Le réseau de transport d'électricité

Commission Accès au Réseau
Réunion plénière

26 juin 2025

CURTE

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

1) Bilan à mi-année des concertations 2025 : rétrospectives des travaux achevés et perspectives

2) Raccordement des clients : feuille de route des évolutions à venir

3) Insertion des EnR dans le système électrique

- **Mettre en œuvre un programme industriel performant pour le raccordement des EnR terrestres**
- **Bilan des écrêtements ENR 2024**

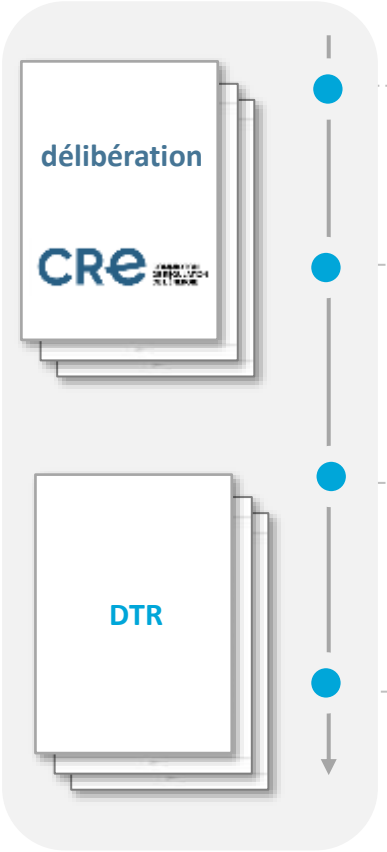
1 Bilan à mi-année des concertations 2025
Rétrospectives des travaux achevés et perspectives

La loi APER est désormais entièrement déclinée par RTE pour les clients consommateurs

Mise en œuvre du dispositif de mutualisation des ouvrages

- Pour répondre aux besoins d'électrification, RTE a défini **des structures de réseau cible**, a engagé la réalisation des infrastructures mutualisée.
- Dans une logique de « course contre la montre », les études et les procédures administratives ont été lancées **avec une accélération notable sur les phases de concertation amont.**

En un an, un changement complet de logique a été mis en place pour le raccordement des clients, en passant d'un traitement individuel à une logique groupée reposant sur un premier niveau de planification.



17 juillet au 16 septembre 2024 : **consultation publique de la CRE**

7 novembre 2024 : **délibération n° 2024-200**

17 septembre au 13 mars 2025 : **concertation au sein des GT de la CAR**, puis consultation formelle du 16 avril au 16 mai

La CRE a été saisie formellement par RTE de la modification de la DTR le 24 juin – délibération attendue avant le 1er aout

La loi APER est désormais entièrement déclinée par RTE pour les clients consommateurs

1 Déclinaison des dispositions contenues au sein de la délibération cadre

- **périmètre d'éligibilité** : installations de consommation et aux ouvrages du RPD, dans une zone validée par la CRE
- **Mode de calcul de la QP** : quotient du coût total de création des ouvrages mutualisés et des ouvrages associés par la capacité globale de raccordement offerte par ces ouvrages – montant validé par la CRE
- **Modalités d'évolutions de la QP** : RTE a la possibilité de saisir la CRE pour réviser la quote-part unitaire si elle évolue au-delà de la marge de +/- 15% (+ réserves)

2 Des éléments complémentaires par rapport à la délibération cadre

- **Suspension du traitement des demandes dans les zones d'étude**
- **Echéancier de paiement :** 5% à l'acceptation de la PTF ; 5% 12 mois après ; 10% 24 mois après ; 30% à l'acceptation de la Conv. Racc. ; 30% 12 mois après; 20% à la Mise à disposition du raccordement.

Un dispositif spécifique a été intégré pour répondre au besoin d'anticipation : le « fast track »

Approbation de l'ensemble contractuel pour la mise en œuvre de la procédure fast track







Procédure fast-track

Raccordement rapide à pleine puissance de grands projets (1 GW), dès 2028, sur 8 sites pré-identifiés

7 mai 2025 : délibération 2025-120 approuvant la procédure de raccordement fast track. La délibération approuvant la convention de raccordement est attendue dans les prochains jours.

Envoi des premiers Engagements de raccordement prévu dans le courant du mois de juillet.

RTE, sur demande de l'Etat, a réservé de la capacité sur **4 sites propices (Nord, Seine-et-Marne, Somme)**



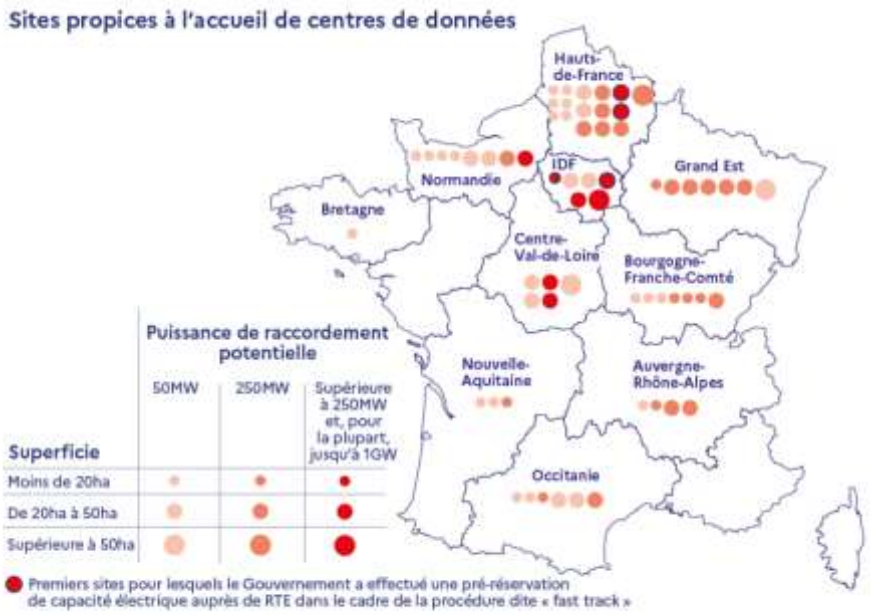
Vue générale du processus proposé



1. Identification des sites propices en lien avec l'Etat et les aménageurs du territoire et réservation de la capacité de forte puissance
2. Identification des Clients pour le raccordement rapide de très forte puissance
3. Proposition d'un contrat de raccordement spécifique, pour répondre aux enjeux d'un raccordement rapide

L'identification des sites propices répond à une analyse multifactorielle

1. Identification des sites propices en lien avec l'Etat et les aménageurs du territoire et réservation de la capacité de forte puissance
2. Identification des Lauréats pour le raccordement rapide de très forte puissance
3. Proposer un contrat de raccordement spécifique, pour répondre aux enjeux d'un raccordement rapide : Il doit être considéré comme une *offre alternative* de raccordement, répondant à des règles de financement spécifiques



- ✓ une surface foncière **de plusieurs dizaines d'hectares** compatible avec l'implantation de projets de ce type
- ✓ **Une proximité physique** d'infrastructures de transport d'électricité en 400 000 volts dans une zone favorable.
- ✓ la **capacité du réseau de transport**, au regard des contraintes du réseau amont, **à offrir rapidement une forte puissance en soutirage**

Contenu de l'Engagement de raccordement



1. Identification des sites propices en lien avec l'Etat et les aménageurs du territoire et réservation de la capacité de forte puissance
2. Identification des Lauréats pour le raccordement rapide de très forte puissance
3. Proposer un contrat de raccordement spécifique, pour répondre aux enjeux d'un raccordement rapide : Il doit être considéré comme une *offre alternative* de raccordement, répondant à des règles de financement spécifiques

Conclusion de l'Engagement de raccordement : Le client doit verser 30% du cout total du raccordement au moment de la conclusion du contrat et fournir une rampe de montée de charge, sur la base de laquelle la part capacitaire sera calculée. Le client verse ensuite 60% du cout total du raccordement au moment de la signature de la convention de raccordement.

Délai de raccordement : le délai de raccordement est de 36 à 48 mois selon les zones. Le client doit transmettre un permis de construire 16 mois après la signature de l'Engagement. A défaut, le processus de raccordement prend fin.

Dispositions financières : La contribution financière du Client est composée d'une part, du coût des ouvrages et travaux et, d'autre part, d'une composante capacitaire dont le montant se chiffre entre 20 et 40 k€/MW/an selon les zones.

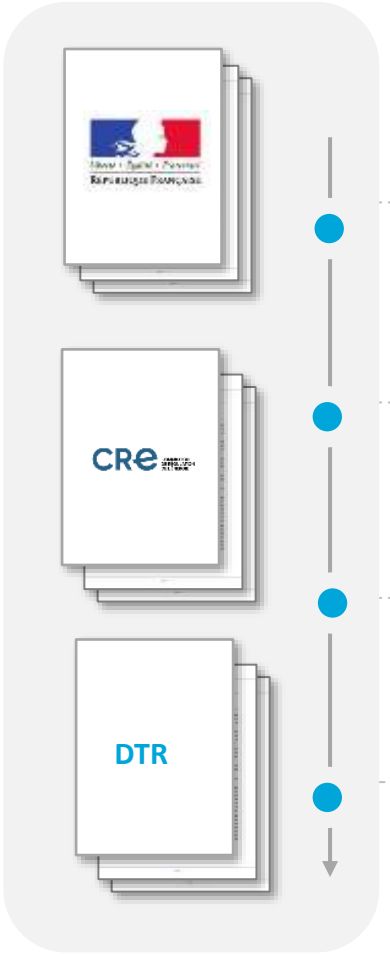
Résiliation : les sommes déjà engagées ne seront pas remboursées, et le client sera redevable d'une somme correspondant à 25% de la part capacitaire sauf en cas de force majeure.

La loi APER est désormais entièrement déclinée par RTE pour les clients consommateurs

Mise en œuvre du dispositif de récupération de Pracc

- ✓ **Rendre cohérentes** la puissance de raccordement en soutirage (PRacc) d'un Client et sa puissance réellement utilisée.
- ✓ Inciter au bon dimensionnement des PRacc et la date de mise en service demandées afin d'éviter la saturation artificielle du réseau, la réalisation de travaux inutiles, et optimiser les délais de raccordement pour l'ensemble des clients.

Un mauvais dimensionnement de la demande pénalise l'ensemble des clients : besoin de transparence dès la demande



L'ordonnance n°2023-813 et l'**arrêté du 14 novembre 2024** créent et déclinent le dispositif de récupération de Puissance de raccordement

18 décembre 2024 : **délibération n° 2024-229**

14 janvier au 27 mars 2025 : **concertation au sein des GT de la CAR**, puis consultation formelle du 16 avril au 16 mai

La CRE a été saisie formellement par RTE de la modification de la DTR le 24 juin – délibération attendue avant le 1er aout (date butoir de mise en œuvre)

La loi APER est désormais entièrement déclinée par RTE pour les clients consommateurs

1 Déclinaison des dispositions réglementaires

- **Les modalités de récupération de Pracc et de modification de la Pracc sont intégrées principalement dans le CART** (formule de récupération, prise en compte de la Pmax sur les 5 dernières années... Dispositif qui s'applique automatique tous les ans)**.**
- **Options de montée en charge :** par défaut d'une période de 5 années de montée en charge libre, à compter de la mise à disposition de son raccordement, période durant laquelle la Pracc soutirage lui sera garantie par RTE. Si demandé par le client, possibilité de faire une montée de charge sur 10 ans
- **Réduction de la contribution financière** pour les clients existants qui voudraient revenir à leur Pracc soutirage d'avant la mise en œuvre du dispositif

2 Incitation au bon dimensionnement : renforcement de l'exigence de transparence

But : inciter à déclarer des puissances en phase avec le besoin réel et éviter des surdimensionnements et permettre un meilleur suivi de la file d'attente pour favoriser les projets les plus matures.

- **Justification de la Pracc en soutirage** au plus tard 3 mois avant la convrac
- **Remise d'un planning prévisionnel** faisant apparaitre des jalons clés (FID, AE, PC…)

Déclinaison de la loi APER pour les EnR : une première séquence consacrée à la planification de l'infrastructure électrique

GT producteur du CURTE

- **Organisation des campagnes de recensement et consignes**
- **Critère technico-économique**
- **Réservoir de travaux et articulation avec les transferts**
- **Parcours raccordement et droit de priorité à l'instruction HTB**
- **ETFs**

GT UFE

- **Transmission de données AERO aux GRDs (D 321-17) : Finalisation des trames d'accords de confidentialité en cours, dont les principes seront repris en DTR**

GT INSAS Gisements

- **Echange sur la compréhension des signaux donnés par AERO**
- **Description du fonctionnement des modèles d'estimation de puissance à raccorder en basse tension**
- **Méthodes de spatialisation infra régionales**

- RTE veille à prendre en compte, pour les modifications à prévoir en DTR, des discussions qui se tiennent dans les COTECH régionaux

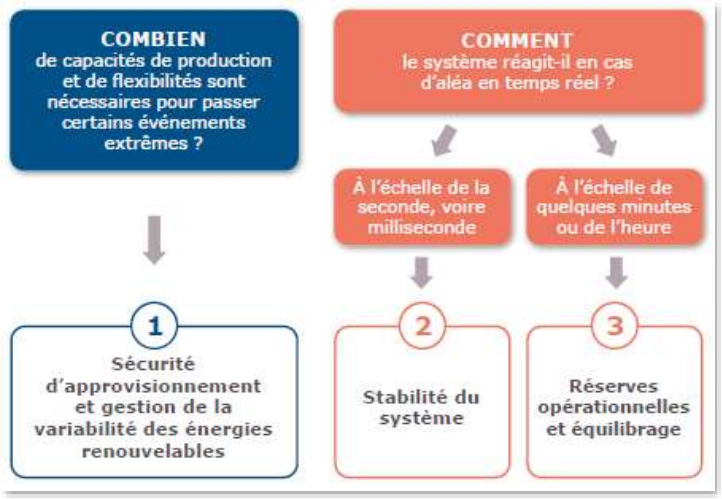
Ouverture d'une seconde séquence de concertation consacrée à la mise en œuvre de la planification du réseau dédié aux EnR

Sujets Concertation	Reste à faire
Ouvrages prioritaires	• Méthode de sélection à inscrire en DTR • Séquencement dans le planning de révision • Articulation avec les révisions successives
Droit de priorité à l'instruction HTB	• Poursuite des discussions sur le critère de définition de la notion de prise en compte • Traitement des cas particuliers : projets aux frontières, GMP, projets hybrides
Renoncement à la mutualisation	• Condition de construction des offres avec renoncement à la mutualisation • Articulation avec les révisions suivantes
Procédure Raccordement HTB	• Intégration du droit de priorité et du renoncement à la mutualisation + séquencement avec les révisions
Réservoir de travaux	• Principes de choix des postes hébergeurs d'ouvrages supplémentaires • Limitation de l'impact sur les actifs HTB dans les postes
Solde	• Modification de la formule pour intégrer les écart coûts/recette liés aux schémas clôturés

- RTE prévoit de traiter ces 6 sujets sur **septembre 2025 - janvier 2026**
- consultation en **février 2026**
- saisine de la CRE en mars 2026

La mise en œuvre du SDDR requiert des modifications des règles de gestion du système électrique

<u>Identification des priorités dans les plannings de concertation</u>, en cohérence avec les études et le SDDR.
Les nouvelles règles doivent respecter le principe « mêmes droits et devoirs » pour tous les acteurs



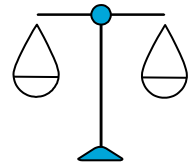
6 axes prioritaires identifiés pour répondre aux évolutions du système électrique et de son fonctionnement :

- Augmenter les **volumes d'équilibrage** pour l'équilibre offre-demande et la gestion des flux
- Renforcer les contributions des opérateurs en matière de **gestion de la tension**
- Faciliter **l'insertion des batteries** dans le système électrique
- **Anticiper** le programme de **travaux** avec les acteurs du système électrique
- **Sortir de la logique du « 1er arrivé, 1er servi »**
- Mettre en œuvre un **programme industriel** performant pour le **raccordement des EnR terrestres**

→ Ces évolutions de règles sont ou seront concertées en CAR et en CAM

Propositions de modification des règles de gestion du système électrique en cohérence avec les principes du SDDR

Augmenter les **volumes d'équilibrage** pour l'équilibre offre-demande et la gestion des flux



Concertation portée en Commission Accès aux Marchés

→ Evolution des mécanismes de marché en fonction des perspectives d'évolution du système

ex : participation des EnR au MA, évolution des modalités de contractualisation des réserves et des services système fréquence et tension, développement des flexibilités…

Depuis la loi DDADUE du 30 avril 2025

- **Tous les producteurs RPT et RPD (à partir d'un certain seuil**, qui ne peut être inférieur à 10 MW) doivent participer au MA
- **en mettant à disposition leur puissance disponible à la hausse et à la baisse**

Avec une passerelle en Commission Accès au Réseau

Concertation en cours

Participation au MA, aux SSY

Rappel des obligations en lien avec les règles de marché (MA), notamment le **rattachement à un acteur d'ajustement dans le CART P**

Propositions de modification des règles de gestion du système électrique en cohérence avec les principes du SDDR

Renforcer les contributions des clients en matière de **gestion de la tension et de stabilité du système.**



Accroître la participation des acteurs au réglage de tension tout en visant une répartition équilibrée entre RTE et les acteurs

Concertation en cours

Révision des SSY Tension

27 mars au 21 octobre 2025 : concertation au sein des GT de la CAR sur le projet d'évolution des règles services système tension (rémunération du réglage de tension)

Points clés

- **Assouplissement du planning** avec une fin de concertation fin octobre
- **Objectif de disposer davantage de compensation statique**
- **Obligation des producteurs et stockeurs** à signer le contrat de services système tension (rappelée dans le CART)

Des leviers activés rémunérés de manière à couvrir les coûts des acteurs sollicités en fonction du service rendu au réseau.

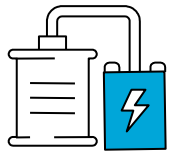
Concertation à venir

Révision des Capacités constructives

Insertion d'exigences relatives au Gridforming et à la compensation statique

Propositions de modification des règles de gestion du système électrique en cohérence avec les principes du SDDR

Faciliter **l'insertion des batteries** dans le système électrique



Concertations en cours

Gabarits

Offrir, dans certaines zones, de **nouvelles opportunités de raccordement** aux batteries en encadrant leur mode de fonctionnement pour ne pas aggraver les contraintes sur le réseau

SSY Tension

Utiliser le **gisement de MVar disponible** offert par les batteries et **rémunérer à hauteur des sollicitations**

Concertation à venir

TURPE Stockage

Inciter financièrement les stockeurs **à fonctionner de façon contracyclique** de façon à réduire les transits aux moments où ils sont les plus importants dans les zones identifiées

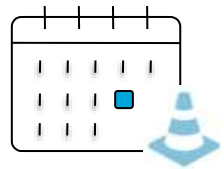
Contrats
Accès Réseau

Intégrer les spécificités liées au stockage dans les contrats d'accès au réseau

CART et Convention d'exploitation et de conduite

Propositions de modification des règles de gestion du système électrique en cohérence avec les principes du SDDR

Anticiper le programme de **travaux** du SDDR : contribuer à la réalisation du programme industriel



Concertations terminées

Travaux de renouvellement

Se coordonner en anticipation pour réaliser les travaux de renouvellement des ouvrages de raccordement des clients consommateurs, avec des plannings fermes et des engagements réciproques (CART C)

Travaux liés aux actifs imbriqués

Principes intégrés dans le CART P et le CART C

Concertation à venir

Gestion Prévisionnelle

Enrichir les principes de **coordination** présents dans les CART concernant la **planification des interventions** sur le réseau (au-delà du « dernier km ») et couvrant les besoins de sûreté du système, en y **intégrant les principes du contrat de gestion prévisionnelle**

Renforcer les engagements sur les jalons prévisionnels identifiés en pluriannuel : prévision en A-5, identification de « périodes de corrélation » engageantes pour les deux parties, révision des mécanismes financiers.

une gestion prévisionnelle obligatoire pour **tous les utilisateurs** du réseau avec des **exigences adaptées selon des catégories**

Travaux de renouvellement

CART P : **l'engagement sur les travaux de renouvellement** de ouvrages de raccordement sera concerté de façon coordonnée

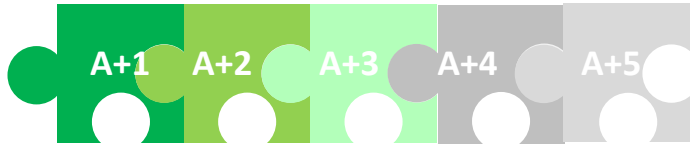
Focus sur les grands principes de la Gestion Prévisionnelle



1 - Disposer d'informations des utilisateurs du réseau avec plus d'anticipation

- Plannings des états d'(in)disponibilités des installations des utilisateurs
  Une maintenance partielle ou une baisse d'activité pouvant présenter une opportunité de se synchroniser
- Un allongement de la longueur de vue de A+3 à A+5



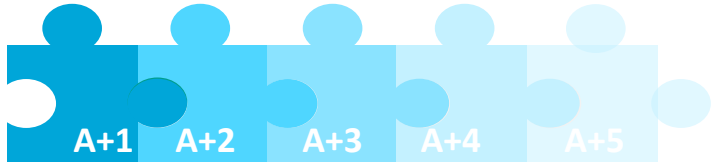


+

2 – Se coordonner pour programmer les interventions sur le RPT aux périodes de moindre gène pour les utilisateurs

- Corrélation besoins RTE/ états de l'installation de l'utilisateur
  Pour programmer tout type d'interventions sur le réseau (dont les interruptions programmées)
  Pour assurer la sûreté du système électrique (gestion des flux, intensité, tension, stabilité…)



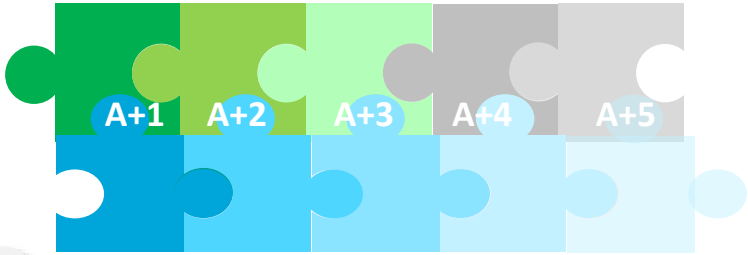


=

3 – Partager un planning pluri annuel

- Identifiant, selon les catégories d'utilisateur, des périodes engageantes à court terme *(« planning de référence »)* et à échéances plus éloignées (« *périodes de corrélation* »)







Un corpus contractuel simplifié pour tous les utilisateurs, avec l'extinction du contrat de Gestion Prévisionnelle au profit d'un unique CART portant les modalités de coordination rapprochées et les différents engagements associés.

2 Raccordement des clients : feuille de route des évolutions à venir

Un changement de paradigme nécessaire



- La stratégie proposée par RTE au sein du SDDR est de l'ordre de 100 Md€ sur quinze ans (à objectifs de politique énergétique inchangés).
- Elle ne correspond pas à la somme des besoins identifiés mais au résultat **d'une optimisation conséquente des réponses à ces besoins** (mutualisation des infrastructures, priorisations, etc.).
- **Cette trajectoire repose sur exigence de mise en œuvre des principes de priorisation pour tenir la trajectoire d'investissement**

Annonces sur le droit du raccordement

Mettre en place une procédure spécifique pour les raccordements très rapides de consommateurs de forte puissance (« fast track »)

Procédure et contrats validés par la CRE

Modifier le droit du raccordement pour éviter les phénomènes de spéculation sur le réseau et favoriser les projets industriels réellement matures

Aligner le cadre du raccordement avec les ambitions du SDDR

Réduire l'asymétrie d'information sur la maturité et consistance des projets

RTE accompagne depuis 2022 l'évolution de la dynamique des demandes de raccordement

Documentation technique de référence

- **2022 :** preuve de foncier

- **2024**

PTF pré-Payante

Mise en place de la file d'attente et modalités de gestion

Clarification des conditions de cession et suspension

- **2025**

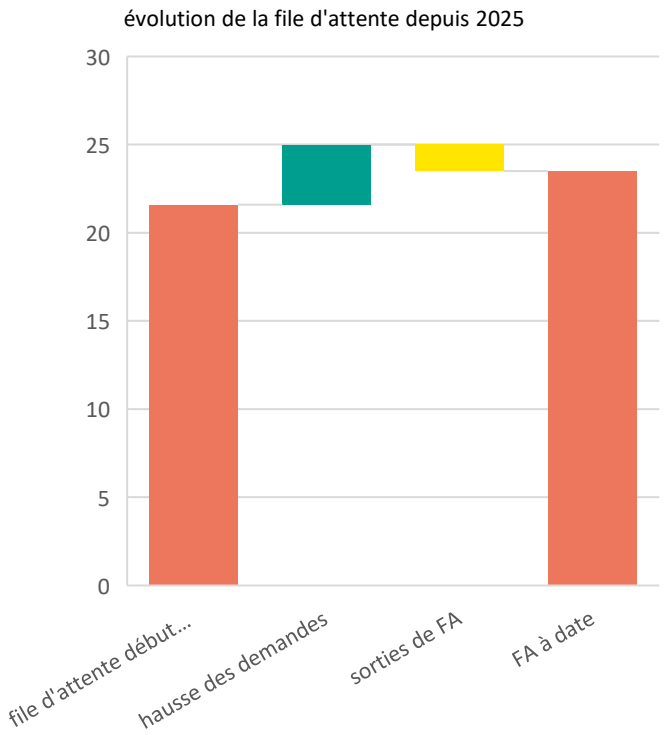
Mutualisation

Récupération de la Puissance de raccordement au soutirage

Engagement de fourniture d'une rampe de montée en puissance

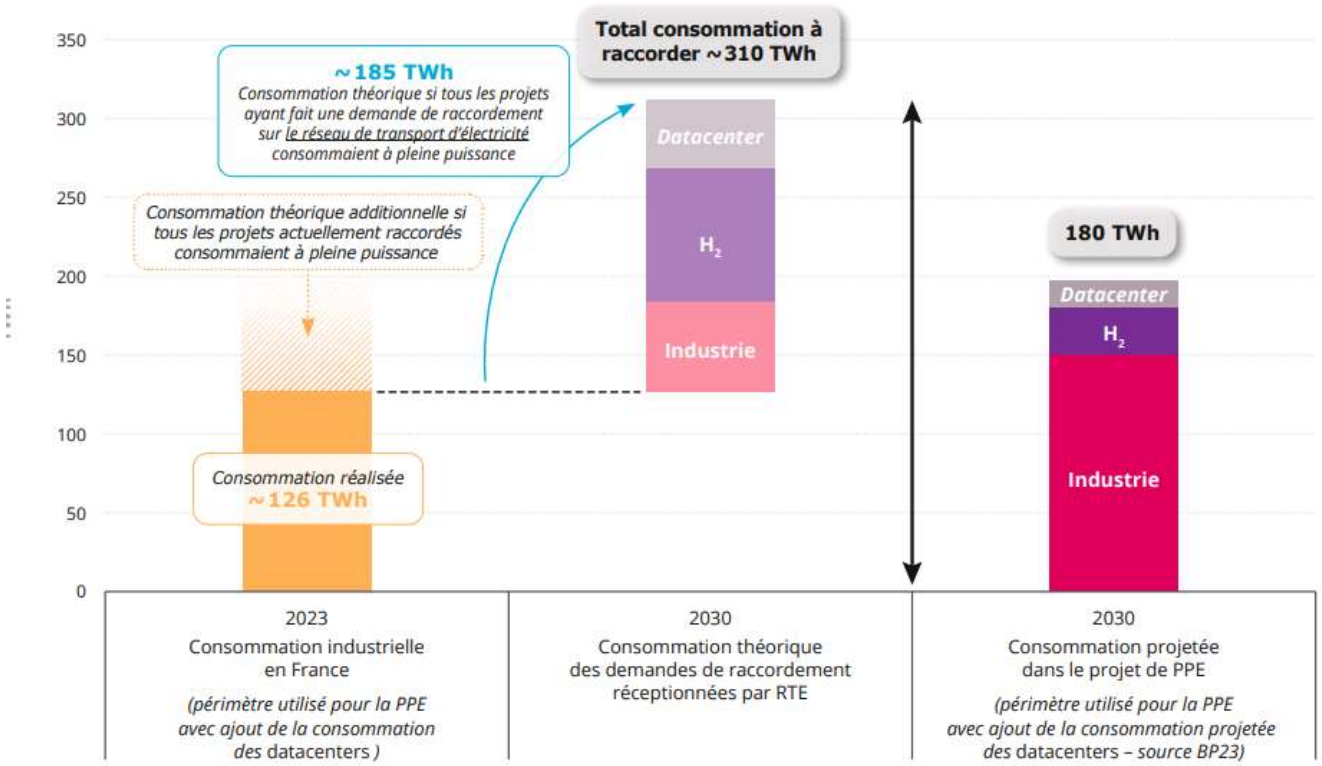
Fourniture d'un justificatif du besoin en puissance et en délai

Pour autant, la dynamique de la file d'attente est toujours présente



La réussite des prochaines évolutions passe par une transparence accrue et une réduction de l'asymétrie d'information

Consommation industrielle actuelle et projetée sur la base des contrats de raccordement signés et comparaison avec les perspectives de la PPE, à l'horizon 2030



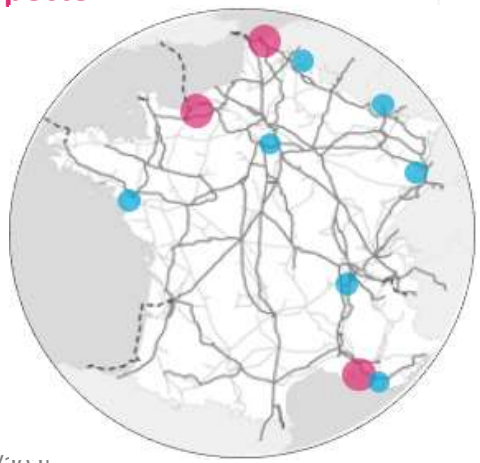
Un processus de raccordement optimal ne peut être proposé qu'en contrepartie d'un engagement des acteurs à la transparence

Le SDDR a développé de nouvelles logiques de planification

P1 — 3 zones industrialo-portuaires

Investissements relevant de l'aménagement long terme de ces zones, lancés dans tous les cas

Le calendrier de **mise en service en 2029 est pour l'instant respecté**



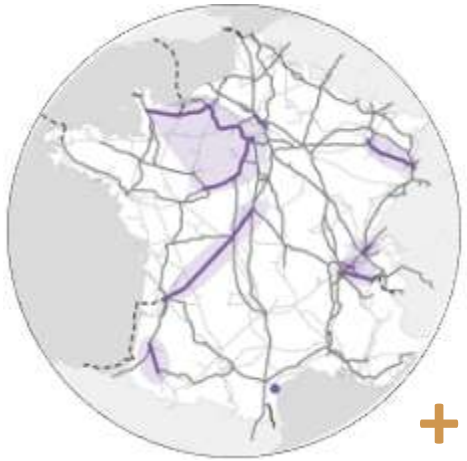
P2 — 7 autres zones de mutualisation

RTE engage le *permitting* de ses projets, mais conditionne le lancement effectif des travaux à l'engagement des industriels

Mise en service autour de 2030

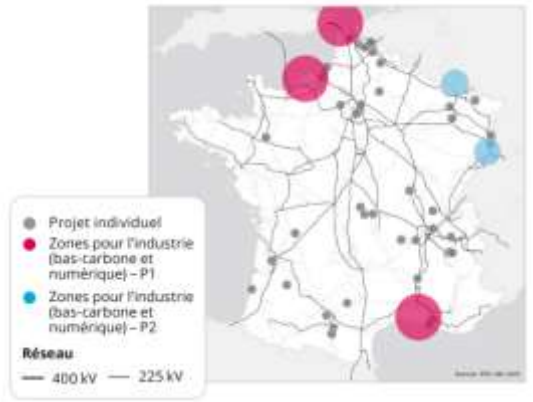
P3 — Zones de mutualisation potentielle

RTE peut déclencher des investissements structurants sur demande des autorités et sous réserve d'un engagement financier des industriels



raccordements individuels

Augmentations de puissance de raccordement, nouveaux raccordements au fil de l'eau



+

Procédure fast-track

Raccordement rapide à pleine puissance de grands projets (1 GW), dès 2028, sur 8 sites pré-identifiés

Programme de travail : une refonte structurelle coconstruite avec les parties prenantes



Prioriser : premier prêt, premier servi

- **Anticiper** : renforcer la planification ascendante *et* descendante pour créer de zones « prêtes à connecter »
- **Optimiser :** reconsidérer les modèles de financement

S1 2025 : annonce du SDDR et lancement d'un grand atelier d'échange.

- ***Juin 2025*** *: présentation des premières propositions*
- **Mise en œuvre opérationnelle** : un package global et cohérent, opérationnel en 2026, selon le calendrier législatif

Un appel à contribution sera lancé dans les prochaines semaines, permettant aux acteurs de challenger le panel de propositions présentées en séance en vue d'aboutir à une version coconstruite

Enjeux de la refonte : Sortir de la logique « Perdant – Perdant » et répondre aux défis communs

Pour les clients

Enjeu délais
Réduction des délais de réponses
Accélération des dates de mise à disposition, notamment via la sortie des projets « fantôme »

Enjeu prévisibilité/visibilité
Éviter les caducités
Localisation des demandes

Enjeu financier
Maitrise et Anticipation des coûts de raccordement
Finançabilité du projet

Pour RTE

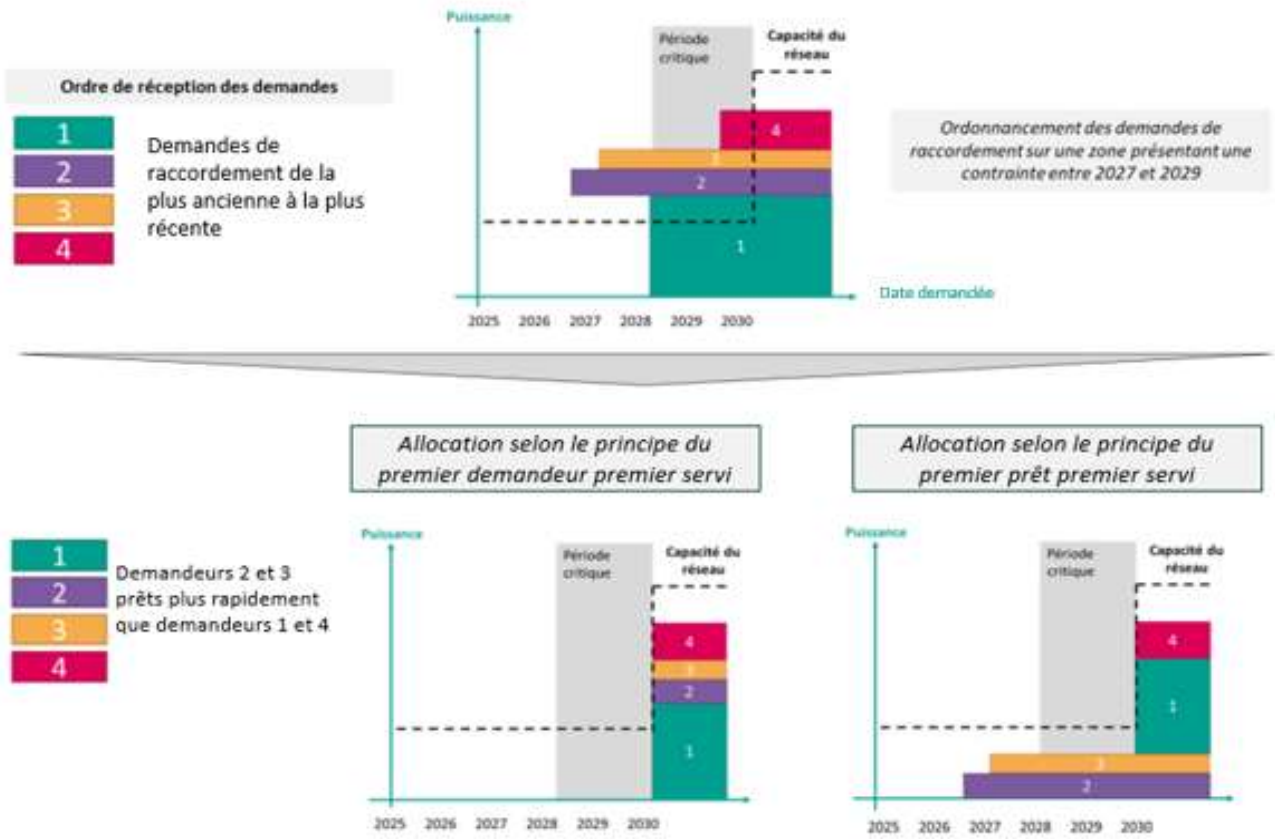
Enjeu réseau
Proposer des solutions de renforcement répondant aux besoins, à un coût acceptable
Éviter de surdévelopper les infrastructures

Enjeu industriel et financier
Proposer des solutions acceptables, répondant aux besoins réels (= pas uniquement annoncés) des clients
Maîtriser le volume d'équipements à sécuriser
Maîtrise de la trajectoire d'investissement

Un principe directeur : « premier prêt, premier servi »

Malgré le renforcement des règles, certains acteurs continuent à capter la capacité

→ **renforcer les engagements réciproques concernant le planning de mise en œuvre des projets**



Un principe directeur : « premier prêt, premier servi »

Décorréler l'accès à la capacité physique de la capacité électrique

Les nouveaux projets se verraient attribuer une date technique de raccordement au réseau mais la date de mise à disposition de la puissance dépendrait de l'avancée et du niveau de transparence du client



Mise en place de jalons contractuels engageants (ex : permis de construire dans un délai décidé avec le client), à défaut : décalage de la date de mise à disposition annoncée initialement

Se baser sur la rampe engageante annoncée par le client pour permettre une entrée en file d'attente « par tranche »

Enjeux

- Renforcer la transparence et développer le réseau à un rythme adapté aux besoins (sécurisation de la chaine de valeur)
- Favoriser les projets les plus matures et faire sortir les projets fantômes de la file d'attente

Une déclinaison adaptée aux enjeux de chacune des zones, afin d'anticiper les études et accélérer

Les modalités d'allocation de la capacité pourraient varier selon les zones considérées

Flécher les demandes vers certaines zones (planification descendante) et sécuriser l'engagement afin d'anticiper et accélérer les études.



Propositions nécessitant une évolution législative

Dans les zones de mutualisation existantes ou potentielles, renforcer la planification territoriale pour sécuriser les demandes de raccordement: création de zones « **prêtes à connecter** »

1

Identification de sites considérés comme propices au raccordement, sur une base multifactorielle (en lien avec l'Etat, les territoires et les prospects)

Réservation de capacité sur ces sites

Enjeux

- Sécuriser la localisation des demandes de PTF et ainsi éviter les caducités en chaine
- Optimisation des couts en évitant le surdéveloppement de réseau
- Anticiper les travaux et les commandes et permettre l'accélération du démarrage des travaux

Une déclinaison adaptée aux enjeux de chacune des zones, afin d'anticiper les études et accélérer

Les modalités d'allocation de la capacité pourraient varier selon les zones considérées

Flécher les demandes vers certaines zones (planification descendante) et sécuriser l'engagement afin d'anticiper et accélérer les études.



Propositions nécessitant une évolution législative

Dans les zones de mutualisation existantes ou potentielles, renforcer la planification territoriale pour sécuriser les demandes de raccordement: création de zones « **prêtes à connecter** »

2

Mise en place d'appels à manifestation d'intérêt organisés par RTE en deux temps : (i) organisation de fenêtres de participation payantes pour consolider le gisement, valant option sur la capacité, permettant à RTE de dimensionner une structure cible, puis (ii) réservation de capacité à hauteur de la puissance cible et garantie d'accès aux participants à l'AMI

Enjeux

- Renforcer la transparence et assurer la maturité des demandes (plus de demandes « pour voir » ou « pour anticipation »)
- Anticiper les travaux et les commandes et permettre l'accélération du démarrage des travaux

Une déclinaison adaptée aux enjeux de chacune des zones, afin d'adapter les modalités de financement

Les règles de financement peuvent mener à des couts de raccordement inacceptables pour la collectivité → **Permettre à RTE de ne plus avoir à raccorder à tout prix**

Propositions soumises à consultation

Propositions nécessitant une évolution législative

Mettre en place des seuils technico-économiques à l'instar des S3REnR, et modification des conditions de contribution financière des clients (prise en charge supérieure à 70%), ou d'une mise en place d'une contribution aux coûts des renforcements THT ou couts d'anticipation

Dans toutes les zones : mise en place de barèmes de raccordement

En dehors des zones «prêtes à connecter » : proposer une offre ferme pour l'accès à la capacité, avec engagement financier complémentaire (ORA) – par exemple via le versement d'arrhes à hauteur de la capacité demandée

Enjeux

- Renforcer la transparence et assurer la maturité des demandes
- Proposer des solutions répondant aux besoins réels des clients
- Maîtrise de la trajectoire d'investissement

3 Insertion des EnR dans le système électrique

3.1 Mettre en œuvre un programme industriel performant pour le raccordement des EnR terrestres

La révision des S3REnR doit définir un vrai programme industriel sur les réseaux

1 Construire toutes les infrastructures prévues dans les S3REnR actuels permettrait d'accueillir 126 GW d'EnR terrestres

Ce volume est proche de la fourchette basse du projet de PPE 3 projeté tendanciellement à 2040 tel qu'il était présenté avant les débats au Parlement.

2 Les S3REnR actuels ne permettent pas d'identifier dans quel ordre et à quel rythme effectuer la construction des ouvrages prévus

Cela crée un risque de ne pas atteindre les objectifs en termes de développement des EnR

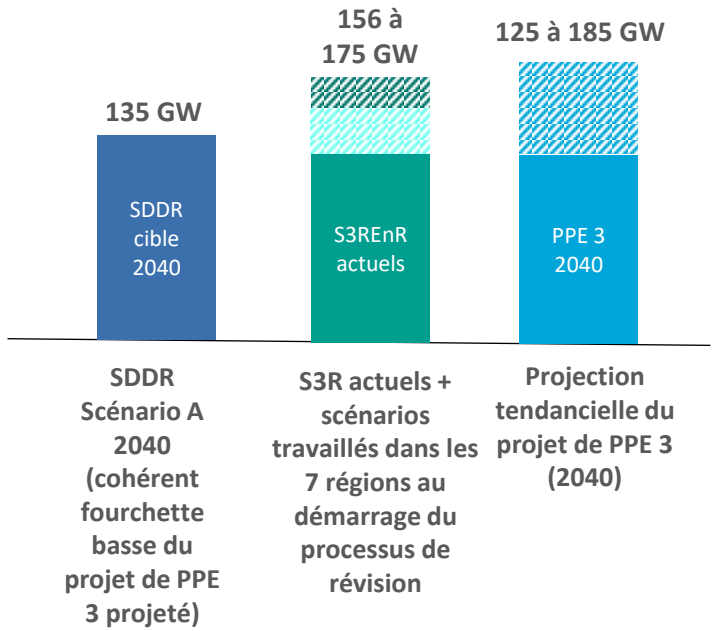
RTE et Enedis ont proposé un ordonnancement des infrastructures qui permet d'être compatible avec les objectifs du projet de PPE 3 à l'horizon 2030 :

- Les cartes de mises en service des infrastructures priorisées pour 2030 sont publiques.
- Tous ces projets sont lancés et font l'objet d'un suivi spécifique dans le programme industriel de RTE.
- RTE a proposé à la CRE de se voir appliquer une régulation incitative spécifique sur ces projets afin de bien contrôler leur mise en service. Elle a été retenue dans le TURPE 7

La révision des S3REnR doit définir un vrai programme industriel sur les réseaux

- Les révisions des schémas commencent alors que la PPE n'est pas adoptée.
- RTE constate que **les scénarios étudiés dans les régions conduisent déjà à dépasser les objectifs de la fourchette basse du projet de PPE 3 et se rapprochent de la fourchette haute alors que ces scénarios ne concernent que 7 régions.**
- **RTE estime qu'il est impératif de garantir un bouclage entre la PPE et les scénarios retenus dans les régions.** Des alertes ont été effectuées au niveau régional.
- **RTE estime que – pour être performante sur le plan technico-économique et industriel – la révision des S3REnR doit prendre en compte 4 paramètres :**

1. Un bouclage sur les volumes du projet de PPE 3, qui peut être effectué par l'intermédiaire des ouvrages prioritaires
2. Une définition claire des conditions conduisant à enclencher les investissements dans un ouvrage non-prioritaire (*a fortiori* si les volumes régionaux sont décorrélés de la PPE après son adoption)
3. Une vigilance spécifique sur les besoins de renforcement 400 kV qu'il n'est pas possible de dimensionner sur des « gisements » (cf. partie consommateurs)
4. Un travail spécifique à mener pour mutualiser les besoins et identifier les infrastructures les moins coûteuses



Capacités EnR terrestres (éolien + PV)

3.2 Bilan des écrêtements 2024

SOMMAIRE

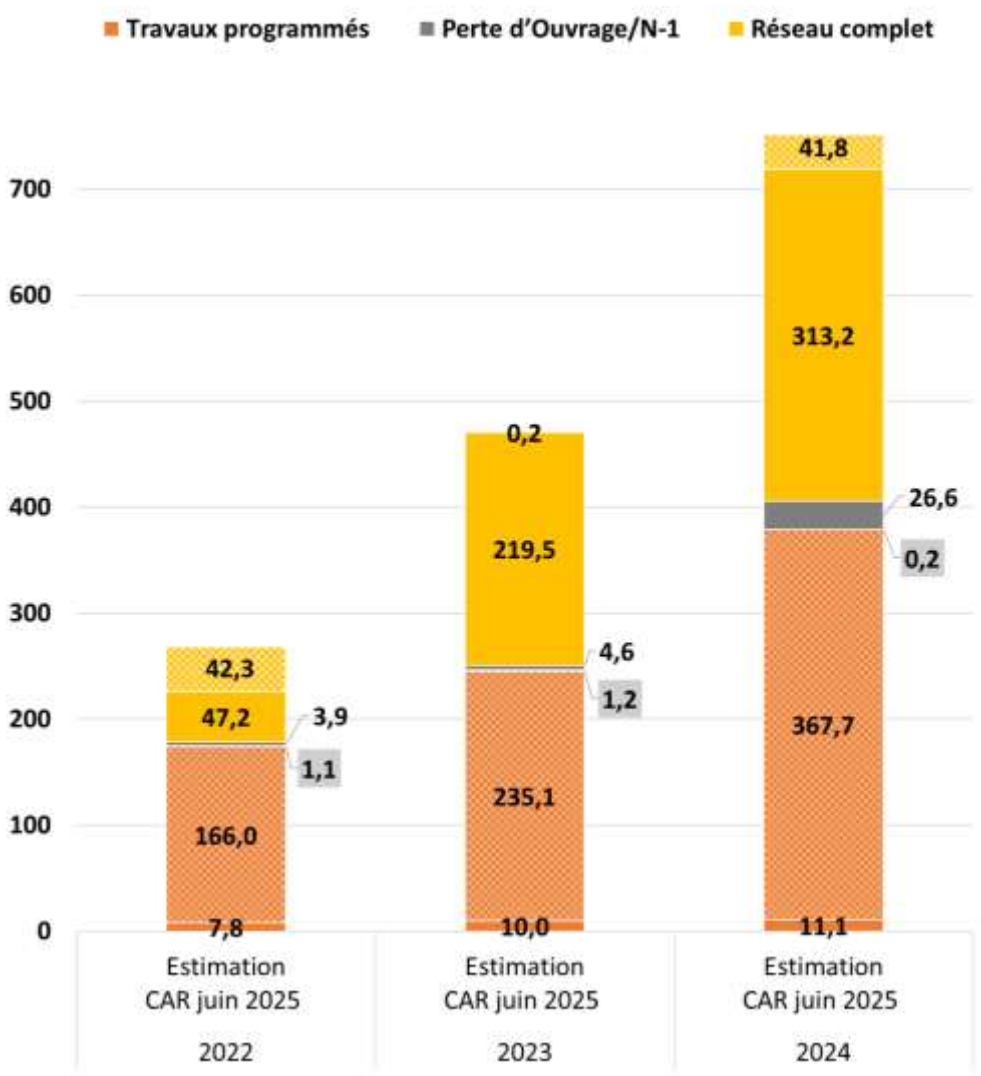
1. Bilan des limitations en 2024 et actualisation du bilan 2023

2. Avancement du déploiement des automates NAZA

3. Point d’avancement sur le cadre d’indemnisation en post temps réel

1 Bilan des limitations 2024

Evolution de l'énergie non évacuée (ENE) par motifs



Sur le graphique, on distingue

en pointillés les valeurs approximées par la méthode du facteur de charge,

en couleur unie les valeurs calculées par la méthode KppV.

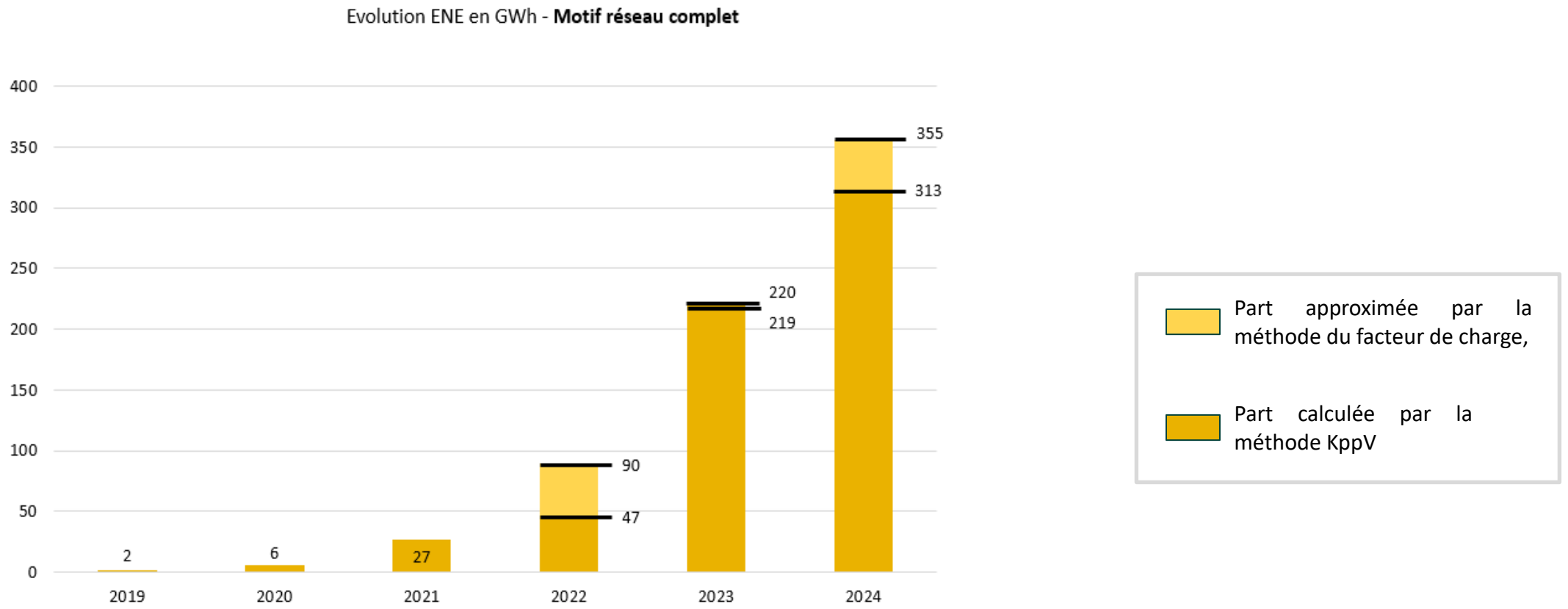
1) **<u>Changement de méthodologie de calcul en 2023</u>**

- Pour les producteurs HTA ENEDIS, l'application des forfaits a été stoppée en mars 2023. ENEDIS et RTE calculent maintenant l'ENE pour le motif réseau complet conformément à la méthode concertée et inscrite en DTR en 2023 (trapèze + KppV)
- De ce fait, nous présentons ici une actualisation des chiffres pour l'estimation ENE de l'année 2023 et la meilleure estimation à ce jour pour l'année 2024

2) **<u>Périmètre des limitations pour lesquelles l'ENE a été calculée pour l'année 2024</u>**

- Limitations appliquées aux clients HTB, aux clients ENEDIS et aux clients des ELD ont été chiffrées en ENE.
- 56% des limitations des clients HTB ont été chiffrées en ENE par la méthode KppV
- Environ 2,2% des limitations à réseau complet des clients HTA d'ENEDIS restent à chiffrer par ENEDIS. En attendant l'ENE a été estimée par la méthode du facteur de charge.
- 100% des limitations transmises par la SICAE S&C ont été chiffrées en ENE, 61% des limitations transmises par GEREDIS ont été chiffrées en ENE, 84% des limitations transmises par SRD ont été chiffrées en ENE.

Evaluation de la part d'ENE à Réseau Complet rapportée à la production EnR totale



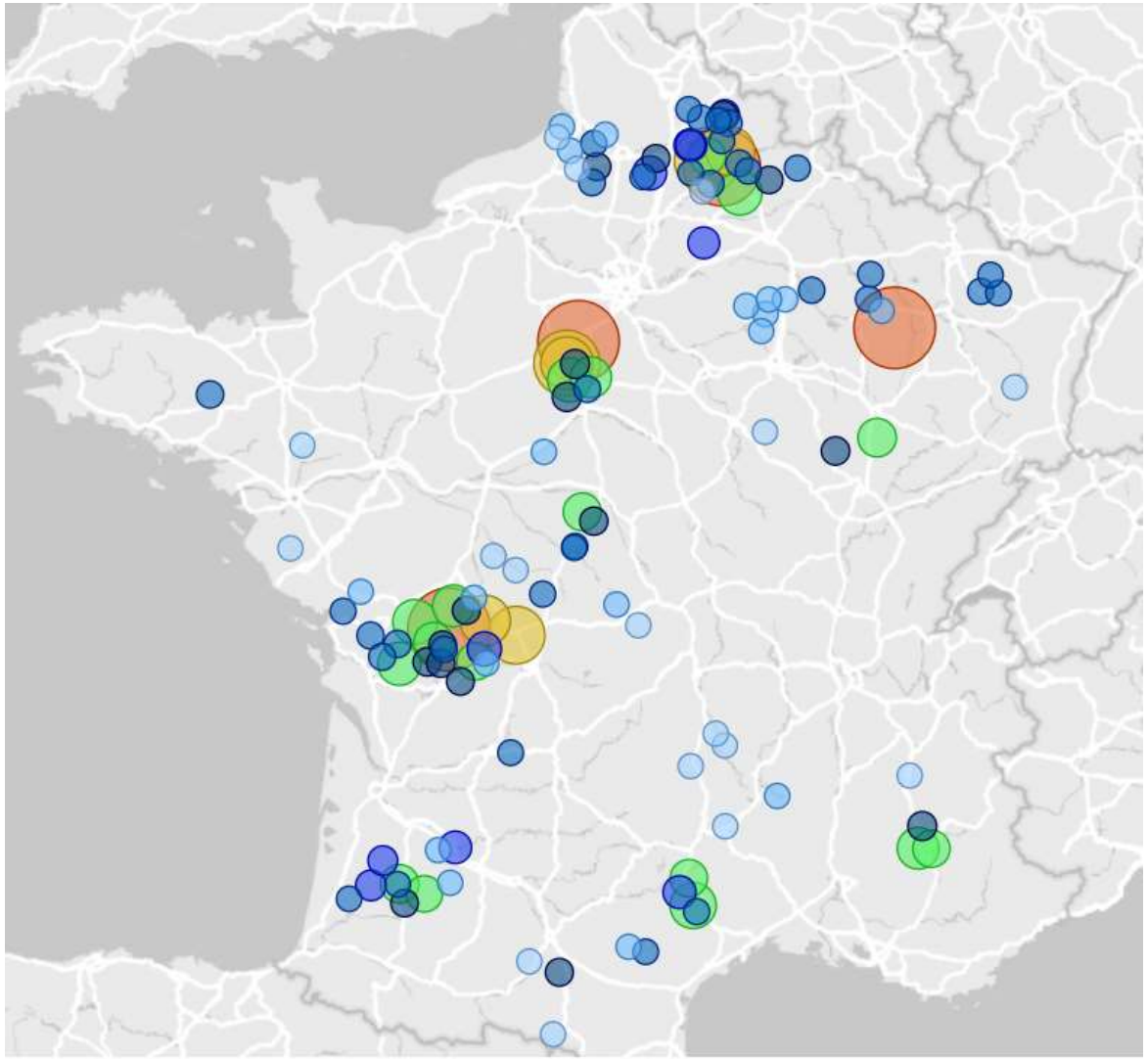
GWh	2019	2020	2021	2022	2023	2024
TOTAL ENE	1, 8	6,2	28,5	47 - 90	220 - 219	313 - 355
TOTAL prod EnR *(*)*	46 100	52 300	51 100	56 717	70 300	67 700
%	**0,004%**	**0,01%**	**0,06%**	**0,08% - 0,16%**	**0,31% - 0,31%**	**0,46% - 0,52%**

(*) PV + éolien terrestre. Sources : bilan électrique RTE

Les limitation comptabilisées dans le 0,3% correspondent à l'ENE pour la gestion des contraintes HTB1 à réseau complet.

Répartition géographique de l'ENE à Réseau Complet

ENE 2024 par poste clients pour le motif réseau complet



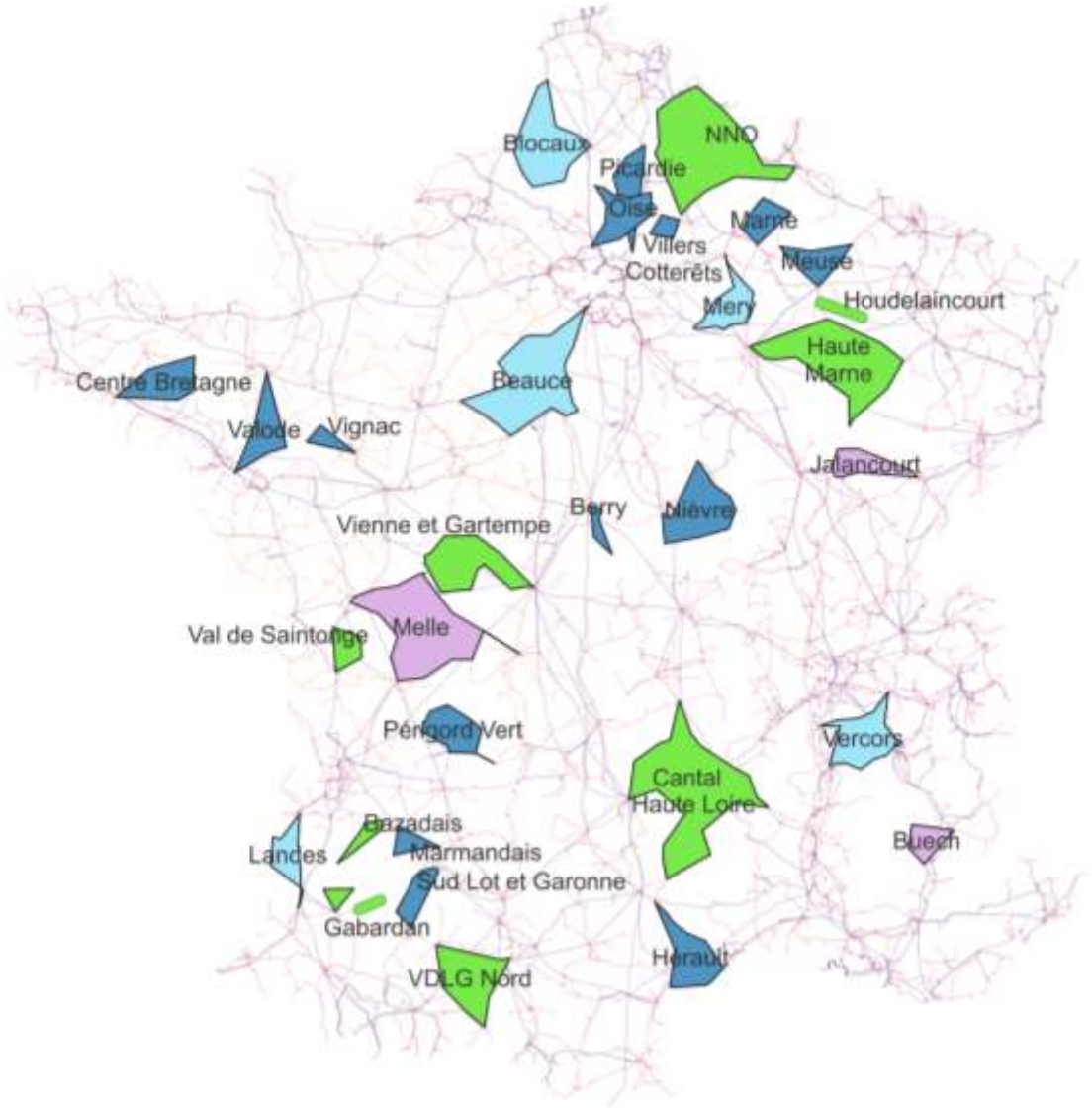
- 0 – 10 MWh
- 10 – 100 MWh
- 100 – 1000 MWh
- 1 000 – 2 000 MWh
- 2 000 – 5 000 MWh
- 5 000 – 10 000 MWh
- 10 000 – 20 000 MWh
- 20 000 – 30 000 MWh

Source : ENE générée par poste électrique évaluée par la méthode du facteur de charge – exprimée en MWh

2 Déploiement des automates NAZA

Déploiement des zones NAZA : des démonstrateurs au déploiement industriel

2022	3 automates
2023	5 automates
2024	10 automates
2025	14 automates prévus



A partir de 2024, un rythme de déploiement de 10 à 15 NAZA par an et priorisés selon leur utilité à la maille France

3 Traitement post temps réel

Industrialisation du processus d'indemnisation des producteurs EnR en cas de limitation

RTE industrialise le processus d'**indemnisation des écrêtements** de production des **EnR terrestres** à l'horizon octobre 2025, en mettant en place un **workflow entre RTE et les producteurs.**

Portail Services

Au sein de ce workflow, les producteurs seront amenés à interagir avec RTE à travers le Portail Services en **validant certaines données** et **fournissant des informations complémentaires** qui serviront de base à l'indemnisation.

Les **responsables d'équilibre/agrégateurs des producteurs auront accès de façon synchronisée,** mais en consultation seulement, aux informations échangées entre RTE et les producteurs. Leurs contestations devront être adressées aux producteurs, qui les transmettront à RTE.

Webinaires dédiés aux producteurs

- ❑ 6 juin 2025
- ❑ septembre 2025

Industrialisation du processus d'indemnisation des producteurs EnR en cas de limitation



Le workflow entre RTE et les producteurs comprend quatre étapes.

Ci-dessous les actions attendues des producteurs à chacune de ces étapes.

Gestion des tarifs	Traitement des limitations		
	Trace + Eligibilité	Indemnisation	Facturation
• **Saisie** des tarifs de soutien • **Envoi** des justificatifs associés	• **Alignement** sur la trace et l'éligibilité • **Déclaration** des sites en décompte impactés • **Contestation** de la trace et/ou de l'éligibilité	• **Validation** de l'ENE et de sa valorisation • **Contestation** de l'ENE et/ou de sa valorisation • **Envoi des informations manquantes** (tarif / Cref producteur)	• **Récupération** du numéro de commande • **Envoi** de la facture (hors service et API)

Industrialisation du processus d'indemnisation des producteurs EnR en cas de limitation

Le Portail Data met à disposition une API avec 11 ressources pour interagir directement avec RTE sans recourir au portail services.

Type de Ressources	Rôle de la ressource
Limitations	1. Obtenir la liste des limitations
	2. Obtenir le détail des limitations et sous-limitations
	3. Valider la trace de la limitation et son éligibilité
	4. Contester la trace et son éligibilité ou Contester l'ENE et sa valorisation
	5. Valider l'ENE et la valorisation
	6. Consulter les chroniques d'ENE
	7. Télécharger le template de CREF producteur
	8. Transmettre la CREF producteur
Tarifs	9. Visualiser les tarifs
	10. Télécharger le justificatif du tarif
	11. Soumettre un nouveau tarif

Phase de test de l'API sur un environnement de préproduction possible

Du 19 juin au 26 septembre

Demandes de configuration à adresser à
RTE_INDEMNISATIONLIMITATIONENR@rte-france.com

Le réseau de transport d'électricité

Merci !

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)