Le réseau de transport d'électricité

GT Producteurs et Stockeurs

10 mars 2025

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

1. **Actualités :**
   - **Atelier technique sur les capacités constructives**
   - **Evolution des états Techniques et financiers**
2. **Bilan de consultation sur l'évolution de la procédure de raccordement pour l'ajout de petites installations de production ou de stockage**
3. **Evolutions du CART-Prod en vue de la prochaine consultation**
4. **REX sur le tarif du décompte offshore**
5. **S3REnR – Poursuite de la Concertation**

1 Actualités

Capacités constructives

Atelier technique

Unités de production et de stockage

- **Atelier technique** dédié à la mise à disposition d'un **outil de génération du rapport de validation du modèle phaseur** (cf. page 13 de la présentation du GT du 02/12/2024 pour le lien vers l'outil)
  - 2 dates : **11 mars** 14h-16h et **25 mars** 14h-16h
  - Prise en main et démonstration de l'outil
- Public cible : **personnes en charge des modèles de simulation à fournir lors de la mise en service des unités** (fiches I16 et F16 de l'article 8.3.3 de la DTR)

- **Rappel: Outil open-source construit par RTE** permettant de **générer le rapport de validation pour les fiches du modèle phaseur** (I16 et F16).
  - Usage non obligatoire
  - Evite les ambiguïtés sur l'interprétation des fiches : les sorties de l'outil seront directement exploitables et au bon format

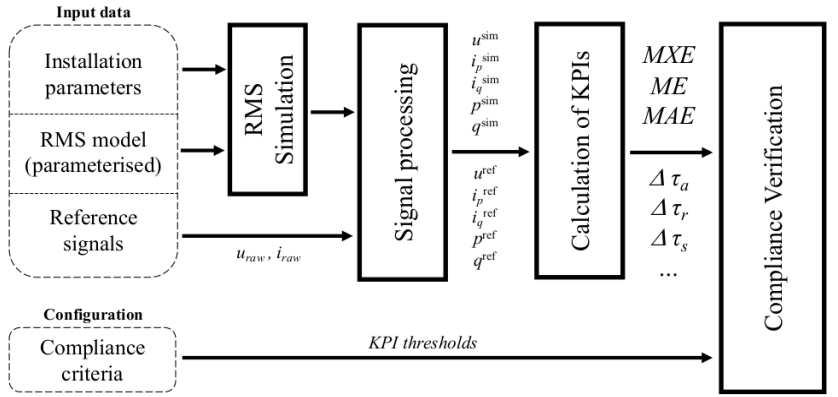


Figure 1: Overview of the RMS model validation tool processes.

Répondre à l'attente d'une meilleure information sur l'avancement des projets d'infrastructure

Slides présentés en GT distributeur janvier 2024

- Les **producteurs** demandent depuis plusieurs années une **vision plus précise et régulière** sur l'avancement des **travaux d'infrastructure S3REnR**

- Des **démarches** ont été entreprises par **Enedis** et **RTE**:
  - ✓ L'ordonnancement
  - ✓ Des travaux cartographiques – en cours

- Des travaux complémentaires ont été mené pour améliorer la **visibilité donnée au travers des ETF:**

1. **Actualisation plus fréquente des informations sur les travaux d'infrastructure**

2. **Des jalons et une dénomination de l'avancement des projets d'infrastructure plus compréhensibles à l'externe.**

RTE et Enedis ont proposé aux GRD une évolution de la partie technique des ETF

Répondre à l'attente d'une meilleure information sur l'avancement des projets d'infrastructure

Slides présentés en GT distributeur janvier 2024

- Les gestionnaires de réseau donnent des informations sur la mise à disposition de projets d'infrastructure S3REnR par 2 vecteurs essentiellement: les Etats Techniques et Financiers, et Capareseau

- A ce jour, les ETFs paraissent une fois par an, avec 2 documents:
  - Un **document centré sur l'avancement du schéma régional** (éléments techniques et financiers)
  - Un **fichier xls** avec des **informations spécifiques à chaque projet d'infrastructures** inscrit au schéma S3REnR (création, renforcement, Etat Initial)

- Au vu de la dynamique de raccordement et des besoins d'anticipation des producteurs, mais aussi des parties prenantes, ce rythme est jugé insuffisant

RTE et Enedis ont donc proposé une actualisation semestrielle des informations techniques relatives à chaque projet d'infrastructure S3REnR (publication mars et octobre) à partir de 2025:

1. **En mars dans les ETF**
2. **En septembre/octobre**

ETF

Modifier les jalons et intitulés pour une meilleure compréhension

Slides présentés en GT distributeur janvier 2024

Les **intitulés actuels** des états d'avancement des projets d'infrastructure peuvent être parfois mal compris et **une proposition est faite pour mieux qualifier** la vie d'un projet.

Etats d'avancements actuels	Vie d'un projet d'infrastructure	Etats d'avancements proposés
		En surveillance de la dynamique ★
		Décision d'études de projet ★
Avant-projet simplifié		
Avant-projet détaillé		
JTE Envoyée		*JTE validée*
Demande d'examen au cas par cas		
PV de fin de concertation		*Fin de concertation Fontaine (Validation FMI/EMI)*
		Dépôt de DUP ★
		Obtention de DUP ★
Dernière DUP signée		*Obtention de la dernière autorisation*
		Sécurisation du foncier ★
En attente du seuil de déclenchement		*En attente du seuil de déclenchement*
		Commande de travaux ★
Travaux engagés		*Travaux engagés*
En service		***En service***

★ Nouveaux jalons

Jalons identiques

Jalons supprimés

GRD moins concernés

Les jalons « travaux supprimés » et « travaux transférés » sont aussi suivis

Suite aux échanges en GT distributeurs

- **Les ETF 2024 seront réalisés avec des jalons au format actuel**
- **De nouveaux jalons sont en cours d'échanges avec les GRDs pour une meilleure information et seront utilisés lors de la réactualisation au T3 2025**

2 Bilan de consultation sur l’évolution de la procédure de raccordement pour l’ajout d’installations de production et de stockage de petite taille

Présentation de la démarche

Contexte :

- **Augmentation du nombre de raccordement d'unités de production de faible puissance** anticipée suite à la promulgation de la loi APER

- Volonté de **simplifier les démarches** pour nos clients et **améliorer la performance de RTE**

Dans ce cadre, la présente concertation porte sur trois axes :

1) **Procédure simplifiée** pour l'**ajout d'unités de production ou de stockage de faible puissance**
2) Intégration d'**exigences normalisées sur les capacités constructives** pour les unités de production et de stockage de **type A**
3) **Procédure simplifiée de révision du cahier des charges protections**

Conditions d'éligibilité à la procédure simplifiée

L'objectif de cette concertation est de répondre à la **majorité des demandes** de modification d'Installation en lien avec la loi APER pour le **cas de gestion le plus fréquent et le plus simple** :

- Déclaration ou installation d'unité de production/stockage sur une Installation possédant une Convention de Raccordement ou un CART
- **Pmax unité** *(ajoutée ou modifiée)* **< 1MW**
- **Hors ajout de comptage**
- **Pas de modification de Pracc injection**
- Sans autre modification de l'Installation, y compris modification de Pracc soutirage

Planning de la consultation

GT	Consultation	Echanges	Bilan	Saisine CRE Mise à jour DTR
Présentation des grands principes (GT transverse du 23/09 et 16/10)	Partage du projet de texte 13/11/24=>04/12/24	Prise en compte des remarques et retours (janvier et février 2022)	Bilan de consultation	A mutualiser avec Mutualisation et Incitation au bon dimensionnement de la Pracc

Bilan de Consultation « Processus 1MW"

RTE a reçu 3 contributions dans le cadre de la Consultation

4 Thèmes principaux

- Éclaircissement sur la procédure
- Définition d'un équipement
- Cohérence avec ENEDIS
- Les paramètres appliqués



Définition d’un équipement de production

- **Equipements de Production :**

Ensemble indivisible d’équipements qui peuvent produire de l’énergie électrique. Cette notion est exclusive de celle d’unité ou d’installation telles que définies dans le Règlement (UE) 2016/631 de la Commission européenne.

Elle ne trouve à s’appliquer que dans le cadre de la mise en œuvre de la certification à la norme précitée.

- **Retour RTE**

RTE a ajouté une définition permettant de mettre en application la norme. En effet, la certification s’applique à l’équipement et non à l’installation.

RTE propose d’ajouter des exemples pour accompagner la définition :

Une Unité de Production au Sens du règlement européen (UE) 2016/631 peut englober plusieurs Equipements de Production au sens du présent document si ceux-ci sont non synchrones. Par exemple une production solaire comprenant plusieurs onduleurs.

Si elle est constituée d’une machine de production synchrone, une Unité de Production au Sens du règlement européen (UE) 2016/631 constitue aussi un unique Equipement de Production au sens du présent document.



Cohérence de la certification à la norme FR EN 50549 avec ENEDIS

- **Interrogation client**

Les clients souhaitent s'assurer que les discussions en cours avec ENEDIS au sujet des certificats et autres attestations de conformité aux Normes EN50549 sont cohérentes avec les exigences demandées par RTE.

- **Retour RTE**

RTE et ENEDIS se sont concertés en amont de la consultation pour parvenir à une méthode de certification cohérente. A ce titre nous nous sommes accordés pour demander à nos clients :

⇒ une conformité des équipements (non paramétrés) d'une installation aux exigences générales de la norme

⇒ complétée par une attestation de réglages établie par le constructeur lui-même et conforme aux annexes présentes dans les cahiers des charges des capacités constructives



Paramètres de la norme FR EN 50549

- **Interrogation client**

RTE a proposé des paramètres différents par rapport à ceux mis en œuvre par ENEDIS. Les clients s'inquiètent de l'inflation des exigences qui aura pour conséquence de devoir prévoir la conformité des matériels (raccordés en BT) selon le réseau source HTA/HTB, ce qui induira des certifications de conformité et autres attestations différents.

- **Retour RTE**

RTE propose des paramètres qui sont identiques à ENEDIS ou qui sont semblables à ceux déjà pratiqués pour les unités de type B, C ou D.

Aussi, la certification ne concerne que la norme elle-même et pas les paramètres. Ainsi, RTE n’ajoute pas de contrainte de certification supplémentaire mais s’assure que les clients ont bien pris en compte les paramètres demandés à l’aide d’une attestation.



Conclusion

- **Certification des équipements de production :** en cohérence avec l'ensemble des éléments présentés en consultation et lors des GT et également avec les exigences techniques d'ENEDIS, nous proposons donc ce qui suit en bilan de consultation :
  - **Les équipements de production d'électricité doivent être conformes (certifiés) à la norme 50549-1 ou 50549-2**
  - Une t**olérance** est appliquée **sur les unités de type A <36KVA raccordées en BT**. Ces unités pourront être installées sans attestation de conformité à la norme jusqu'au 31/12/2025. (Mais elle sera demandée par défaut)

- Par ailleurs, pour ce qui est des paramètres, les équipements de production feront l'objet d'une **attestation de conformité aux réglages prescrits par RTE** comme évoqué lors de la consultation. Sachant qu'un équipement certifié peut appliquer l'ensemble des exigences de la norme, l'application des paramètres pics et creux de tension ne pose pas, sur le réseau de transport, de problématique particulière (en particulier avec les protections de découplage). RTE demande donc l'application de tous les paramètres prescrits dans la proposition d'évolution de la DTR.

3 Evolutions du CART Producteur

1 Planning de concertation

Planning

Organisation de la Concertation sur le CART-P

T1 2025

- **Incitation au bon dimensionnement de la puissance au soutirage**
- **Simplification du corpus Contractuel**

T2 2025

Consultation n°1 du CART-P commune avec les consommateurs

Conformément à l'annonce en CAR du 25/11/2024

- **Intégration du stockage dans le CART**
- **Renouvellement des ouvrages RPT**

T3 2025

- **Saisine du CART-C** sur l'incitation au bon dimensionnement de la puissance
- Le dispositif prévu par la délibération de la CRE s'applique au 1er août pour les producteurs, indépendamment de l'absence d'approbation la nouvelle trame de CART-P intégrant le dispositif

Poursuite de la concertation

T4 2025

Consultation n°2 du CART-P, puis saisine de la CRE

Une concertation en 2 étapes : 2 consultations du CART-P prévues avec un objectif de saisine unique à la fin 2025

2 Simplification du corpus contractuel du raccordement et de l’accès au réseau

Un triptyque contractuel pour le raccordement et l'accès au réseau

3 contrats, signés à des dates différentes et liés entre eux, qui définissent les conditions du raccordement et de l'accès au RPT du site du client tout au long de la phase d'exploitation.

Convention de Raccordement

Conditions techniques et financières du raccordement :

- Engagements Phase Exploitation
- Engagements coûts et délais des travaux
- Cahiers des charges (comptage, protection, performances …)

Contrat d'Accès au Réseau Public de Transport

Engagements des parties : comptage, puissance souscrite, Interruption programmée, QDE
Règles tarifaires
Responsabilités
Facturation
Articulation Règles RE-MA

Convention d'Exploitation et de Conduite

Règles d'exploitation et de conduite de l'installation, en conformité avec la réglementation en vigueur
Description des ouvrages de raccordement

RTE propose une simplification du cadre contractuel

Améliorer la **lisibilité des contrats** liants RTE à ses clients :

- Un contrat valable uniquement durant la phase de travaux
- Un contrat, débutant à partir de la mise en service du raccordement, décrivant les règles d'exploitation et de conduite ainsi que les caractéristiques des ouvrages de raccordement et de l'installation du client durant la phase d'exploitation ;
- Un contrat, débutant à partir de la mise en service du raccordement, regroupant les engagements contractuels des parties, le régime de responsabilité, le tarif d'accès au réseau … durant la phase d'exploitation ;

Eviter les **redondances d'informations** structurantes pour les relations contractuelles entre RTE et les Clients.

Le contenu de la Convention de Raccordement permettra de gérer la phase de travaux, la Convention d'Exploitation et le CART permettront de gérer la phase d'exploitation.

Une réorganisation des trames contractuelles : les principes

Convention de Raccordement

Conditions techniques, juridiques et financières du raccordement :

- Engagements QDE en Phase Exploitation
- Modification en phase d'exploitation

Repris dans →

Contrat d'Accès au Réseau Public de Transport

Engagements entre client et RTE : comptage, puissance souscrite, Interruption programmée, QDE
Règles tarifaires
Responsabilités
Facturation
Articulation Règles RE-MA

- Engagements coûts et délais Phase travaux

- Cahiers des charges (comptage, protection, performances …)

Repris dans →

Convention d'Exploitation et de Conduite

Règles d'exploitation et de conduite de l'installation, en conformité avec la réglementation en vigueur
Description des ouvrages de raccordement

Modification de la **durée de validité**

Clarification des **engagements contractuels**

Centralisation des données du **Dossier technique**

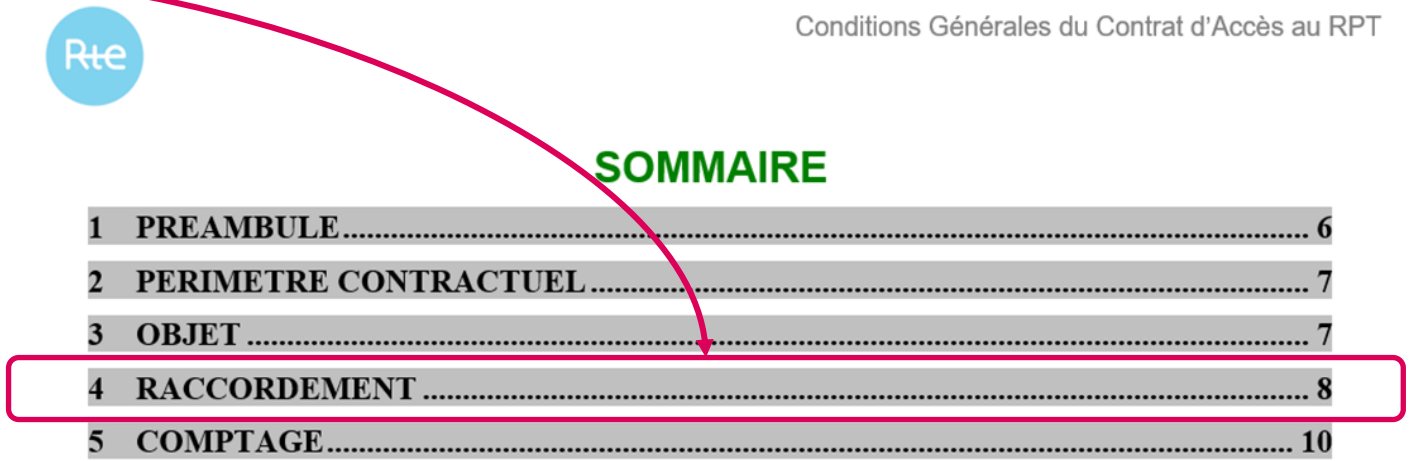
Cette réorganisation des informations contractuelles ne modifie pas les engagements contractuels respectifs

CART : Création d'un nouveau chapitre Raccordement

Nouveau chapitre Raccordement

Préambule : reprise des généralités du raccordement pour rappeler le lien entre le raccordement et l'accès au réseau

1. **Article relatif à la Pracc à l'injection**
   Article déjà existant dans le CART, et déplacé pour davantage de cohérence
2. **Article relatif à la Pracc au soutirage**
   Nouvel article concerté dans le cadre de l'incitation au bon dimensionnement de la puissance (présentation en GT transverse du 13/03)
3. **Article relatif aux conditions de modification de l'installation/du raccordement**
   Article repris de la convention de raccordement



Conditions Générales du Contrat d'Accès au RPT

SOMMAIRE

1 PREAMBULE 6
2 PERIMETRE CONTRACTUEL 7
3 OBJET 7
4 RACCORDEMENT 8
5 COMPTAGE 10

4 REX sur le Service Décompte algorithmique off-shore

1 Rappels sur la prestation annexe « Service de décompte algorithmique off-shore »

La prestation « Service de décompte algorithmique off-shore »

- **Une prestation qui concerne uniquement les AO1&2 (soit 6 parcs EMR),** en raison de contrats d'OA spécifiques à ces parcs (le contrat d'OA comporte plusieurs « tranches », à des prix différents)

- **Délibération CRE approuvant le tarif du service :**
  - Tarif approuvé sur la base de **6 souscriptions pendant une durée de 20 ans**
  - **Retour d'expérience** à faire au plus tard 2 ans après la MES du 1er parc, sur la base des coûts et recettes RTE en cas d'un nombre de souscriptions inférieur à celui prévu (3 parcs prévus à l'échéance 2024)

Délibération CRE du 27 janvier 2022

3. **Fixation du tarif de quatre nouvelles prestations annexes proposées par RTE**

Par courriers reçus le 23 juin 2021 et 14 septembre 2021, RTE a saisi la CRE en vue de faire évoluer son catalogue de prestations annexes réalisées à titre exclusif en proposant notamment la création de quatre prestations.

3.1. *Décompte algorithmique offshore*

3.1.1. Description de la prestation

Le contrat-cadre d'obligation d'achat de l'AO 1 (7) ou AO 2 (8), approuvé le 27 juin 2019 par le ministre en charge de l'énergie, prévoit que « *la rémunération du Producteur interviendra, pour chaque Tranche, à compter de la Date Effective de Mise en Service de cette Tranche* », et que chaque tranche doit faire l'objet d'un système de comptage dédié dont les modalités doivent être mises en place par RTE.

Pour les futures installations de producteurs titulaires d'un CART et qui seraient bénéficiaires d'un contrat d'OA en leur qualité de lauréats de l'AO 1 ou AO 2, des configurations spécifiques de mise en service nécessiteront pour ces producteurs de souscrire *a priori* à la nouvelle option « V*alorisation d'une partie de la production sous OA ou sous complément de rémunération* » du « *Service de décompte* » (voir partie 2) : il s'agit des configurations où le producteur souhaite disposer de plusieurs contrats de tranche (9) et où les grappes techniques correspondent aux tranches contractuelles (10).

Par ailleurs, lors de la mise en service d'un parc éolien en mer, il se peut que des éoliennes d'une même grappe technique soient associées à des contrats de tranche différents, et donc que la production de chaque éolienne soit à valoriser à des prix (de contrats d'OA) différents sur une période de l'ordre de 20 ans. De plus, sur des périodes transitoires où tous les contrats de tranche ne sont pas activés, des parties des flux de production pourront être valorisées sur le marché ou en OA et, de ce fait, rattachées à des responsables d'équilibre différents de celui désigné par l'acheteur obligé.

C'est dans ce contexte que RTE a proposé la mise en place d'une prestation « *Décompte algorithmique offshore* » aux producteurs lauréats des AO 1 et 2, afin de permettre l'individualisation de leurs flux d'énergie à la maille de la tranche contractuelle du contrat d'OA, prenant ainsi en compte les contraintes et spécificités relatives au contrat d'OA et à la configuration des parcs éoliens en mer.

La prestation proposée par RTE est basée sur un algorithme dynamique permettant de créer des points de comptage fictifs, afin de répartir le plus fidèlement possible le volume d'électricité produit au niveau de chaque mât d'éolienne. L'algorithme intègre les données issues des dispositifs de comptage de RTE installés sur les plateformes et relevés par RTE, ainsi que les télémesures (11) et les caractéristiques électrotechniques des parcs qui sont transmises par les producteurs.

Le tarif de la prestation



Un tarif composé de 2 parties :

- **Des frais spécifiques au décompte algorithmique off-shore**
- Des frais non spécifiques, correspondant à des frais du service de décompte « classique »

Description	Tarif
Phase 1 (phase de tests) : frais de souscription	**5 000 € (spécifique off-shore)**
Phase 2 (exploitation du service)	
- Frais de souscription	6 720 €
- Frais annuels de gestion	**17 450 €/an (forfait spécifique off-shore)** + 720 €/an par flux (1 à 2 flux)
Le cas échéant :	
- Frais ponctuels de modification / reconfiguration du service (changement RE, ajour nouveau flux)	2 560 €
- Frais de transmission tardive (après le 5 du mois M+1)	60 € par journée redéclarée après échéance

2 Retour d’expérience sur le tarif

Hypothèses prises pour la construction du tarif / résultats

Le retour d'expérience concerne les **frais spécifiques au décompte algorithmique off-shore** (les frais non spécifiques, correspondant à des frais du service de décompte « classique » ne sont pas impactés)

Hypothèses	Résultats
Souscription de la prestation (phase 1 et phase 2) par les **6 parcs off-shore** AO1 & 2	**Souscription phase 2 pour au maximum 4 parcs :** • 3 parcs en service à fin 2024 : ✓ 2 parcs ont souscrit la phase 1 uniquement ✓ 1 seul parc a souscrit la phase 1 + la phase 2 (pour une durée de 1,5 an) • Mi 2025 : aucune souscription de la prestation • Il reste 3 parcs susceptibles de souscrire le service d'ici les prochaines années.
Souscription pendant une **durée de 20 ans** (durée du contrat d'OA)	Possibilité de souscription de la phase 2 pendant la durée des travaux de construction du parc uniquement (a priori **1 à 1,5 ans**)

Estimation du nouveau tarif
pour les frais de gestion annuelle (phase 2)

Nouvelles hypothèses :

- **Nombre de souscriptions** :
  - Hypothèse “haute” : les **3 parcs** restants
  - Hypothèse “basse ” : **1 parc**
- **Durée de souscription** : **1 an**

Estimation du nouveau tarif

Hypothèse haute (3 parcs)	Hypothèse basse (1 parc)
Nouveau tarif des frais de gestion annuels  **879 k€**	Nouveau tarif des frais de gestion annuels  **2603 k€**

Conclusion : En cas de maintien du service, les frais de gestion annuels passeraient de **17,45 k€** à **879 k€** à minima, voire **2603 k€**

Votre avis / échanges sur le Service Décompte algorithmique off-shore

- **Compte-tenu du retour d'expérience,** basé sur une 1ère évaluation du tarif du Service Décompte Algorithmique off-shore, **RTE s'interroge sur le besoin de ce service pour les producteurs au regard du changement des hypothèses** (souscription de l'ordre de 1,5 an au lieu de 20 ans; nombre de souscriptions à la baisse).

- **Avant de proposer à la CRE la suppression de ce service, RTE souhaite recueillir votre avis d'ici le 24/03/25 (nicole.lhostis@rte-france.com ou marina.abraham@rte-france.com)**

- **En cas de maintien du service, le nouveau tarif serait applicable à l'été 2025. Ce tarif pourrait être de nouveau révisé chaque année, en fonction du nombre de souscriptions.** RTE maintiendrait le service pour accompagner les derniers parcs, jusqu'à l'arrêt du service.

En l'absence de ce service, les producteurs pourront directement souscrire au service de Décompte « classique » pour activer les différentes tranches du contrat d'OA

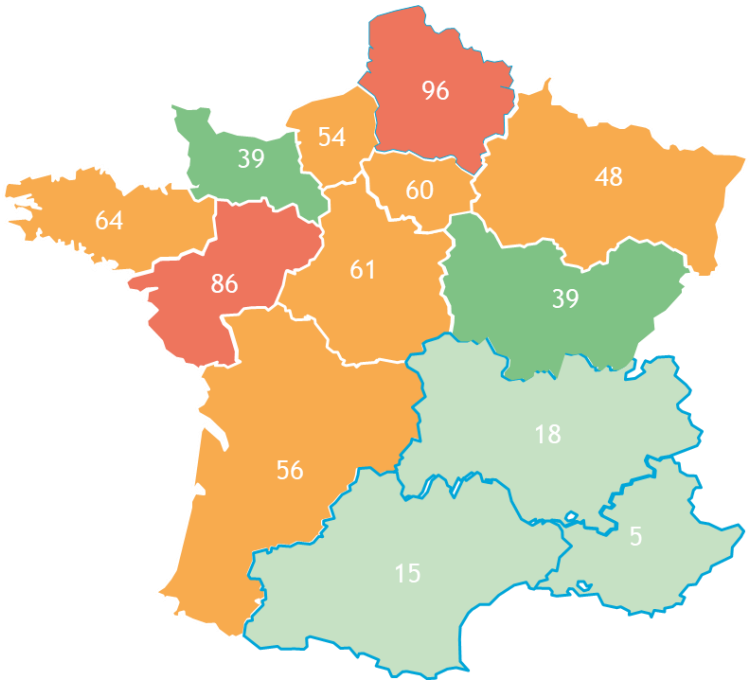
5 S3REnR

1 Etat des lieux

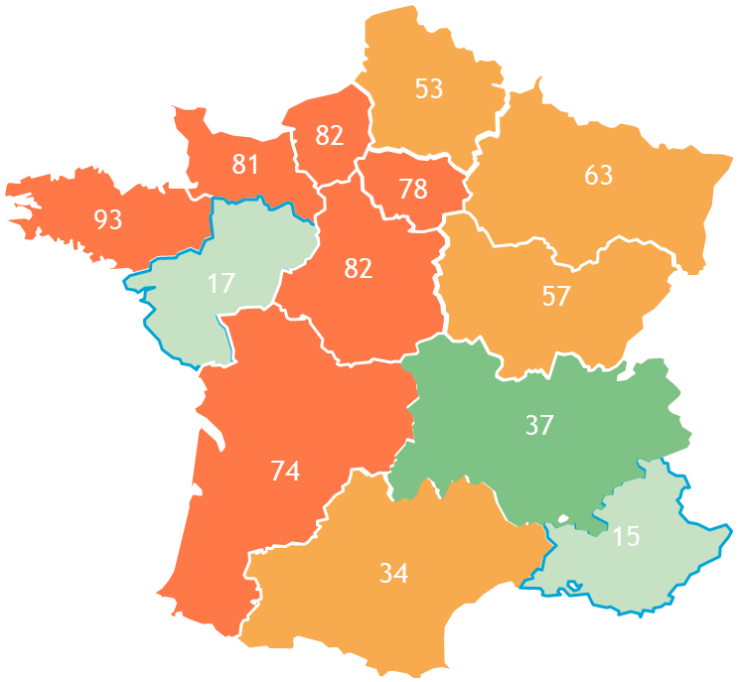
Etat d'avancement des S3REnR

Taux d'affectation des capacités réservées (%)

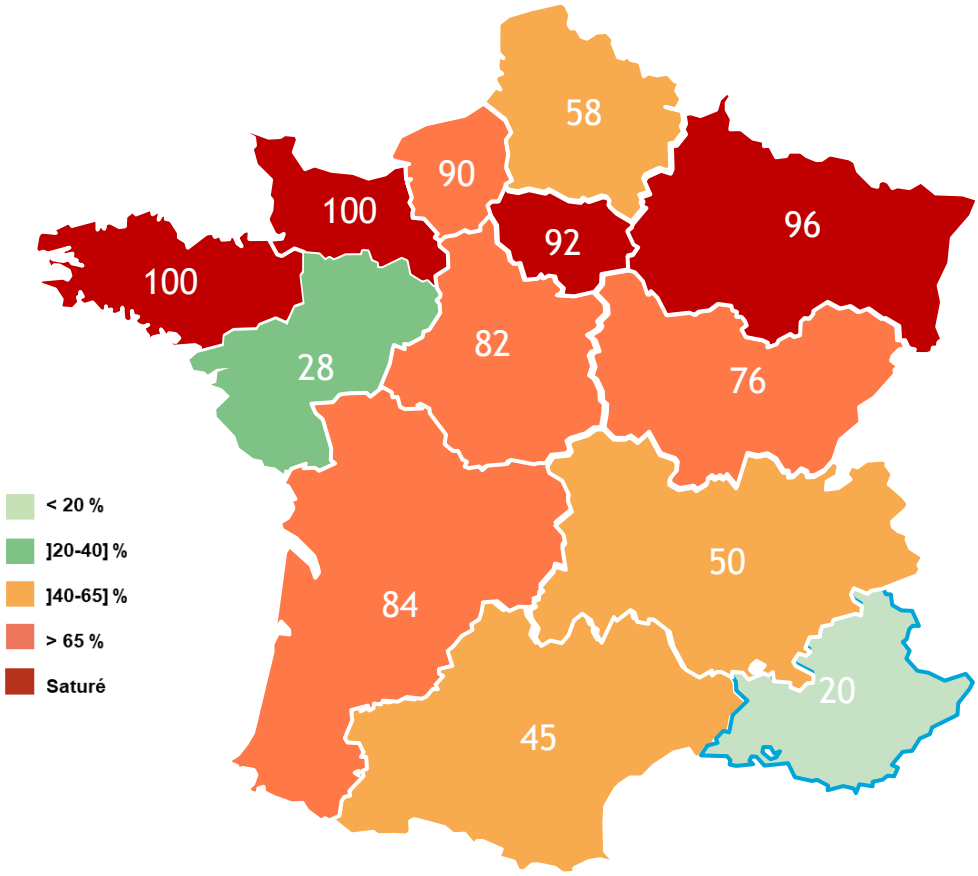
12/2023



12/2024



03/2025



Adaptations en cours

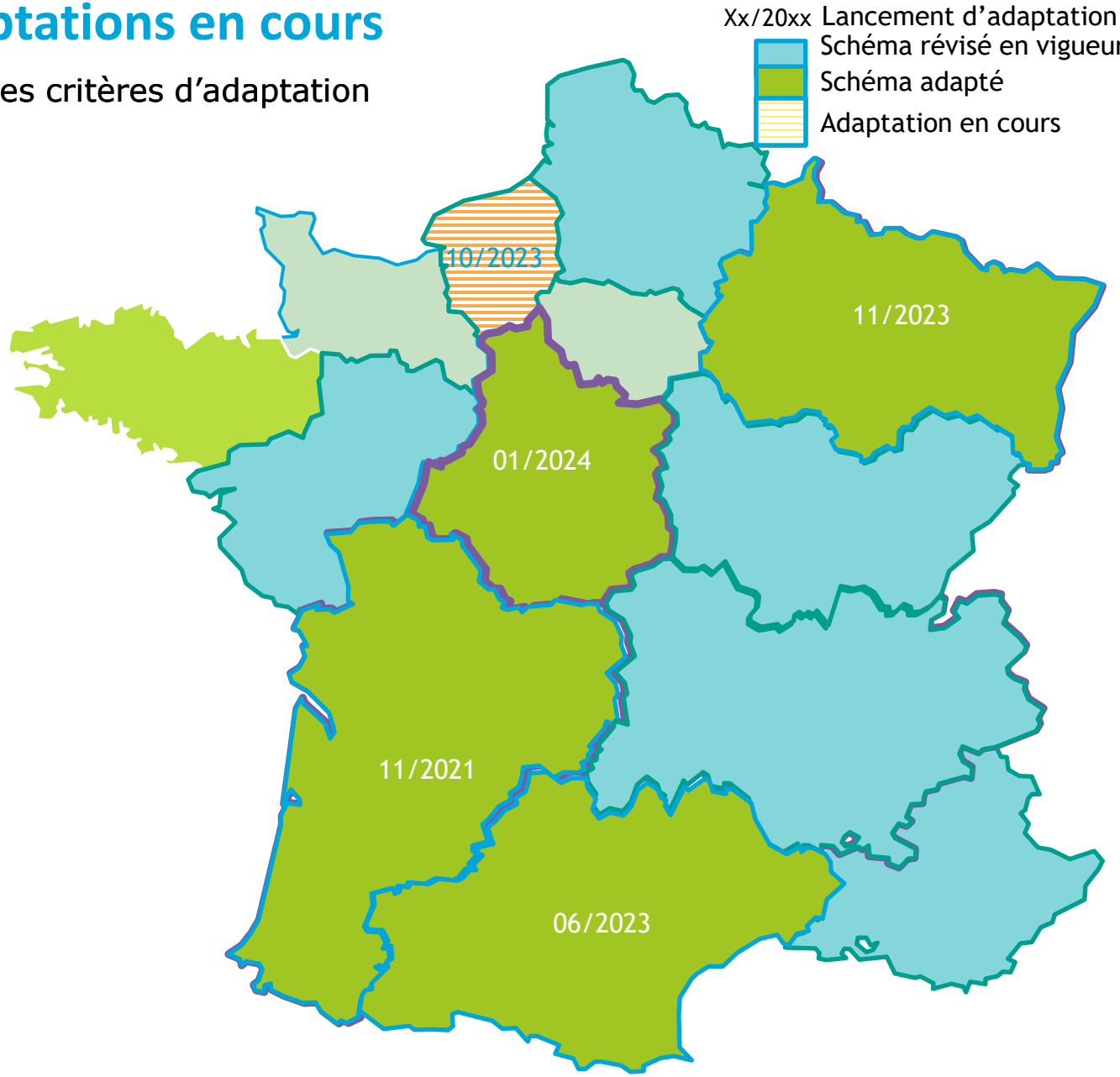
État des critères d'adaptation

<u>Adaptations en vigueur :</u>

Bretagne : Ajout et mutation de TR
Bretagne : Ajout et mutation de TR
Nouvelle-Aquitaine: modification d'ouvrages prévus au schéma
Nouvelle-Aquitaine 2: restructurations de zones
Occitanie : travaux HTB, ajouts de transfos HTA
Grand Est: travaux HTB, ajouts de transfos HTA
CVL: travaux HTB, ajouts de transfos HTA

<u>Adaptations en cours :</u>

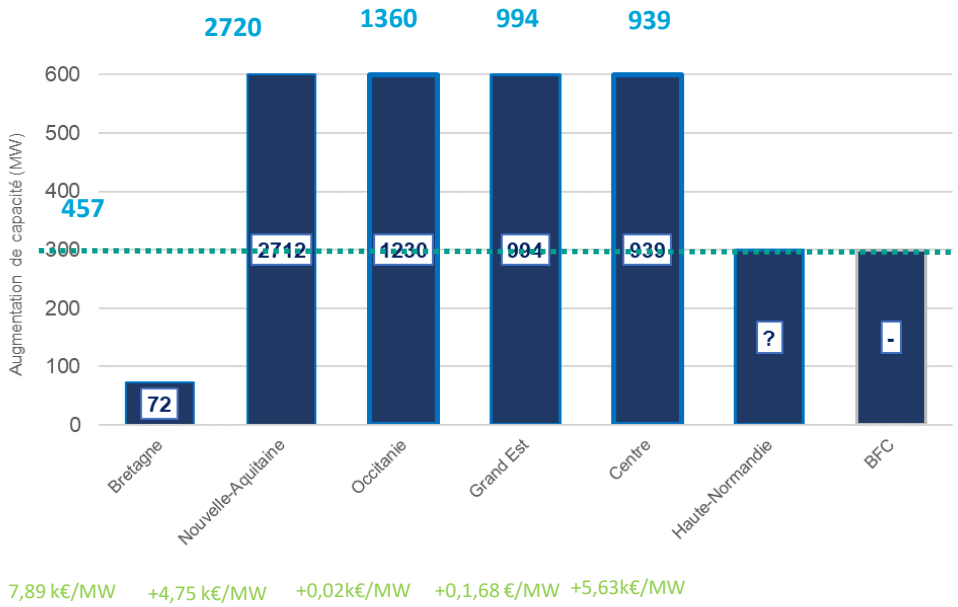
Haute-Normandie: ajout de transformateur et self

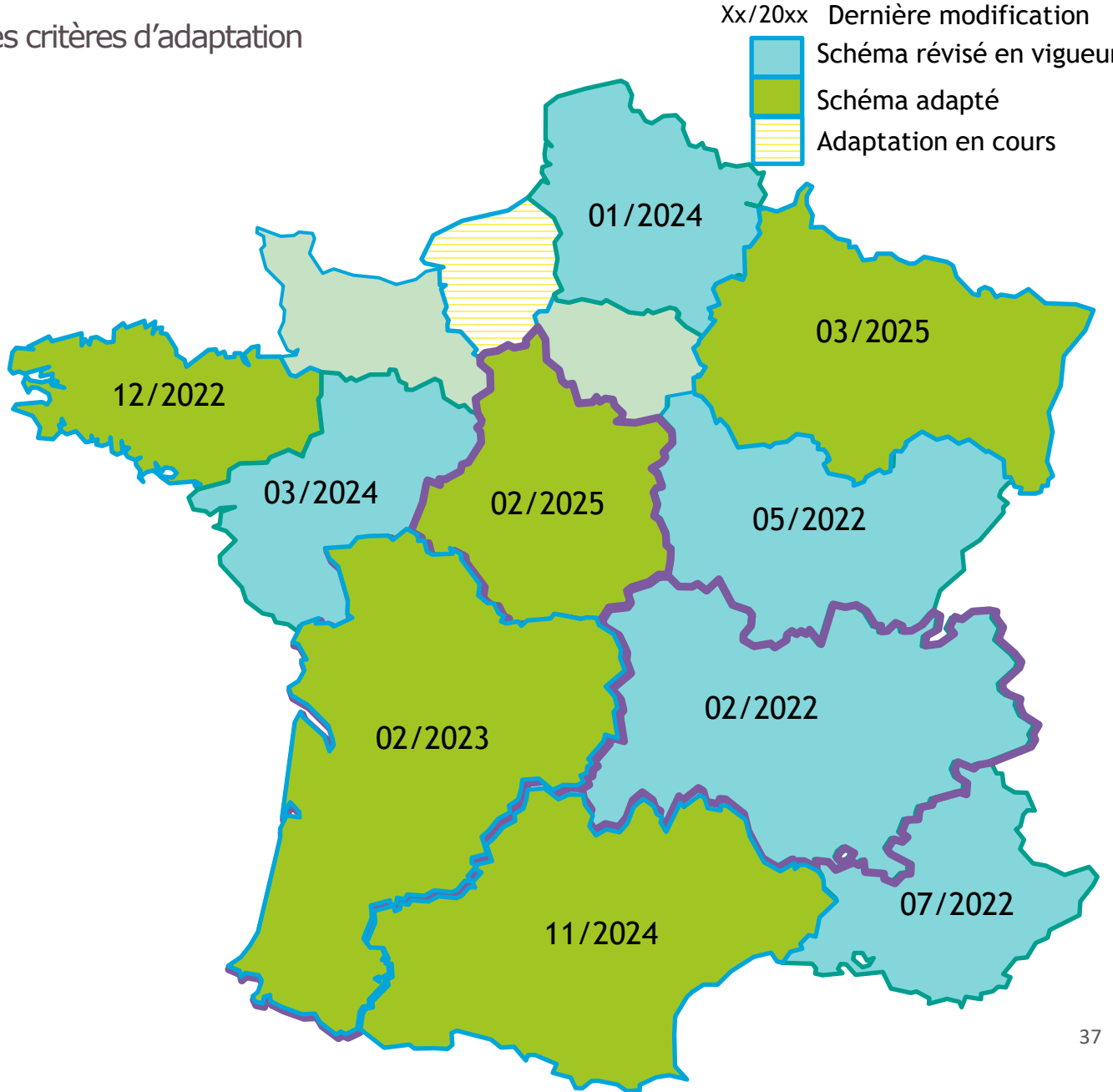


Adaptations

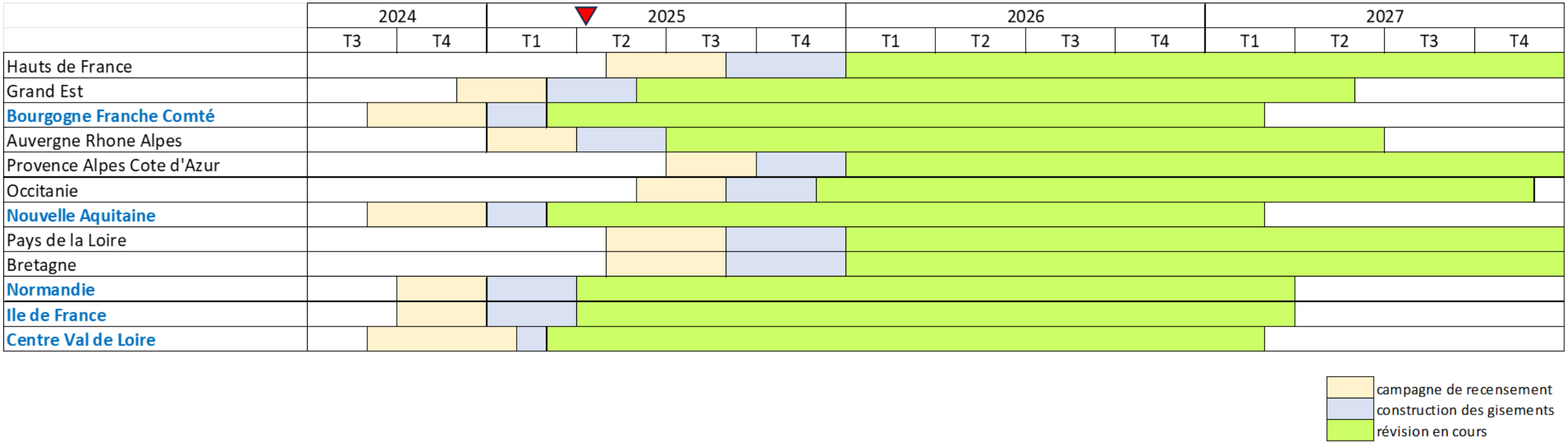
État des critères d'adaptation

Augmentation maximale
par du renforcement





Calendrier prévisionnel du lancement des révisions dans le nouveau dispositif



2 concertation sur les évolutions du dispositif S3REnR

Focus Droit de priorité

Rappel du cadre législatif et règlementaire

« A compter de l'approbation de la quote-part unitaire et pendant une durée, définie par décret et qui ne peut être qu'inférieure ou égale à un an, les demandes de raccordement au réseau de transport d'installations de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable ne peuvent bénéficier des capacités prévues pour le schéma que si elles correspondent aux installations préalablement déclarées au gestionnaire de réseau ***qui ont été prises en compte pour prévoir les créations ou les renforcements d'ouvrages à inscrire dans le schéma****.*

L 342-3 alinéa 7

« Aux fins de l'évaluation préalable par les gestionnaires de réseau public de transport et de distribution de la puissance totale des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables à raccorder dans le schéma, ***les producteurs déclarent au gestionnaire de réseau de transport leurs prévisions d'installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables de puissance supérieure à 250 kilovoltampères*** *qui ne sont pas encore entrées en file d'attente ainsi que leurs principales caractéristiques.* ***La durée de la période de la déclaration ne peut être inférieure à trois mois (…)***

D321-17, alinéa 1

« Lorsqu'une prévision d'installation de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables se raccordant au réseau public de transport ***n'a pas été prise en compte pour la détermination des ouvrages de création ou de renforcement à inscrire dans le schéma****, le gestionnaire de réseau de transport en informe le producteur concerné. »*

D321-17, alinéa 5

« En application de l'article L. 342-3, à compter de la date d'entrée en vigueur du schéma et pendant une durée de douze mois, les demandes de raccordement au réseau public de transport d'installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables ne peuvent bénéficier des capacités réservées prévues par le schéma que dans la mesure ***où elles correspondent aux prévisions d'installations effectivement prises en compte lors de l'élaboration du schéma****, au sens de l'article D. 321-17.*

D342-22-4

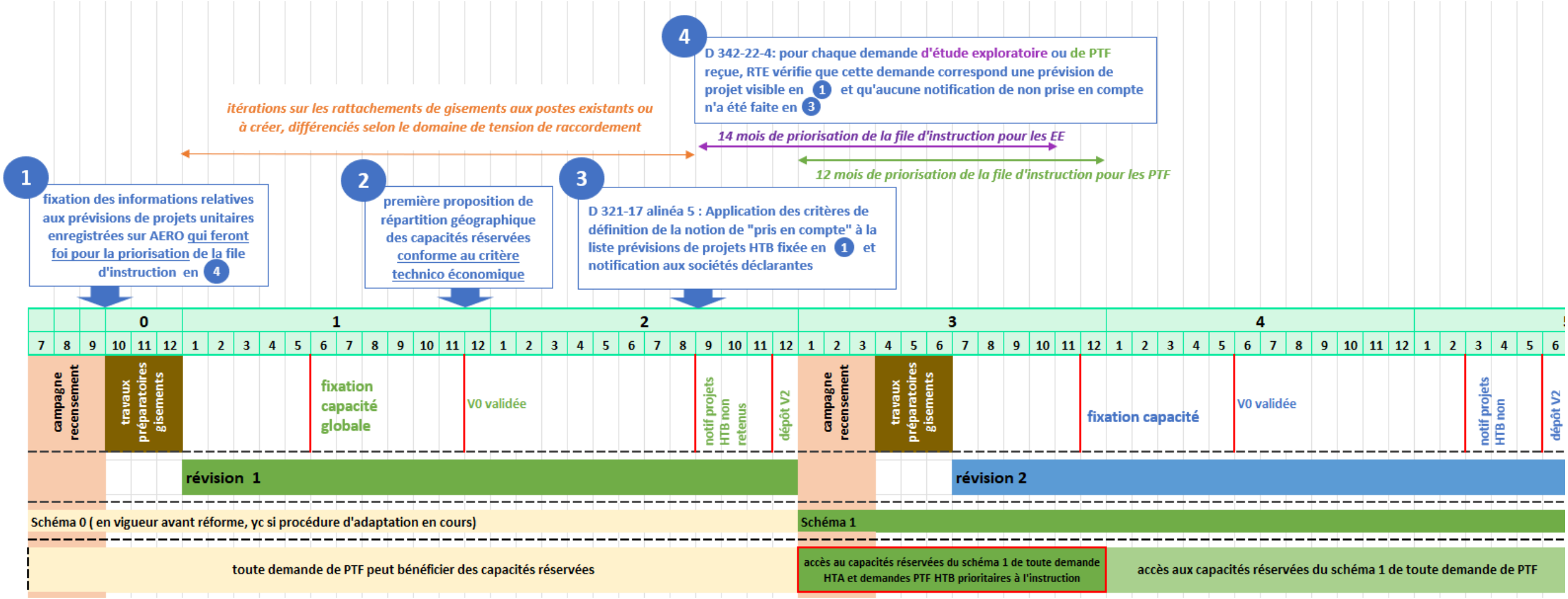
L’intérêt de la priorisation de l’instruction est de faire le lien avec la planification

- Pour RTE, le droit de priorité à l'instruction tire d'abord sa légitimité de **l'ensemble des éléments de la réforme S3R qui doivent être articulés ensemble** :
  - ✓ Nouveaux engagements réciproques : effort de planification plus rapide piloté par les gestionnaires de réseau et lancement des ouvrages prioritaire sans regret, contre priorisation du traitement des demandes HTB
  - ✓ L’idée est donc désormais que les demandes de raccordement qui s’écartent trop de l’optimum trouvé pour la planification attendent la prochaine révision pour entrer en FA ou renoncent à la mutualisation

- Dans cette logique, il ressort de la lecture combinée des articles cités au slide précédent :
  - ✓ que pour l’application de la priorisation des demandes de raccordement HTB, RTE doit vérifier deux conditions :
    1) la bonne correspondance entre une demande de raccordement et une prévision de projet préalablement déclarée
    2) la « prise en compte » de la dite prévision de projet pour choisir et dimensionner les infrastructures
  - ✓ qu’il est nécessaire de définir la notion de « prise en compte » d’une prévision de projet dans la DTR, **la participation dans les temps aux campagnes de recensement les révisions n’étant pas suffisante pour définir pleinement et entièrement cette notion**. La participation au recensement aboutit en effet simplement à l’existence des prévisions de projet
  - ✓ que la notion de prise en compte doit permettre de faire **le lien entre une prévision de projet et un ou plusieurs ouvrages de création ou de renforcement inscrits dans le schéma révisé,** alors même qu’aucune étude de raccordement spécifique à une prévision de projet n’est faite pendant la révision → **cela implique d’utiliser un ou des proxy**

Jalons pertinents pour la mise en œuvre de la priorisation de l'instruction des raccordements au RPT

- Il s'agit de prioriser la file d'instruction des raccordements au RPT. RTE a besoin d'appliquer des critères simples, transparents et non discriminatoires **avant toute étude de raccordement spécifique pour une étude exploratoire ou une PTF d'un projet particulier**
- **La proposition d'application de la priorisation de l'instruction aux études exploratoires est faite pour être cohérent avec le parcours de raccordement et le principe de PTF pré-payante** : il ne semble pas pertinent ni efficace de faire une étude exploratoire qui ne pourra être suivie d'une PTF que 12 mois après. La probabilité de caducité de cette exploratoire serait alors élevée.



Temporiser l'instruction des demandes de raccordement HTB fortement désoptimisantes

- **Sans lien explicite avec la planification, la priorisation proposée n'aurait aucun effet d'encadrement des désoptimisations en début de schéma, ce qui ne fait pas sens pour l'intérêt collectif, dont les producteurs**

- S'agissant du parcours de raccordement, les principaux enjeux sont :
  - ✓ de bien cibler les projets HTB de forte puissance susceptible de remettre en cause les capacités de transformation HTA/HTB et les postes sources à financer par la collectivité des producteurs au travers de la QP
  - ✓ de tenir compte du fait que, les capacités globales de raccordement seront bien inférieures à la puissance brute déclarée dans AERO
  - ✓ d'identifier au mieux les projets HTB dont il faut considérer, du point de vue de la planification, qu'ils sont **en zone blanche**

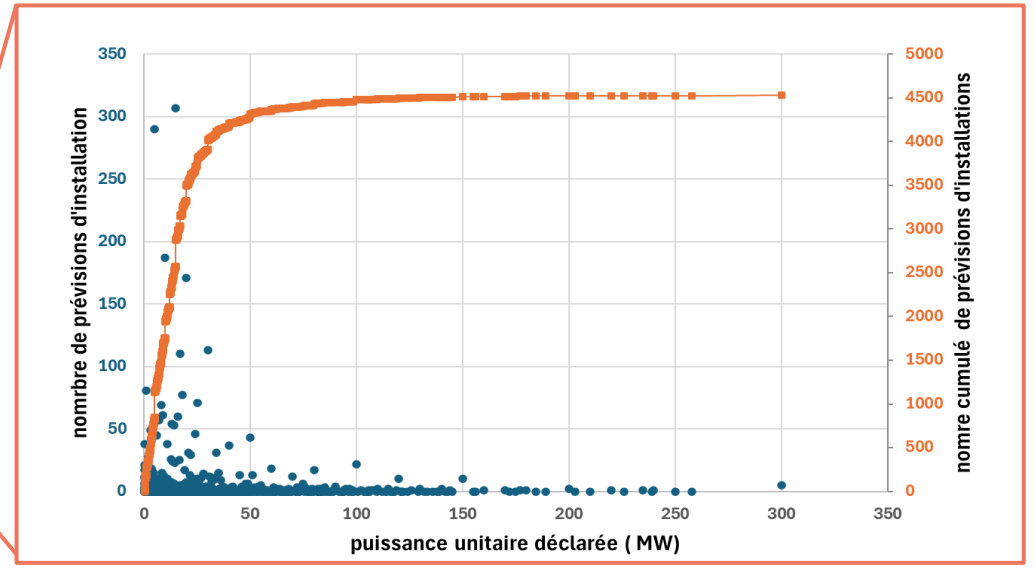
- **RTE considère qu'il n'est pas pertinent de se baser sur les scénarii de gisements consolidés pour définir la notion de prise en compte car :**
  - ✓ **ils ne visent pas à établir une pré-file d'attente** deux ans avant l'entrée en vigueur d'un schéma en scellant le sort de prévisions de projets comme s'il s'agissait de demandes de raccordement
  - ✓ **ils n'ont pas un niveau d'opposabilité comparable à la répartition de capacité réservée** mise à disposition dans une version de schéma qui dépendra de la pertinence technico économique, des paliers techniques et des arbitrages à faire sur l'évolutivité des solutions

- Par ailleurs, utiliser le critère technico économique est matériellement inapplicable pour définir la notion de prise en compte d'un projet unitaire car l'effet est indirect :
  - ✓ Le critère technico économique n'est pas l'unique élément qui guide les choix de planification; **sa valeur a été fixée pour écarter les points singuliers**
  - ✓ Il s'applique **aux ouvrages réseau,** en tenant compte de la capacité réservée qu'ils dégagent, et non à une prévision de projet; en particulier **il n'a pas pour vocation de plafonner le coût de raccordement / MW d'un projet**
  - ✓ Pas « d'étude avant l'étude » : il ne s'agit pas de vérifier la rentabilité du raccordement d'une prévision de projet: elle ne constitue pas en elle-même une demande de raccordement; par ailleurs on ne considère pas le point de raccordement qu'on ne connait de toutes façon pas.

Seules 12% des demandes de raccordement EnR devraient être concernées par la priorisation

État au 25/02/24	nb de prévisions 250 kVA= < P < 30 MW hors FA	puissance moyenne 250 kVA= < P < 30 MW hors FA	nb de prévisions 30 MW= < P < 100 MW hors FA	puissance moyenne 30 MW= < P < 100 MW hors FA	nb de prévisions >= 100 MW hors FA	puissance moyenne prévisions > =100 MW hors FA
Auvergne-Rhône-Alpes	1515	10,6	206	40,5	8	131,6
Bourgogne-Franche-Comté	1938	12,3	386	43,2	24	131,1
Bretagne	796	11,2	48	42,9	2	100,0
Centre-Val de Loire	1937	13,6	383	46,3	23	117,4
Grand Est	2459	13,8	462	45,0	29	176,2
Hauts-de-France	1496	14,1	224	43,4	13	155,4
Île-de-France	286	12,1	46	41,9	0	0,0
Normandie	1065	12,7	79	39,9	9	215,9
Nouvelle-Aquitaine	3840	11,6	563	46,2	55	137,8
Occitanie	3019	10,4	244	44,2	19	134,6
Pays de la Loire	1448	10,5	101	41,4	6	148,9
Provence-Alpes-Côte d'Azur	810	7,9	59	46,4	6	103,3
Total général	20609	11,9	2801	44,3	194	143,4

Distribution des puissances unitaires de prévisions de projets déclarées en NAQ (non abattues, 250 kVA < P < 300 MW)

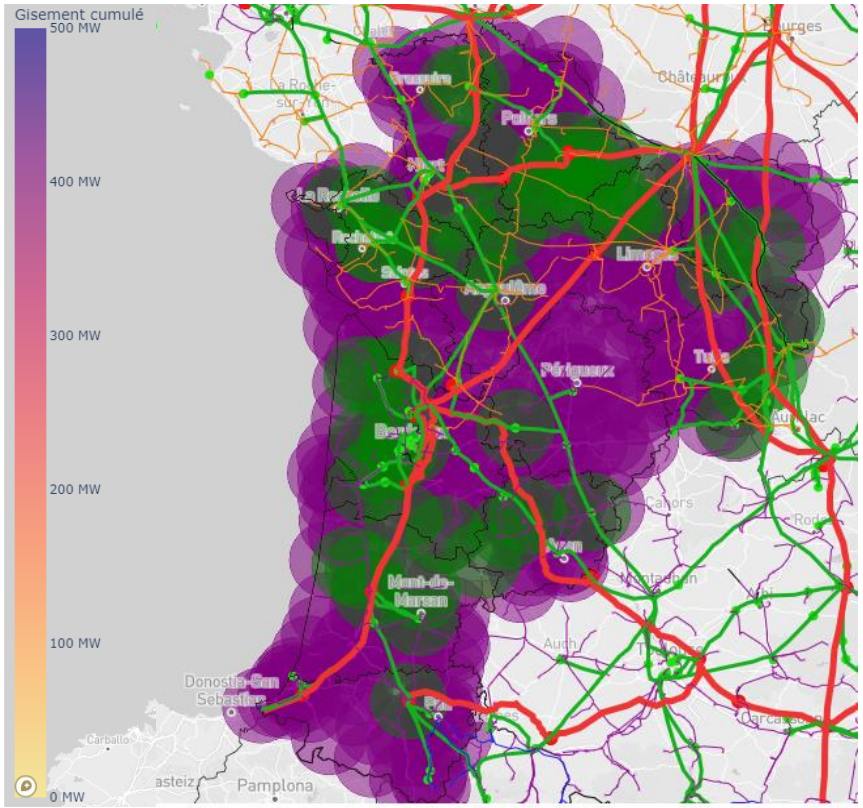


	Avancé (autorisé, suspendu, refus contesté, en instruction)	Développement	Prospection
nombre de projets HTB > 100 MW sur l'hexagone	16	47	116
taux INSAS de réduction de puissance pour la construction de gisement	0-20%	40%	50%

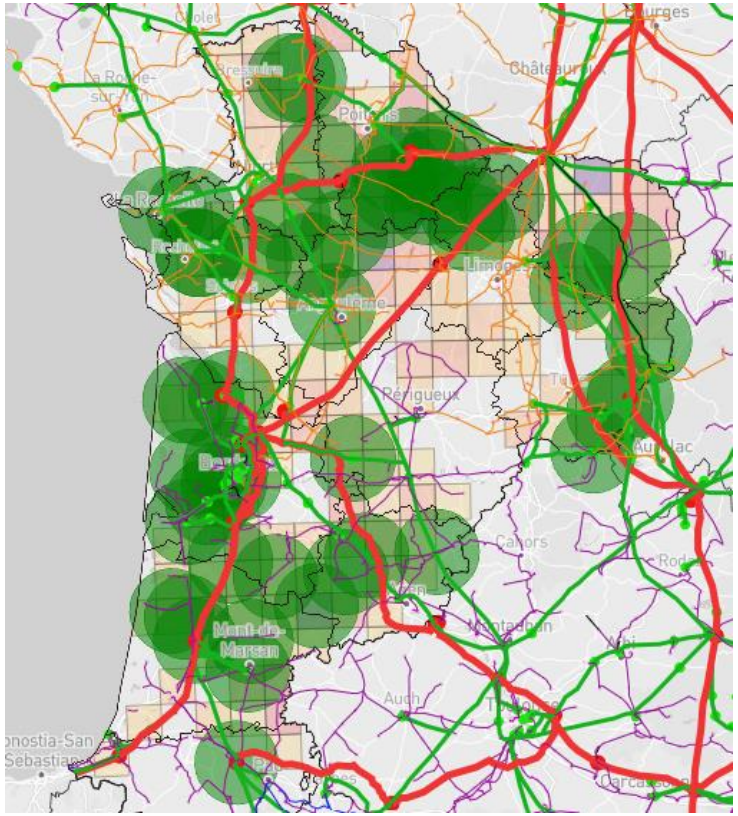
Le dimensionnement des capacités locales pourra fortement diverger des besoins des gros projets en prospection s'ils se matérialisent avec une puissance de raccordement proche de celle qui avait été initialement déclarée : biais lié au fait de tenir compte d'un taux de chute en abattant la puissance déclarée, **dont RTE comprend qu'il est consenti par les parties prenantes.**

Critères proxy pour la « prise en compte » : Illustration avec le schéma NAQ

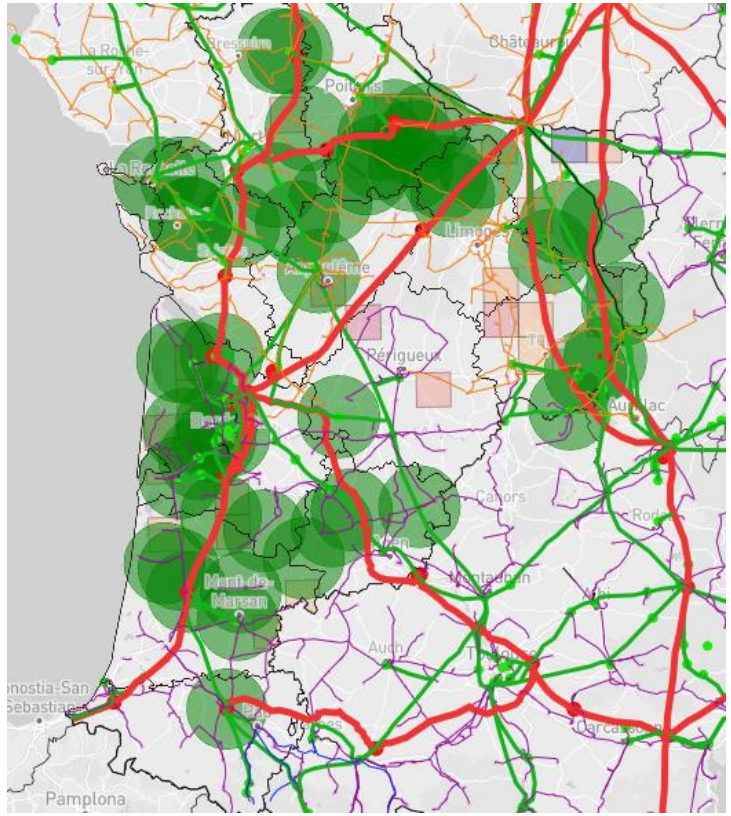
Un seul critère distance autour des postes ne permet pas la sélectivité recherchée puisqu'avant même la révision tout le territoire est couvert avec les postes HTB1 : il est donc nécessaire de distinguer les niveaux de tension, et de compléter le critère distance



Cercles violets : 15 km autour des postes HTB1
Cercles verts : 15 km autour des postes HTB2



15 km autour des postes HTB 2 VS carroyage 20 km2 des puissances de prévisions de projets AERO 30 MW<P<100 MW



15 km autour des postes HTB 2 carroyage 20 km2 des puissances prévisions de projets AERO puissance > 100 MW

Merci !