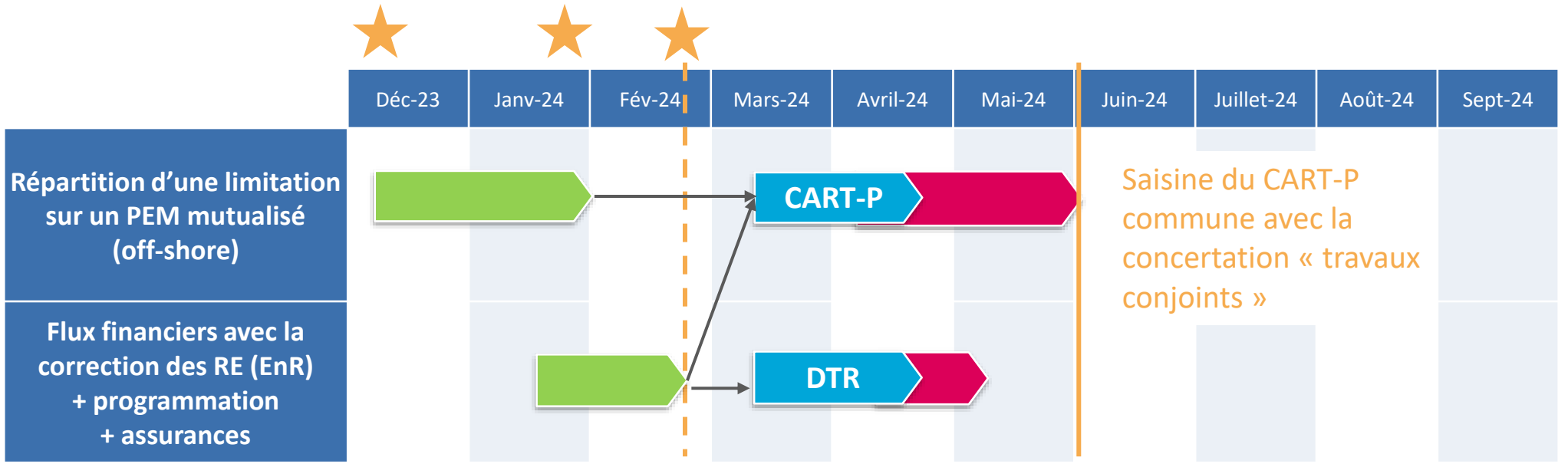
- À date nous n'avons pas d'information concernant le planning de retour de la Commissions Européenne concernant la proposition de l'ACER.

- Des IGDs (Guides d'application des codes de raccordement) seront proposés par l'ENSOE, ils seront aussi concertés avant validation finale ; à date, ils concernent :
  - Grid forming.
  - Oscillations forcées (Forced oscillation).
  - Traitement de certains consommateurs : VE, Power to gaz.
  - Exigences non exhaustives relative au stockage.
  - Délestage fréquencemétrique (LFDD).

CART-P : suite de la concertation

1 Retours sur les GT précédents

Planning de concertation



- Prochaine étape : consultation en mars 2024 (CART-P et article DTR)
- Des propositions d'évolutions du CART-P (limitations off-shore, programmation, assurances) et de l'article de la DTR (flux financiers avec correction RE) ont été envoyées vendredi 23/02/2024
- Entrée en vigueur du nouveau CART dès sa publication dans la DTR de RTE, après son approbation par la CRE

2 Modifications dans l’article 2.7 de la DTR

Article 2.7 de la DTR –Traitement des limitations PV & éolien terrestre

Indemnisation des limitations EnR : éolien et photovoltaïque terrestre

Nouvelle partie décrivant les principes des flux financiers associés à la correction du périmètre du Responsable d'Equilibre

Table des matières

1 Préambule 3
2 Définitions 4
3 Méthodologie d'estimation de l'Energie Non Evacuée 5
3.1 Quantification de l'Energie Non Evacuée 5
3.2 Courbe de Référence utilisée selon les filières 5
4 Description des méthodes d'estimation de la Courbe de Référence 6
4.1 Méthode des trapèzes 6
4.2 Méthode des K-Plus Proches Voisins Géographiques (KPPV Géo) 6
4.2.1 Identification des Installations de Production « candidates » 6
4.2.2 Choix d'une Période d'Apprentissage et d'une Période d'Estimation 6
4.2.3 Eligibilité des installations sélectionnées 6
4.2.4 Conversion en taux de charge 6
4.2.5 Apprentissage de la relation entre les différents taux de charge 7
4.2.6 Validation de la Période d'Apprentissage 7
4.2.7 Calcul de la Courbe de Référence 8
5 Correction du Périmètre d'équilibre 9
5.1 Correction du Périmètre d'équilibre 9
5.2 Eligibilité à la correction du Périmètre d'Equilibre 9
6 Flux financiers subséquents à la correction du Périmètre d'Equilibre garantissant l'indemnisation du Producteur 10
6.1 Cas du Producteur sous tarif garanti d'Obligation d'Achat 10
6.2 Cas du Producteur sous tarif garanti de Complément de Rémunération 11
6.3 Cas du Producteur sans mécanisme de soutien 12
6.4 Tableau récapitulatif des modalités d'indemnisation en cas de correction du Périmètre d'équilibre 13
7 Flux financiers en l'absence de correction du Périmètre d'Equilibre et indemnisation du Producteur 13

3 Modifications dans le CART Producteurs

Evolutions du CART Producteur - Traitement des limitations PV & éolien terrestre

Des modifications de **forme** et des reformulations dans le CART qui ne modifient pas les principes d'indemnisation décrits dans la version actuelle CART

- La nouvelle version du CART va être également adaptée pour prendre en compte le traitement des limitations de producteurs **EnR terrestres (PV/éolien),** en déclinaison des modalités décrites dans l'article 2.7 de la DTR et en lien avec les **Règles de Marché** :
  - La **mise en place de la correction du Périmètre d'Equilibre** du Responsable d'Equilibre des producteurs PV/éolien terrestres → *présenté en GT producteurs du 30/01/2024*
  - La **mise en place des flux financiers** RTE/Client associées à la mise en place de la correction du Périmètre d'Equilibre, notamment pour le **CR** → *présenté en GT producteurs du 30/01/2024*
  - La **prise en compte du préavis de limitation dans le CART** → extension des modalités des Indisponibilités Non Programmées à toute limitation dans le CART

Déplacement de paragraphes et création d'un nouvel article

Version actuelle du CART

QUALITE DE L'ELECTRICITE

7.1 POINT(S) AU(X)QUEL(S) SONT PRIS LES ENGAGEMENTS DE RTE

7.2 ENGAGEMENTS RELATIFS AUX INDISPONIBILITES NON PROGRAMMEES

7.2.1 Information des Parties à la suite d'une Indisponibilité Non Programmée
7.2.2 Indisponibilité Non Programmée provenant du Réseau d'Evacuation
7.2.3 Indisponibilité Non Programmée provenant du Réseau Amont pour les Groupes de Production qui ne sont pas soumis à l'Obligation d'Achat ou au Complément de Rémunération
7.2.4 Indisponibilité Non Programmée provenant du Réseau Amont pour les Groupes de Production qui sont soumis à l'Obligation d'Achat ou au Complément de Rémunération
7.2.5 Bilan annuel

***7.3* ENGAGEMENTS RELATIFS AUX LIMITATIONS A L'INJECTION LIEES AU DIMENSIONNEMENT DU RPT**

7.3.1 Limitations pérennes à la charge de RTE
7.3.2 Limitations temporaires à la charge du client

Nouvelle version du CART

QUALITE DE L'ELECTRICITE

7.1 POINT(S) AU(X)QUEL(S) SONT PRIS LES ENGAGEMENTS DE RTE

7.2 ENGAGEMENTS RELATIFS AUX INDISPONIBILITES NON PROGRAMMEES

7.2.1 Information des Parties à la suite d'une Indisponibilité Non Programmée
7.2.2 Indisponibilité Non Programmée provenant du Réseau d'Evacuation
7.2.3 Indisponibilité Non Programmée provenant du Réseau Amont
7.2.4 Bilan annuel

***7.3* ENGAGEMENTS RELATIFS AUX LIMITATIONS A L'INJECTION LIEES AU DIMENSIONNEMENT DU RPT**

7.3.1 Limitations pérennes à la charge de RTE
7.3.2 Limitations temporaires à la charge du client

7.4 MODALITES OPERATIONNELLES DE TRAITEMENT D'UNE INDISPONIBILITE NON PROGRAMMEE OU D'UNE LIMITATION A L'INJECTION

7.4.1 Limitations à l'Injection pour les Groupes de Production qui ne sont pas soumis à l'Obligation d'Achat ou au Complément de Rémunération
7.4.2 Limitations à l'Injection pour les Groupes de Production qui sont soumis à l'Obligation d'Achat ou au Complément de Rémunération

La nouvelle version du CART-P distingue :

- Le régime de responsabilité des différentes limitations, avec leurs modalités spécifiques (articles 7.1 à 7.3)
- Les modalités d'indemnisation des limitations (article 7.4)

Evolution de forme : synthèse du régime de responsabilité

Evolution de forme de l'article 8.1 du CART, pour regrouper les dispositions concernant le **régime de responsabilité** de RTE

RTE est tenu de réparer les préjudices réels, directs, actuels et certains causés au Client dans les conditions visées :

- À l'article 6.2.4 en ce qui concerne les Interruptions Programmées liées aux opérations de maintenance, renouvellement, développement et réparation des ouvrages du RPT;
- À l'article 6.4 en ce qui concerne les interruptions particulières liées à des essais de renvoi de tension ;
- Aux articles 7.2 à 7.4 en cas d'Indisponibilités Non Programmées du RPT et de Limitations à l'injection liées au dimensionnement du RPT, à l'exception :
  - Des Indisponibilités Non Programmées provenant du Réseau d'Evacuation, conformément à l'article 7.2 ;
  - Des Limitations convenues dans la Convention de Raccordement, dans la limite des engagements précisés dans les Conditions Particulières Site ;
- À l'article 7.5 en ce qui concerne la qualité de l'onde de tension au Soutirage ;
- Et, plus généralement, en cas de faute ou de négligence de sa part dûment établie par le Client (notamment en cas de fausse manœuvre).

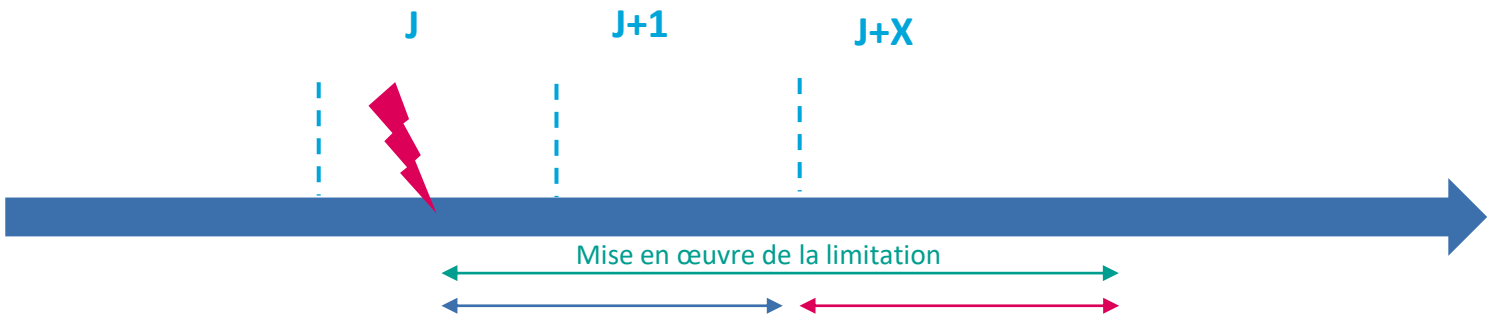
Néanmoins, RTE ne sera pas tenu responsable dans les cas suivants :

- Événement de force majeure défini à l'article 8.5 ;
- Impossibilité de sortie en mer telle que définie à l'article 6.2.2 ;
- Faute ou négligence du Client ;
- Disposition contraire convenue dans la convention de raccordement ou dans les conditions particulières site ;
- Si, du fait de reports répétés du fait du Client, RTE n'a pas pu réaliser les opérations de maintenance, de renouvellement, de développement et de réparation des ouvrages du RPT selon les modalités définies à l'article 6 et que le risque de non-respect des performances du RPT qui en résulte a été Notifié au Client.

Le Client supporte la charge de la preuve de la faute ou de la négligence de RTE.

Evolution sur l'indemnisation des limitations suite à un incident (INP)

Jusqu'à présent, le CART décrit l'indemnisation des limitations suite à une Indisponibilité Non Programmées (incident)



Neutralisation du préjudice en J et J+1, pour le RE

via le Mécanisme d'Ajustement ou une réclamation du RE à RTE

Mise en place de la correction du Périmètre d'Equilibre pour le PV/éolien terrestres

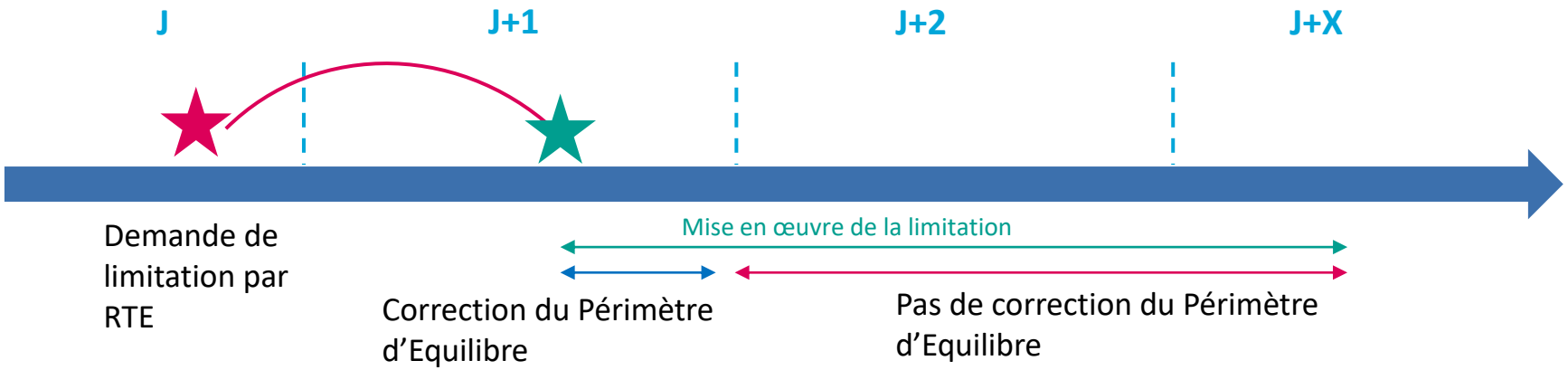
Nouveau CART

Pour les jours suivants le J+1, pour le RE

pas de correction du Périmètre d'Equilibre

Indemnisation des limitations notifiées en amont

La nouvelle version du CART devra décrire l'indemnisation des limitations notifiées par RTE au Client, en **amont de leur mise en œuvre**



Description de la future DTR 2.7

- Le Producteur n'aura pas bénéficié d'un délai raisonnable pour prévenir son Responsable d'Equilibre, qui ne pourra donc pas prendre en compte la Limitation dans sa stratégie d'équilibrage
- Ainsi, RTE corrige le Périmètre d'Equilibre du Responsable d'Equilibre

- Le Producteur aura bénéficié d'un délai raisonnable pour prévenir son Responsable d'Equilibre, qui peut donc prendre en compte la Limitation dans sa stratégie d'équilibrage
- En ce sens, RTE ne procèdera pas à la correction du Périmètre d'Equilibre du Responsable d'Equilibre

Propositions d'intégration de la correction des RE dans le CART

Cas 1

- **Cas d'usage** : Pour le **Jour J de la demande de Limitation et le Jour suivant J+1**, lorsque la Limitation doit être mise en œuvre par le Client pendant cette période et que RTE Notifie une date de fin de Limitation, ou tant que RTE ne Notifie pas de date de fin de Limitation*

- **Modalités d'indemnisation** : RTE corrige le Périmètre d'Equilibre du RE et indemnise le Client :
  - EnR terrestre : conformément aux Règles de Marché et aux modalités décrites par la DTR, (avec le reversement du trop-perçu pour un producteur en CR)
  - Autres productions : dispositions du CART inchangées (MA notamment)

Cas 2

- **Cas d'usage** : **Pour le(s) Jour(s) au-delà du Jour J+1** suivant la demande de Limitation, lorsque la Limitation doit être mise en œuvre par le Client pendant cette période et que RTE Notifie une date de fin de la Limitation

- **Modalités d'indemnisation** : RTE ne corrige pas le Périmètre d'Equilibre du RE et indemnise le Client :
  - Toutes productions : dispositions du CART inchangées (Accord en Amont du J-1)
  - EnR terrestres : à défaut, conformément aux modalités prévues par la DTR

*Limitation activée par un automate par exemple

Merci !