Le réseau de transport d'électricité

Commission d'Accès au Réseau
Réunion plénière

25 novembre 2024

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

1) **Feuille de route 2025 de la concertation du raccordement et de l'accès au réseau**
   - Fiabilisation des demandes et d'allocation de la capacité électrique pour les clients consommateurs
   - Renforcement la planification : Ordonnancement des investissements prévus aux S3REnR
   - Cohérence du cadre de raccordement avec les objectifs de la PPE3 pour les parcs offshores

2) **Benchmark européen relatif au cadre de raccordements des clients**

Programme 2025 : une continuité des travaux avec le besoin de préparer l'avenir

- ***Une année 2024*** qui aura permis de poser le cadre règlementaire et régulatoire nécessaire à la déclinaison de la loi APER et de poser les bases sur lesquelles poursuivre nos travaux.

- ***Une année 2025*** qui devra permettre de :
  - Finaliser les travaux engagés et de réussir les **mises en œuvre opérationnelles** des nouveaux dispositifs permis par la loi APER en parallèle de la **concertation avec les parties prenantes** ;
  - Lancer les réflexions nécessaires à **une adaptation du cadre du raccordement** permettant de répondre aux évolutions du système électrique.

Une feuille de route qui s'articule autour de 3 axes :

1. Renforcer la planification et l'anticipation du développement des infrastructures
2. Favoriser les projets les plus matures et allouer la capacité au réel besoin des acteurs
3. S'adapter aux évolutions du Système électrique

1 Renforcer la planification et l’anticipation du développement des infrastructures

Une démarche de planification territoriale des capacités électriques pour l'accueil des clients consommateurs

Anticiper et mutualiser les ouvrages indispensables aux raccordements des clients consommateurs et distributeurs

Le décret mutualisation publié en juin 2024 et la délibération CRE du 7 novembre 2024 prise à l'issue d'une phase de consultation des acteurs ont permis de préciser les modalités de mise en œuvre du dispositif de mutualisation

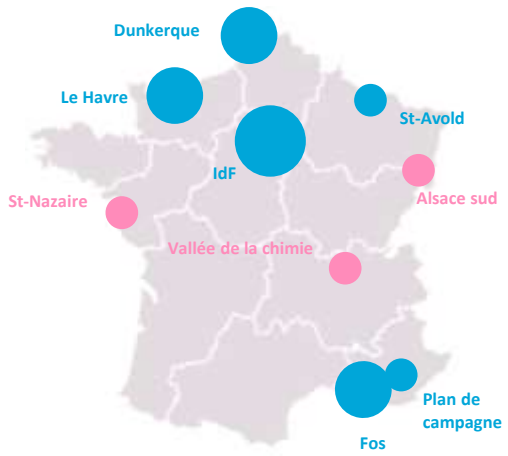
- Périmètre d'éligibilité
- Dossier de saisine
- Calcul et applicabilité de la quote-part
- Actualisation et révision de la quote-part
- Validation et déclenchement des investissements
- Suivi des zones de mutualisation

Un cadre réglementaire et régulatoire clair qui assoit la stratégie de RTE d'anticipation du développement de capacité d'accueil pour les clients consommateurs et distributeurs

Poursuivre le développement des zones de mutualisation et préciser les engagements de RTE et de ses clients.

Enjeux 2025 : Poursuite du développement **de nouvelles zones de mutualisation** afin d'améliorer la réponse aux acteurs.

Nécessité d'acter **l'ancrage des zones de mutualisation** dans le panorama des offres de raccordement et d'en préciser les modalités de gestion



Les réalisations de 2024 :

- Identification de **nouvelles zones contraintes** nécessitant la création d'ouvrages mutualisés, élaboration d'une structure de réseau cible et obtention de l'accord de la CRE
- Publication du **décret et de la délibération de la CRE** sur la mutualisation des ouvrages de raccordement pour les clients consommateurs et les poste sources distributeurs
- Démarrage de la saisine formelle des demandes d'autorisation en application de la délibération cadre de la CRE

Les perspectives de 2025 :

- Adaptation du corpus contractuel aux textes d'application de la loi APER relatif à la mutualisation des ouvrages de raccordement en concertation avec les acteurs : **suspension des demandes pendant les études, échéancier de paiement de la QP, conséquences d'un abandon de projet, modalités de révision de la QP**

- **Poursuite de la soumission formelle des demandes d'autorisation** de création des zones de mutualisation en application de la délibération cadre de la CRE

Un nouveau cadre pour à l'accueil des ENR permettant une anticipation et une priorisation des développements de réseau

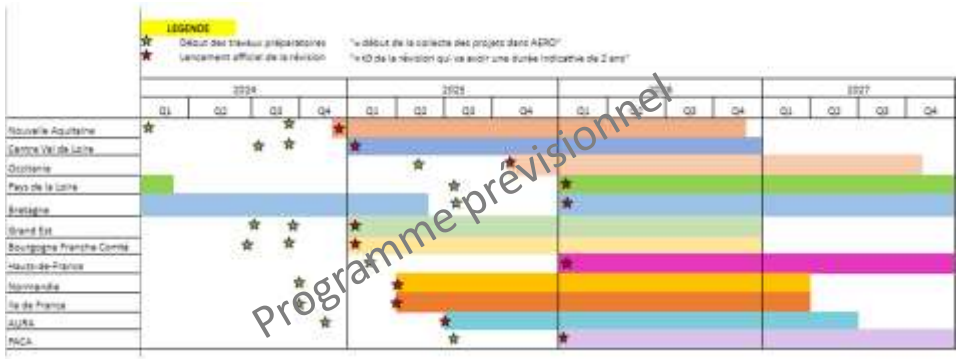
Publication du décret relatif aux S3RENR le 4 juillet 2024

Une meilleure adéquation aux besoins de raccordement des producteurs EnR avec la systématisation de la collecte des données de prévisions de projets au travers **de la plateforme AERO**

Des révisions de schémas S3REnR en deux ans	Des révisions plus fréquentes des schémas pour suivre au plus près l'évolution de la dynamique de développement EnR sans sacrifier la planification de long terme (révisions incrémentales tous les 2 ans, horizon de 10 à 15 ans glissant).
Des ouvrages sélectionnés par application d'un critère technico-économique	Pour limiter les échanges coûteux en temps/ressources, les ouvrages dont le **ratio** coût/bénéfice **dépasse un certain plafond ne seront pas retenus** dans une révision. **Les critères de pertinence technico-économique** sont **fixés par décret** sur proposition de la CRE.
Une priorisation dans la réalisation des ouvrages d'un schéma	Pour des ouvrages *prioritaires*, identifiés **selon des critères soumis à approbation de la CRE**, les études et/ou les travaux seront lancés immédiatement à l'entrée en vigueur du schéma, sans attendre l'atteinte d'un seuil de déclenchement des travaux, pour dégager plus rapidement de la capacité dans certaines zones.
Un droit de priorité à l'instruction de certains raccordements HTB	Une demande de raccordement HTB pourra bénéficier temporairement d'un accès prioritaire une fois la révision entrée en vigueur, à condition de correspondre à une prévision de projet déclarée au gestionnaire de réseau, et insérable dans le schéma.
La possibilité de renoncer à la mutualisation	Possibilité pour un producteur qui ne souhaite pas attendre que des ouvrages mutualisés soient prévus pour de raccorder de choisir entre (i) financer la totalité des ouvrages de raccordement nécessaires, ou (ii) attendre la prochaine révision installation.
La possibilité de définir des réservoirs de travaux	Suppression du dispositif de l'adaptation et introduction d'un mécanisme de flexibilité supplémentaire aux transferts, permettant de répondre au plus tôt aux demandes en HTA et BT

Un cycle de révision des S3RENR intégrant les bénéfices de la loi APER

Enjeux 2025 : **mise en œuvre opérationnelle du nouveau dispositif** des schémas S3RENR **en parallèle de la concertation avec les parties prenantes** d'un cahier des charges répondant aux exigences législatives et réglementaires la loi APER



Les réalisations de 2024 :

- Publication du **décret d'application** de la loi APER le 10 juillet 2024
- **Lancement des campagnes de recensement des prévisions de projets** préalable à la révision des schémas des régions Nouvelle Aquitaine, Bourgogne Franche Comté, Centre Val de Loire et Normandie.
- Poursuite des échanges dans le cadre **de GT thématiques au sein de l'INSAS** sur le séquencement des travaux d'une révision, et de la méthodologie de construction et scénarisation des gisements EnR.

Les perspectives de 2025 :

- Définir les critères de sélection des ouvrages sans regrets dits **prioritaires**, pour lesquels les seuils de déclenchement travaux seront supprimés
- **Adaptation du corpus contractuel** aux textes d'application de la loi APER en particulier : modalités d'application du **droit de priorité HTB**, modalités de **raccordement hors mutualisation,** utilisation des **réservoirs de travaux**
- Finaliser le lancement des campagnes de recensement des prévisions d'installations ENR sur l'ensemble des régions et lancer les travaux de réalisation des premiers schémas.

Prioriser et donner à voir les projets S3RENR

Renforcer la planification : Ordonnancement des investissements prévus aux S3REnR

Ordonnancement des investissements : une coordination réussie et efficace entre Enedis et RTE

Accélération des demandes de raccordement **EnR**

→Nécessité d'optimisation des ressources affectées aux travaux S3REnR

→ Coordination renforcée entre Enedis et RTE avec revues de projets régionale et nationale

Décision commune d'ordonnancement des nombreux chantiers prévus dans les S3REnR en vigueur :

P0 *: projet très urgent, impossibilité de raccordement, dynamique très rapide, étude et concertation lancés ou à lancer de façon immédiate*

P1 : projet urgent, pas de possibilité de raccordement alternative en attendant la mise en service - étude et concertation lancés ou à lancer

P2 *: projet sous surveillance*

P3 : projet situé dans des zones peu ou pas dynamiques

Les projets P2 et P3 peuvent être re-ordonnancés P1 ou P0 en fonction de l'évolution de la dynamique des demandes

Un ordonnancement qui s'inscrit dans l'esprit de la loi relative à l'accélération de la production des énergies renouvelables (D 321-15 6°bis)

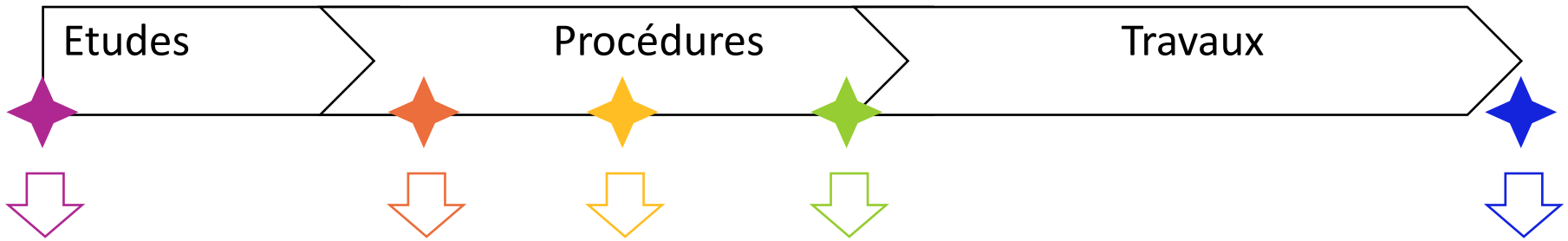
Clés de lecture des éléments présentés

Quel périmètre d'investissement est couvert ?

— Les éléments chiffrés couvrent les investissements Enedis (hors création de ½ rame) et RTE inscrits **dans les S3REnR en vigueur**.
— Une mise à jour trimestrielle est réalisée. La vision à octobre 2024 est présentée dans ce document.
— Le périmètre sera enrichi au fil des modifications de schéma (notification des dernières adaptations en cours, entrée en vigueur des révisions à venir).

Quel jalonnement de l'avancement d'un investissement ?

— Le suivi concerne toutes les étapes nécessaires à la mise en œuvre d'un investissement : études, procédures puis réalisation des travaux.
— Les jalons clés sont différenciés entre les investissements soumis à la Circulaire Fontaine et les autres investissements.



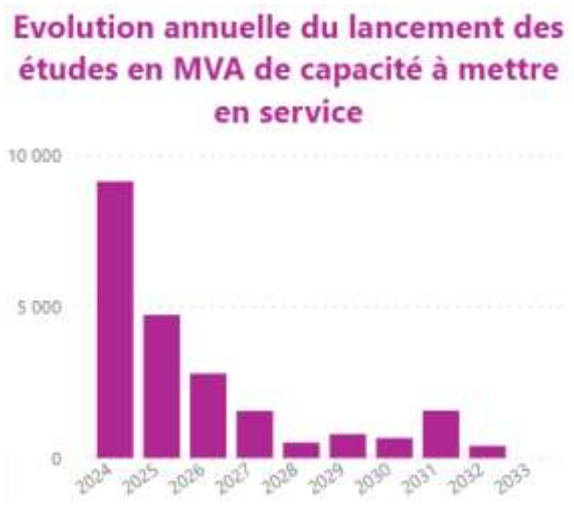
Cas soumis à la Circulaire Fontaine	Lancement des études	Validation de la JTE	Fin de concertation	Obtention des autorisations	Mise en service
Cas général	Lancement des études			Obtention des autorisations	Mise en service

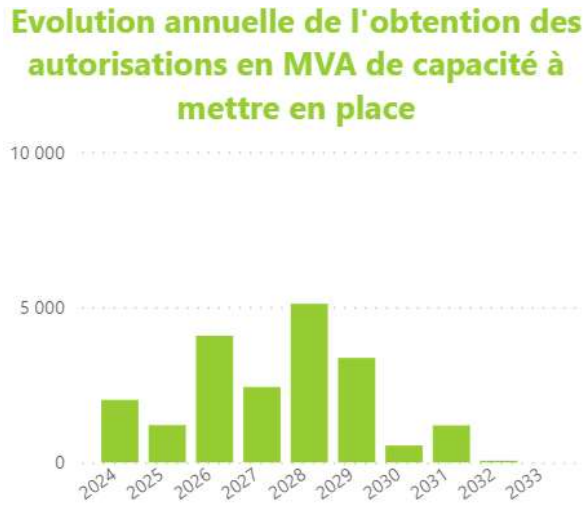
Une photo à date qui n'intègre pas les capacités actuellement disponibles ni les leviers d'accélération issues de la loi APER.

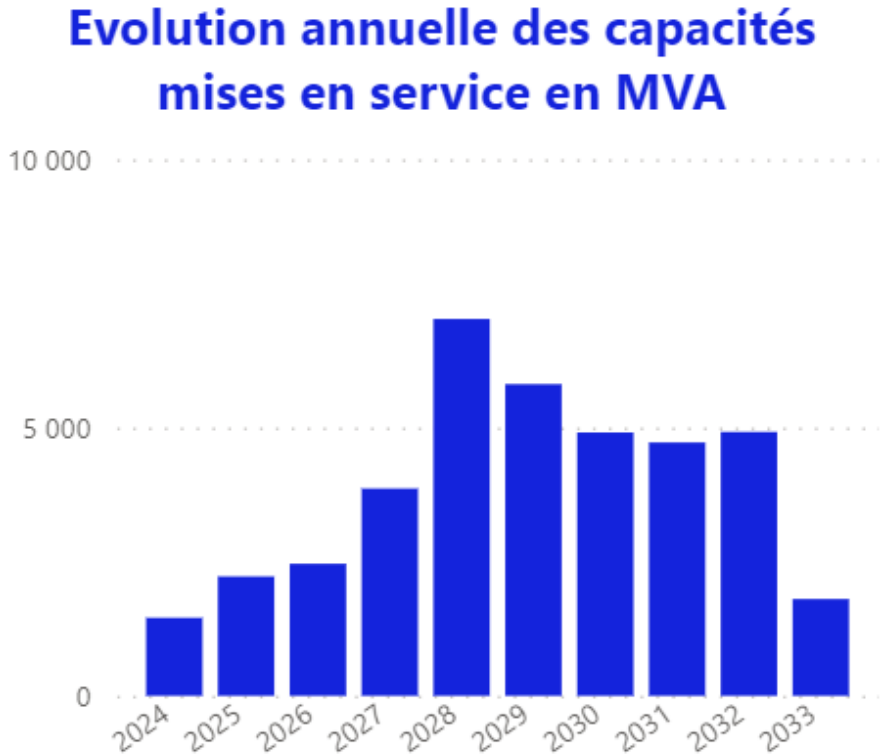
Prévisions de création des capacités d'accueil

Pour l'ensemble des investissements issus des S3REnR

Capacité d'accueil créée annuellement pour l'ensemble des investissements ordonnancés issus des S3REnR en vigueur dans les 10 ans à venir :





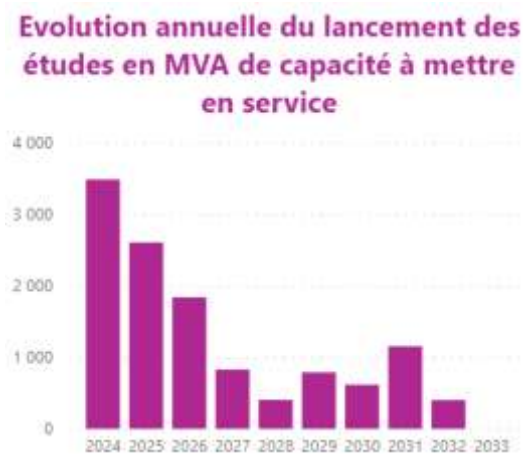


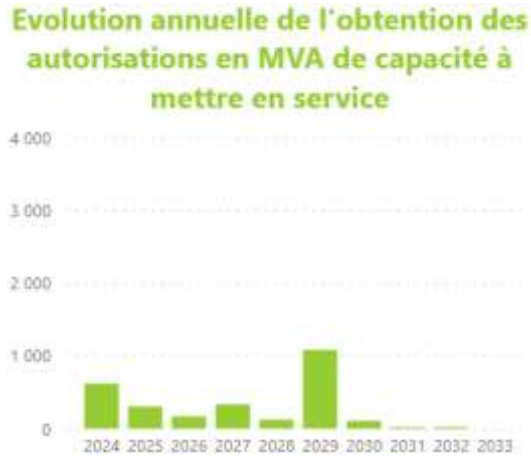
Une vision des capacités qui seront créées jusqu'en 2032. Les révisions de l'ensemble des schémas dans les 18 prochains mois permettront d'étendre cette vision jusqu'en 2040.

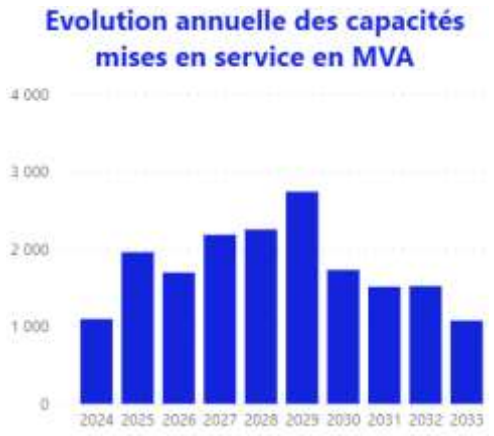
Prévisions de création des capacités d'accueil

Pour les investissements non soumis à la circulaire Fontaine issus des S3REnR

Capacité d'accueil créée annuellement pour l'ensemble des investissements ordonnancés issus des S3REnR en vigueur, non soumis à la circulaire Fontaine :





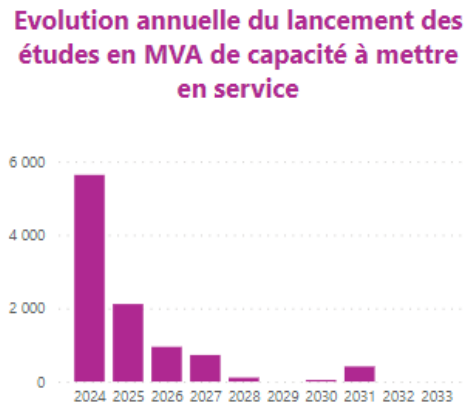


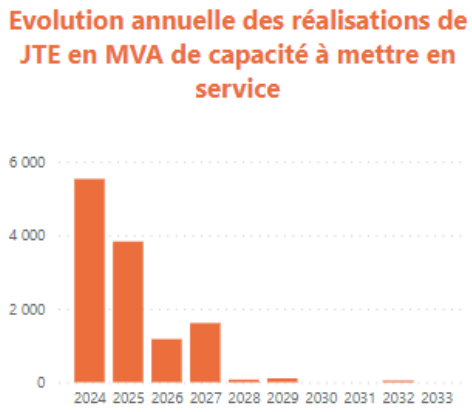
Une durée de réalisation des travaux non soumis à la circulaire Fontaine d'environ 3 ans et 10 mois.

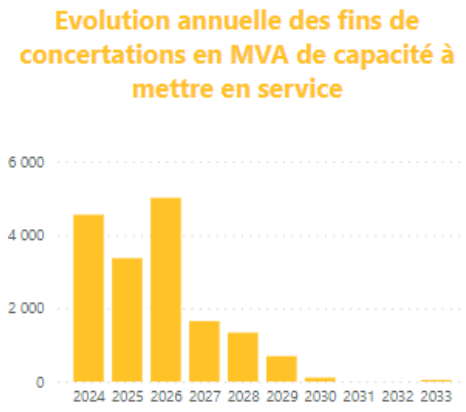
Prévisions de création des capacités d'accueil

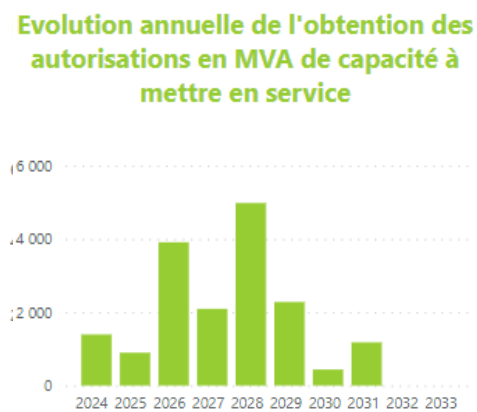
Pour les investissements soumis à la circulaire Fontaine issus des S3REnR

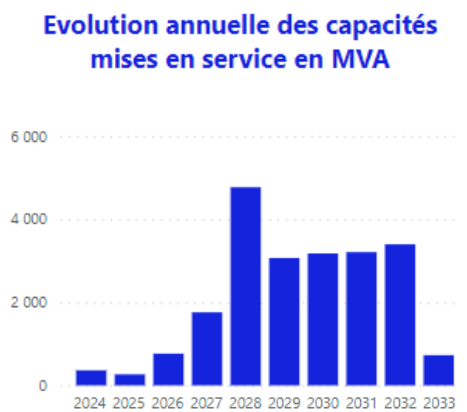
Capacité d'accueil créée annuellement pour l'ensemble des investissements ordonnancés issus des S3REnR en vigueur, soumis à la circulaire Fontaine :











Une durée de réalisation des travaux soumis à la circulaire Fontaine d'environ 6 ans et 1 mois.

Un ordonnancement qui offre de la visibilité sur le développement des capacités d'accueil EnR :

- Les investissements issus des 12 S3REnR en vigueur créeront jusqu'en 2032 une capacité d'accueil supplémentaire de **40.8 GW**. Le nouveau processus de révision et la stratégie industrielle des gestionnaires de réseau permettront d'atteindre un régime de croisière supérieur.

- La durée moyenne entre le lancement de l'étude et la mise en service est de 4 ans et 7 mois.
- Pour les investissements **non soumis à la circulaire Fontaine**, dont la capacité totale d'accueil créée est de 18.2 GW, cette durée est 3 ans et 10 mois.
- Pour les investissements **soumis à la circulaire Fontaine**, dont la capacité totale d'accueil créée est de 22.6 GW, la durée moyenne de concertation est de 2 ans et 3 mois, qui s'ajoutent à la durée moyenne du projet, portant la durée des projets soumis à la circulaire Fontaine à 6 ans et 1 mois.

Enjeux de simplification de la concertation :

- Les **propositions de simplification,** de RTE et Enedis, du cadre juridique incluant **la circulaire Fontaine réduiraient** le temps nécessaire à l'exercice de celle-ci, **de 12 mois en moyenne**.

- Pour une création de postes sources, le gain de 12 mois en moyenne est à considérer au regard de toute la phase de concertation/autorisation durant actuellement 36 mois

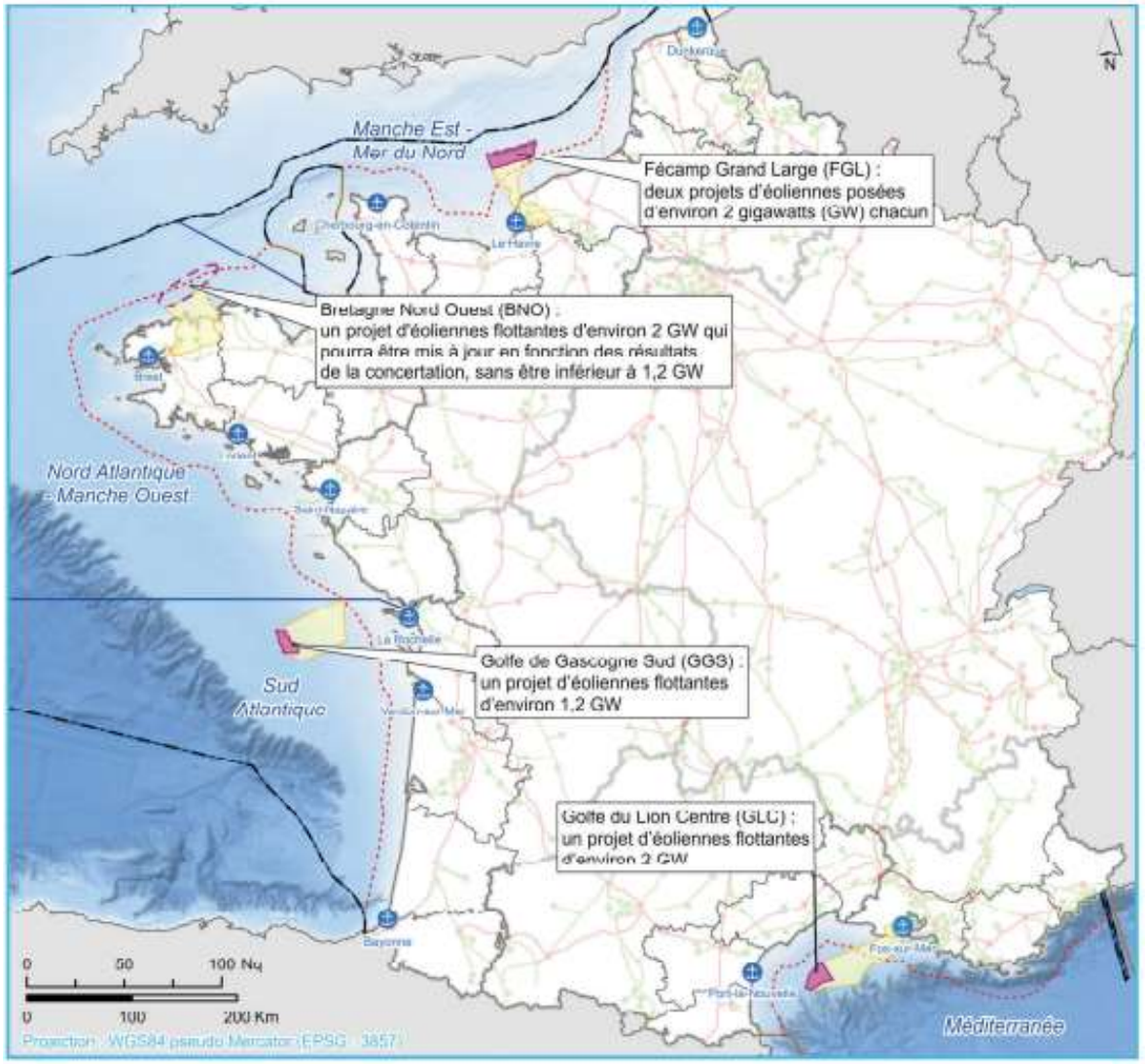
Programme Industriel offshore

Adapter le cadre contractuel pour accompagner le développement anticipé des infrastructures offshores

Les projets de la PPE3 ont été annoncés par la publication de la Décision Ministre au JO en octobre 2024

Le contexte :

- Des procédures de mise en concurrence seront lancées dans les zones prioritaires à l'issue du débat public, organisé sur l'ensemble des façades maritimes de novembre 2023 à avril 2024
- Un 1er AO (**AO10**) sera lancé dans les prochains mois avec une attribution en 2026 : **9,2GW** de projets dont plus de la moitié en flottant
- Pour les raccordements, 2 paliers techniques en courant continu sont concernés (HVDC 320kV et HVDC 525kV), ce qui confirme l'orientation de standardisation des équipements, dans un contexte de fortes tensions industrielles internationales
- Le **lancement de la phase de développement** (étude de site, études environnementales, concertation, autorisations) et de **réalisation des projets de raccordement en amont de la désignation des lauréats**,
- Un 2ème AO (AO11) sera attribué en 2028 pour horizon de mise en service en 2050



Programme Industriel offshore

Accompagner le développement des infrastructures offshore par l'évolution du cadre contractuel (2)

Les réalisations de 2024 :

- Concertation sur les dispositions techniques des raccordements PPE3 organisée sous l'égide de la DGEC et animée par RTE, dans le but d'atteindre les objectifs de la PPE3.
  - L'objectif est de fixer les caractéristiques techniques du raccordement nécessaires au lancement de la consultation des marchés par RTE, qui a lieu avant la nomination des lauréats pour respecter les objectifs de la PPE3
  - Résultat de cette concertation : la majorité des dispositions principales, et la matrice de responsabilité, sont validées par les producteurs, RTE, la DGEC et la CRE. Les derniers points sont en cours d'arbitrage par la DGEC.

Les perspectives de 2025 :

Adaptation du corpus contractuel (DTR) au contexte de la PPE3 :

- Mise en place d'une Procédure de raccordement spécifique offshore, applicable aux projets ayant fait l'objet d'une procédure de mise en concurrence (art L311-10 code de l'énergie)
  - Prise en compte des particularités de la réservation de capacités des projets offshore
  - Un 1er engagement contractuel entre le producteur et RTE, portant sur les travaux, conclu après la nomination du lauréat et un 2ème engagement contractuel conclu quelques années quand le producteur aura avancé sur son projet
- Evolution de certaines parties de la Convention de Raccordement afin de favoriser le déroulement des projets dans le contexte de massification et standardisation des projets PPE3, dans la continuité de la concertation sur les dispositions techniques.

Enjeux 2025 : Pour être au rendez-vous des projets PPE3 et s'adapter au nouveau contexte d'anticipation des raccordements, il est nécessaire de **repenser l'enchainement contractuel historique : PTF puis Convention de Raccordement**

Programme Industriel offshore

RTE engage une concertation pour adapter le cadre contractuel offshore à la PPE 3

Proposition d'enchaînement contractuel dans la nouvelle Procédure offshore :

Publication du Cahier des charges de l'appel d'offre de l'Etat → Demande de raccordement du producteur → Convention de raccordement initiale (v1) → Convention de raccordement finale (v2) → Convention d'exploitation → Contrat d'Accès au RPT (CART) → Obtention de l'accès au réseau définitif

Le calendrier de la concertation est calé sur le calendrier de l'AO10 :

Annonce en CAR de la concertation
25/11/2025

Concertation
Janv - Juil. 2025

Consultation
Bilan de concertation
Sept-oct 2025

Saisine CRE
Nov. 2025
→ **Publication en mars** 2026

Notification du CdC AO 10
Mars 2026

Une concertation qui débute et doit permettre de disposer du nouveau cadre avant la notification du CdC de l'AO 10

2 Favoriser les projets les plus matures et allouer la capacité au réel besoin des acteurs

Optimiser l'allocation de capacité pour accélérer la réindustrialisation

Une évolution de la réglementation qui confirme la nécessité d'optimiser les capacités du réseau électrique afin d'améliorer le raccordement des nouveaux utilisateurs tant en matière de délais que de coûts.

Ajuster la puissance de raccordement non utilisée

Un mécanisme vertueux qui permettra l'optimisation de la mise à disposition des capacités électriques

Un arrêté d'application est attendu pour préciser les catégories d'installations concernées suivi d'une délibération de la CRE, prise à l'issue de deux consultations, qui fixera **les modalités d'évolution de la Pracc** et les **éventuelles indemnités associée.**

Prioriser l'accès à la capacité électrique pour les projets les plus avancés

Modification de l'ordre de classement des projets de décarbonation et Projets d'intérêt national Majeur (PINM) dans certaines zones saturées

RTE a déclenché la procédure de priorisation auprès des préfets de région pour les zones du Havre –Port Jérôme et de Fos en novembre 2024.

Optimiser l'allocation de la capacité sur le réseau

Il est nécessaire de fiabiliser **le dimensionnement des besoins en puissance et en délai** pour l'ensemble des clients dès la demande pour réduire les délais de raccordement des nouveaux demandeurs, limiter le besoin de recourir à la repriorisation ou encore éviter de réaliser des travaux inutiles.

Les réalisations de 2024 :

- Arrêté et délibération CRE attendues sur les modalités de modification de la puissance de raccordement en application de l'article 26 de la loi APER à la suite de la réalisation de deux consultations

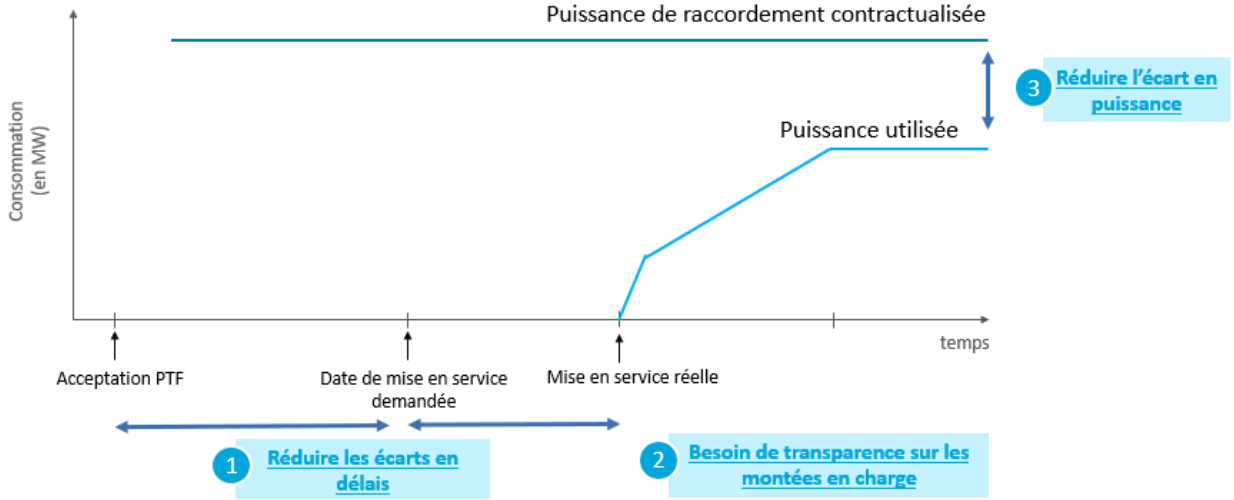
Les perspectives de 2025 :

- Déclinaison des modalités de modification de la puissance de raccordement et concertation sur **l'incitation au bon dimensionnement de la puissance de raccordement**

Une **concertation** qui devra traiter:

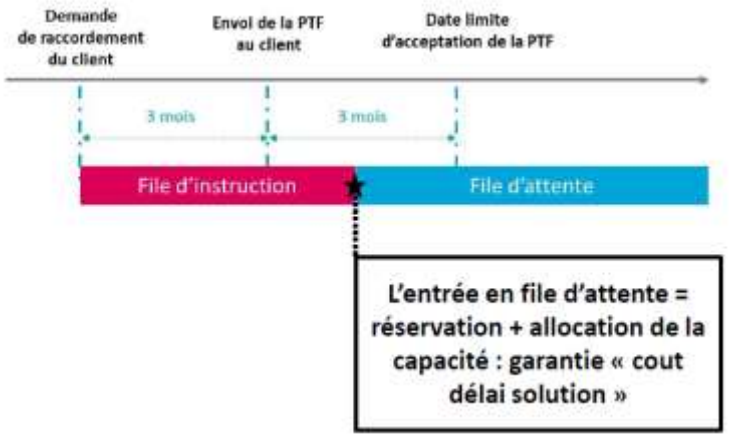
- Des modalités concrètes de modification de la Puissance de raccordement
- Des modalités de fourniture d'une rampe de montée en puissance
- Des incitations complémentaires à bien dimensionner la puissance demandée

Schéma de principe de la montée en charge de la consommation électrique d'un client raccordé au RPT



Optimiser l'allocation de la capacité sur le réseau

Les **modalités d'entrée et de maintien en file d'attente** doivent permettre de garantir un accès à la capacité du réseau aux **projets les plus matures** dans une période d'explosion des demandes et de **saturation artificielle de la capacité résiduelle**



Les réalisations de 2024 :

- Évolutions du parcours clients relatif aux consommateurs afin de
  - **Faire évoluer le parcours client** pour donner plus de visibilité aux clients sur les modalités de gestion de la file d'attente
  - **Renforcer** les conditions de recevabilité des demandes de PTF, avec l'introduction **d'un paiement forfaitaire** au moment de la demande de PTF
  - Introduire des conditions d'entrée, de maintien et de sortie de **file d'accès à la capacité au réseau** (justificatif de foncier et d'avancement des travaux)
  - Décliner les modalités de modification de l'ordre de classement par le préfet
- Organisation d'un atelier sur les modalités d'entrée en file d'attente à la demande de raccordement

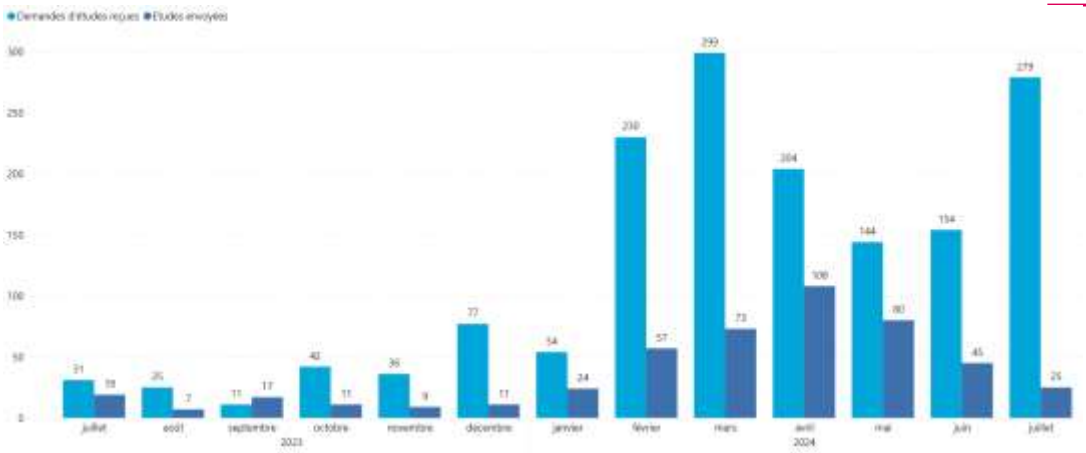
Les perspectives de 2025 :

- Les réflexions autour de l'entrée en file d'attente doivent rejoindre des enjeux plus long-terme du raccordement et contribuer à répondre aux défis du SDDR : **accélérer, optimiser et fiabiliser** les réponses apportées aux demandes de raccordement.

3 S’adapter aux évolutions du système électrique

Améliorer la transparence et l'accompagnement des projets client

RTE doit pouvoir aider les acteurs à identifier **les zones les plus propices** à leur projet, en offrant une plus **grande transparence sur les capacités du réseau** et en **améliorant les délais et le niveau des réponses apportées**.
Ces réflexions devront intégrer également intégrer les besoins liés à l'accès à la capacité



Les réalisations de 2024 :

- **Simplification des exigences techniques au raccordement** pour les installations de production et stockage de moins de 30 MW
- **Simplification de la procédure de raccordement pour l'ajout de petites installations** de production et de stockage sur des sites existants
- **Dématérialisation** des demandes d'études exploratoires

Les perspectives de 2025 :

- Enrichissement de **l'offre de cartographie** pour répondre aux besoins des clients et à l'évolution de la réglementation
- Évolution du service autour des **études exploratoires** (typologie, contenu, volumétrie, délai, …) permettant mieux cibler les demandes et d'en améliorer la qualité

RTE développe des outils pour permettre de mieux cibler la localisation des demandes : Cartographie des capacités disponibles

Afin de répondre aux besoins des clients, plusieurs travaux sont en cours de réalisation

Carte des travaux prévus par les S3RENR



Producteurs d'énergies renouvelables terrestres

→ une carte des travaux prévus par les S3REnR et de leur date prévisionnelle de mise en service, en cohérence avec les trajectoires d'investissement

→ Refonte de caparéseau — TO DO

Carte d'insertion stockage



Stockeurs (batteries)

→ cartographie fournissant un premier niveau d'information sur la nature des contraintes/opportunités de la zone considérée. — Lancé

Carte des capacités d'accueil en soutirage



Consommateurs (industriels)

→ Carte des zones de mutualisation avec les travaux prévus avec les échéances de réalisation et les capacités associées

→ **Capacité d'accueil en soutirage en fonction des renforcements sur le RPT** au-delà des zones de mutualisation à échéance T1 2026 — TO DO

Co-construire le cadre contractuel permettant de gérer le système électrique de demain

Les contrats liant RTE et ses clients ont pour objectifs, outre l'encadrement de la tarification de l'utilisation du réseau, d'intégrer les évolutions législatives et règlementaires, et de **les décliner en engagements et responsabilités pour RTE et également pour les clients.**

Ces droits et devoirs concourent à la bonne réalisation des **missions de service public de RTE.**

Utilisateurs du réseau



Acteurs du Système électrique

Les réalisations de 2024 :

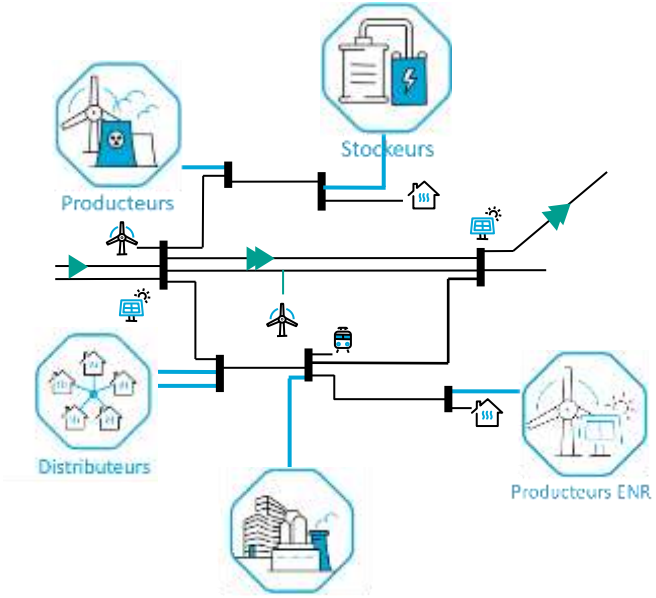
- Intégration en DTR des **travaux induits** (actifs imbriqués)
- Intégration de la **répartition des limitations de production** (multi producteurs) et de la **correction des périmètres d'équilibre** en cas de limitation de producteurs HTB
- **Nouvel engagement pour le renouvellement** des ouvrages de raccordement des clients consommateurs (coordination anticipée programmation pluriannuelle)

Les perspectives de 2025 :

- **Etendre aux producteurs** l'engagement pour le **renouvellement des ouvrages de raccordement**
- Introduire les évolutions relatives au nouveau tarif **TURPE 7**
- Intégration dans les **conventions d'exploitation et de conduite** des sites mixtes, du stockage, des limitations au soutirage
- **Améliorer la prévisibilité et l'anticipation des situations d'exploitation** (focus slide suivant)

Améliorer la prévisibilité et l'anticipation des situations d'exploitation

Le système électrique connait des transformations profondes : augmenter les capacités d'accueil pour permettre la réindustrialisation et la décarbonation induit plus d'acteurs connectés, plus d'interventions sur les réseaux, plus de variabilité des flux électriques et donc conduit à un **pilotage du système électrique plus complexe**.
Les utilisateurs du réseau ont un rôle déterminant dans l'équilibre du système. Mieux connaitre leur comportement facilite la réalisation du programme industriel issu du SDDR.



Disposer d'informations des utilisateurs du réseau



Besoin de coordination, de flexibilité, de (pré)visibilité

Entretenir le réseau
Pour faciliter/optimiser le placement des interventions

Exploiter le réseau en toute sécurité/sûreté
Pour mieux anticiper les situations d'exploitation :
Améliorer les hypothèses pour mieux prévoir les flux électriques et les éventuelles contraintes

Utilisateurs du réseau  **Acteurs du Système électrique**

Les perspectives de 2025 : Réflexion à mener sous l'égide de la CAR

Gestion des tensions : pour une contribution de l'ensemble des acteurs du système électrique

De multiples actions visant à améliorer la gestion de la tension ont été lancées et vont perdurer.
Outre les travaux avec distributeurs pour gérer la tension à l'interface RPT/RPD, des **expérimentations** (compensation statique par des producteurs ENR) et des échanges avec des **clients consommateurs** pour utiliser leur capacité de réglage sont en cours.



Les réalisations de 2024 :

- Campagnes **Enedis** de réglage en **tan Phi négative des parcs raccordés en HTA** sur contrainte RTE (application de la loi APER article 30)
- Travaux sur le **gabarit tarifaire** en réactif des distributeurs pour le **TURPE 7**
- Première évolution des **règles SSY tension** facilitant la signature des parcs ENR (suivie d'une campagne de signature)
- Service de **compensation statique** :
  - poursuite de l'expérimentation sur un parc PV la nuit
  - Cadrage de l'expérimentation sur un parc éolien

Les perspectives de 2025 :

- Poursuite des expérimentations de réglage dynamique de la tension avec des consommateurs
- **Refonte des règles SSY tension**
- Poursuite des **chantiers à l'interface avec les distributeurs**
  - Campagnes de réglage en absorption des prod HTA
  - Identification des différentes solutions en HTA et HTB

GT tension

4 Le programme de concertation

Programme prévisionnel de concertation de la CAR

Un **planning ambitieux** pour l'année 2025 qui nécessitera le maintien de l'**engagement des clients et des équipes de RTE** pour être au rendez-vous des objectifs de réindustrialisation et de transition énergétique. Au-delà des GT par segments, le maintien de GT transverses (GT Tension,…) pour aborder les sujets concernant plusieurs catégories de clients.

Au-delà du programme de travail, des objectifs de

- **amélioration de l'accompagnement des clients** dans la construction de leur projet
- **gain en performance** dans les réponses que RTE est en mesure d'apporter au client tout au long du projet
- **d'évolutions outils**


Consommateurs

Côté **Consommateur**, les consultations prévues en 2025 viseront à décliner en DTR les évolutions induites par la loi APER et le nouveau tarif TURPE7 :

- Déclinaison en DTR de l'article 32 relatif à la **mutualisation des ouvrages** de raccordement (T4 2024)
- Déclinaison en DTR de l'ordonnance relative à l'incitation au **bon dimensionnement de la Pracc** (T4 2024)
- Déclinaison dans le CART des évolutions portées par **TURPE7** (T1 2025)
- Introduction dans le CART et la convention d'exploitation de **limitations au soutirage à la demande du client** lors du choix de son raccordement (T1 2025)

Programme prévisionnel de concertation de la CAR





Côté **Producteur/stockeurs**, les consultations prévues pour 2025 seront essentiellement tournées vers :

- Adaptation des **S3REnR** en lien avec les décrets pris en application de la loi APER (T4 2024)
- L'évolution du Cahier des charges CC (T1 2025)
- Intégration dans la Convention d'Exploitation des installations de **stockage** (T2 2025)
- Révision du CART-P sur les **limitations** du stockage, nouvel engagement pour le **renouvellement** (T1 2025)
- L'évolution des offres de raccordement pour les installations de stockage en lien avec le développement de cartographie (T3 2025)



Côté **Distributeurs**, le programme de consultation prévisionnel est le suivant :

- Cahier des charges **Capacités Constructives** GRD (T1 2025)
- La déclinaison du cadre contractuel en lien avec l'adaptation des S3RENR (T2 2025)
- La déclinaison du cadre contractuel en lien avec la mutualisation des ouvrages de raccordement (T3 2025)
- Le développement de flexibilités avec les Distributeurs (T4 2025)

GT Transverse

Certains **sujets communs** aux clients producteurs et consommateurs feront l'objet de **GT transverses**

- Evolution des modalités **d'entrée en file d'attente** et **d'accès à la capacité** sur le réseau (T1 2025)
- Evolution de l'offre d'**Etudes Exploratoires** (T3 2025)
- Refonte des cahiers de charges TCM/TCD (T2 2025)
- Evolution des règles SSY tension (T1 2025)
- Travaux sur la mise à disposition d'informations clients pour améliorer la prévisibilité (S2 2025)

Le réseau de transport d'électricité

Benchmark européen relatif au cadre de raccordements des clients

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)

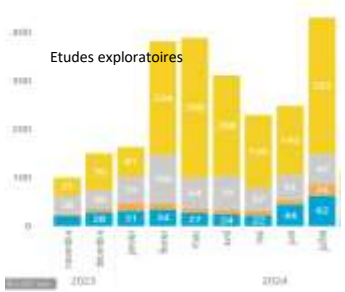
Un constat partagé : la transition énergétique induit un emballement des demandes qui interroge

En France

- **Depuis 2022, les demandes de raccordements sont en très forte augmentation** tant côté consommateurs (décarbonation de l'industrie, essor des datacenters et de l'hydrogène vert, mobilité électrique…) que producteurs (développement des renouvelables) et batteries. **Les retours de la consultation publique du SDDR confirment que la tendance haussière est une tendance de long terme.**

- **Cela engendre un fort besoin d'adaptation du réseau, notamment de grand transport** : nécessité d'anticiper et d'optimiser le développement réseau, afin d'accélérer le raccordement des clients.





En Europe

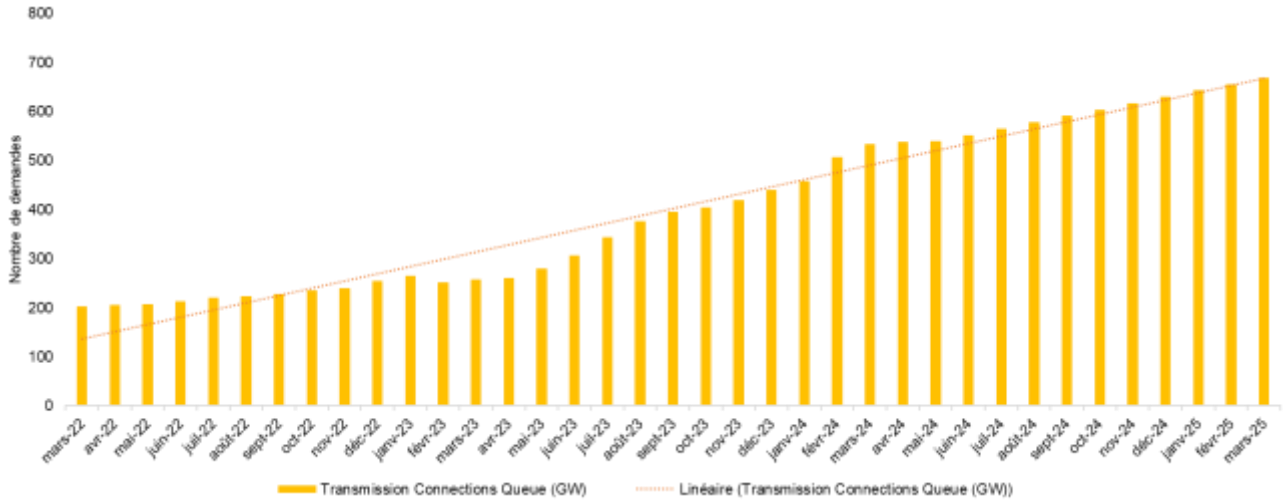
- **Cette tendance est constatée par l'ensemble des GRT.** Les demandes de raccordement sont principalement portées par l'hydrogène, le renouvelable (notamment offshore), le numérique et le stockage, **interrogeant ainsi sur la « capacité à faire » et sur les débouchés des clients.**

- **La gestion des demandes de raccordement est complexifiée** par des projets à des stades de maturité différents

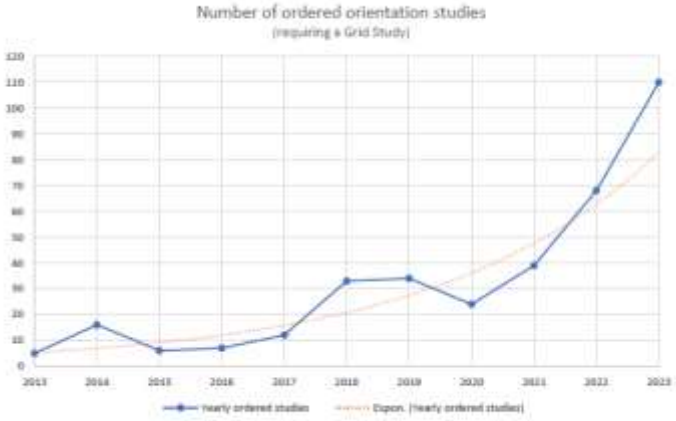
- **Une problématique partagée de développement de réseau non planifiées** pour résoudre les congestions et/ou l'EOD rendent difficilement compatible les délais de nouveaux projets avec ceux de développement d'infrastructure

Une dynamique des demandes et une segmentation similaire

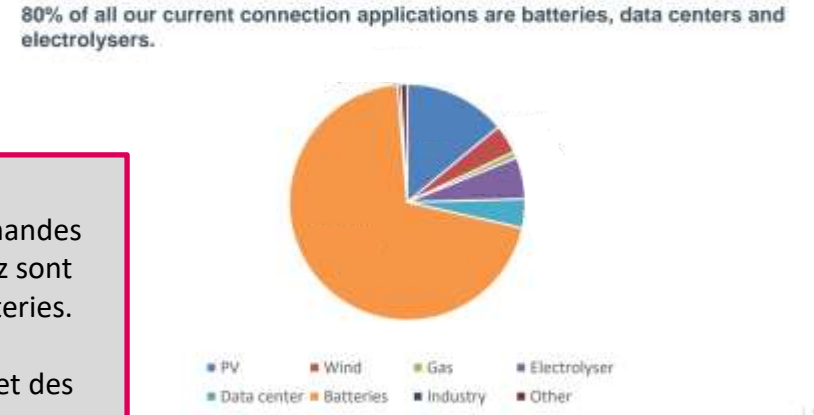
Triplement des demandes de raccordement entre 2022 et 2024, quadruplement anticipé en 2025 si aucune action n'est anticipée par NGESO



Demandes d'études de raccordement qui a décuplé en 10, avec une tendance haussière depuis 2020



Deux tiers des demandes reçues par 50 Hertz sont portés par des batteries. Forte hausse des demandes des DC et des électrolyseurs



RTE fait face à des défis paradoxaux pour permettre l'optimisation du cadre du raccordement

anticiper/planifier au mieux les demandes pour **maîtriser la trajectoire d'investissement** et les coûts pour la société



accélérer le développement du réseau pour répondre aux besoins de **capacités d'accueil**

Mieux **réguler** les demandes et **limiter les couts pour la collectivité**

RTE travaille déjà à des évolutions les modalités de raccordement en vue d'optimiser l'allocation de la capacité, dans le cadre actuel de la régulation

- **Fiabilisation des demandes de raccordement et favorisation des projets les plus avancés** (PTF payante, conditions de maintien en file d'attente…).
- Un prochain cycle de concertation avec les consommateurs pour **inciter au bon dimensionnement de la puissance et des délais de raccordement** et avec les producteurs sur **la déclinaison des nouvelles dispositions autour des S3REnR** (cf. feuille de route 2025)

Les réflexions menées jusqu'ici ont été nécessaires, mais pourraient ne pas être suffisantes.

- RTE a engagé un cycle de consultation des acteurs dans le cadre de la consultation publique du SDDR en juillet 2024
- **RTE a lancé un benchmark européen pour analyser les propositions de GRT voisins pour répondre aux défis communs identifiés pour optimiser leur cadre de raccordement**.

Démarche : RTE a rencontré plusieurs de ces homologues européens pour identifier les bonnes pratiques sur chacun de ces axes

- Des **échanges bilatéraux** débutés en juin 2024 et qui se poursuivent
- Les GRT rencontrés sont les suivants : REE, National Grid, Eirgrid, Elia, 50Hertz, Tennet BV.
- Les échanges ont porté sur les **modalités techniques, financières** et **contractuelles** de **raccordement** et de **planification** des réseaux.

Les principales thématiques abordées sont les suivantes

❶ Quelle dynamique d'anticipation et de planification ?

❷ Quels prérequis/niveau de maturité pour réserver la capacité ? Quelles modalités de contrôle de la maturité des projets ?

❸ Quelles garanties contractuelles et/ou financières des clients sont demandées pour éviter le surdimensionnement des ouvrages et la préemption de capacité ?

La plupart des gestionnaires de réseau réfléchit à une modification des modalités de raccordement

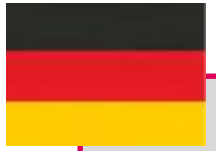
- Face à l'explosion des demandes, un certain nombre de GRT ont entamé un processus de réflexion sur la modification des règles de raccordement. Certains même ont prononcé un moratoire sur le traitement des demandes de raccordement.

- La logique de traitement « au fil de l'eau » des demandes a montré ses limites dans un certain nombre d'Etats, ayant parfois nécessité la mise en place de moratoires.



Face à l'explosion des demandes de raccordement, NGESO a mis en place un processus en plusieurs temps :

- Possibilité de **sortir de FA** sans pénalité pendant une certaine période, afin d'apurer la file d'attente
- Depuis nov 2023, les clients en file d'attente peuvent soit **prouver la maturité** de leur projet soit demander une nouvelle date de MES
- Réflexion autour de la **mise en place de guichets** de traitement des demandes de raccordement (un guichet tous les trois mois)
- **Allocation au « first ready first served »**



Face à l'explosion des demandes de stockage, 50Hertz a mis en place **un moratoire sur le traitement des demandes**;

But : proposer de nouvelles propositions des règles de raccordement début 2025, afin de mettre l'accent sur la **maturité des projets**



Tennet engage des réflexions pour accélérer le processus de contractualisation du raccordement (notamment et le développement des outils de cartographie pour accélérer la phase étude)

Tous les GRT rencontrés souhaitent introduire, voire ont déjà introduit des leviers pour favoriser les raccordements des projets les plus avancés et améliorer le processus de traitement des demandes.

Des liens forts entre planification des infrastructures et raccordements

- En application des dispositions européennes, tous les GRT font un exercice comparable à celui du SDDR, avec des modalités d'élaboration et une portée différant largement d'un pays à l'autre.



Plan établi suite à consultation. Les acteurs sont incités à **déclarer leur gisement**. Ceux-ci font l'objet d'une publication par le ministère responsable.

Chaque nouveau poste électrique à réaliser est décrit de manière détaillée.

Les acteurs faisant **une demande de raccordement** ne peuvent le faire **que sur un poste identifié par le plan de développement**. En cas de **concurrence** sur l'accès la capacité, un **appel d'offre** est mis en place.



Elia établit une **planification** de réseau et réserve de la **capacité par** segment et par poste.

Elia interroge l'ensemble des clients et les collectivités locales sur leurs besoins

Les **raccordements** ne peuvent se faire **que** sur la base **d'ouvrages identifiés** au sein du plan de développement de réseau



TenneT établit un **plan stratégique d'investissement** et en déclinaison un plan de développement de réseau tous les deux ans.

TenneT identifie des « **corridors** » pour le développement de ses ouvrages très haute tension et **anticipe** autant que possible les développements « sans regret » en lançant les démarches administratives et études détaillées dès maintenant pour un horizon 2045



EIrGrid publie un **plan stratégique** tous les 5 ans, sur la base duquel est déterminé un plan de développement sur une base annuelle.

Les plans stratégiques de développement sont régulièrement utilisés pour orienter les demandes vers des ouvrages identifiés et pour accélérer le développement de certains ouvrages

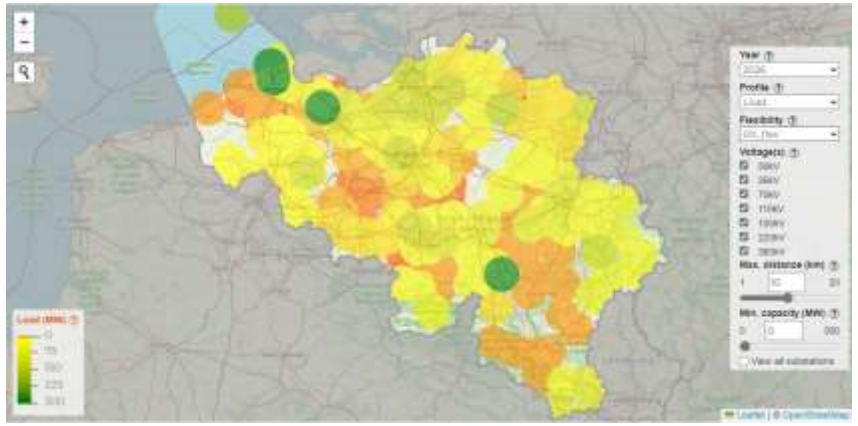
Un besoin d'améliorer l'offre cartographique pour une meilleure orientation des clients

- Les GRT ont tous une obligation de transparence et publient des données relatives aux capacités disponibles sur leur réseau avec un niveau de précision, un horizon temporel différent selon les pays et selon les segments
- But : aider les clients en amont de la demande pour les aiguiller vers des postes disposant de capacité, à un horizon de temps donné

Une carte donnant une vision des capacités de production est accessible sur le site de NGSO.
Le niveau de détail n'est pas le même selon le segment



Elia met à disposition une cartographie interactive des capacités disponibles sur le réseau pour aiguiller les demandes.



TenneT publie une carte interactive qui indique le niveau de congestions par zone de réseau, ce qui donne une indication des possibilités de raccordement au réseau.



Un besoin de développement rapide des cartographies pour orienter les acteurs. Nécessité d'associer cartographies et mécanismes pour favoriser les projets les plus matures. Ces cartographies présentent des degrés de précision différents, dépendant du segment et la périodicité de la mise à jour des données. RTE a engagé des travaux visant à **enrichir son offre cartographique à disposition des clients (cf. FdR 2025).**

Favoriser les projets les plus matures

- La plupart des GRT fait payer les études de raccordement. De manière générale, le montant des études est dépendant de la puissance demandée par le client.
- Certains GRT ont une approche plus séquencée du processus de raccordement avec :
  - une phase de définition de la solution technique (souvent moins engageante/exhaustive qu'une PTF)
  - une phase de définition du contrat de raccordement avec l'ensemble des engagements (coûts / délai /solution).

  Les pré-requis exigés pour la 2ème phase sont alors plus conséquents.



Eléments exigés pour formuler une demande de raccordement :

- Copie du récépissé attestant du **dépôt de la garantie financière**
- Attestation de la présentation par l'auteur de la demande, de l'étude d'impact sur l'environnement
- **Avant-projet de l'installation de production d'électricité**



Paiement d'une somme à la demande

Avant obtention du permis de construire, EirGrid propose, puis réserve seulement une solution de raccordement au client (phase 1).

La preuve d'un **permis de construire** valide est nécessaire pour disposer signer son contrat de raccordement (et disposer d'un coût engageant).



Eléments exigés pour formuler une demande de raccordement (diffèrent selon les segments) :

- En vigueur : date de mise en service de l'installation, planning détaillé
- **En réflexion : preuve de maîtrise du foncier, contrôle de solvabilité, preuve d'avancement dans le process d'autorisation, planning sécurisé de maitrise du foncier**

Plusieurs « points de rdv » sont prévus :

- En vigueur : pre-FiD credible, preuve d'avancement dans la sécurisation du foncier

Des réflexions sont lancées pour renforcer encore la vérification de la maturité des projets

La grande majorité des GRT a déjà mis en place des jalons de preuve d'avancement de projet pour permettre de favoriser les projets les plus avancés, dont la plupart sont aussi proposés au sein des nouveaux parcours Client.

Garantir le dimensionnement optimal du réseau

- De nombreux GRT n'allouent/réservent/dimensionnent la capacité qu'en contrepartie de garantie d'avancement de projet, prenant souvent la forme d'une garantie financière ou une garantie contractuelle de souscrire la puissance
- Les charges d'accès au réseau sont, chez de nombreux GRT, dimensionnés sur la base de la puissance de raccordement, et non sur la puissance utilisée
- Plusieurs GRT ont développé des contrats d'accès au réseau flexibles pour limiter le surdimensionnement du réseau



Pour une demande de soutirage, entre la demande et la mise en service, le client doit avoir contracté avec REE au **minimum 50% de la puissance initialement demandée pour pouvoir rester en file d'attente**.

Mise en place de **contrats flexibles**: 98% d'accès garanti pour les consommateurs, 90% pour les stockeurs



Elia limite le temps de **réservation** de la **capacité** à **240 jours maximum**. Une **garantie financière** est exigée pour l'attribution de capacité pour les clients existants et les nouveaux clients.
(modalités encore en cours de discussion)

Les stockeurs doivent réserver de la capacité dans chaque sens (injection et soutirage) et donc payer les deux.

Unicité de la valeur entre **PS et Pracc** --> Garantie de Pracc sous réserve de la **souscrire**
Elia propose des **contrats de flexibilité**, non rémunérés



50Hz exige une **décision d'investissement** préliminaire de la part des clients en amont de la **signature de la convention de raccordement**.



Des **contrats de flexibilités** sont offerts aux stockeurs, avec garantie d'accès de 85%



Les tarifs d'accès au réseau sont basés sur un barème convenu avec le régulateur.

Pour les **DC**, EirGrid accepte un maximum de **2MVA de Pracc pour chaque 1000 m²** de permis de construire pour un datacenter

Pour assurer un développement du réseau efficace pour l'ensemble des acteurs, plusieurs GRT conditionnent l'allocation de capacité ou son utilisation à un engagement contractuel ou financier sérieux du demandeur, et plusieurs proposent un accès flexible.

Conclusion : Des approches différentes à une même problématique

- ✓ **Tous les GRT rencontrés font face à des difficultés** face à l'afflux des demandes de raccordement et réfléchissent eux-aussi à faire évoluer leurs règles de raccordement.

- ✓ **La planification des besoins en réseau** pour répondre aux évolutions de la consommation et au stockage nécessite d'être **renforcée et engageante :** le traitement au **fil de l'eau** de ces demandes ne peut être maintenu à long terme.

- ✓ **Une remise à plat de certains modes de fonctionnement historiques semble nécessaire** (ie : traitement au fil de l'eau des demandes, pré-requis pour réserver la capacité et disposer d'une date de raccordement engageante…)

- ✓ **La réservation de capacité a un coût**. Il est nécessaire de mieux renvoyer ce coût aux demandeurs de raccordement et d'inciter au bon dimensionnement des besoins en puissance et en délai.



RTE propose, en lien avec les orientations du SDDR, l'ouverture d'une nouvelle séquence d'échanges avec les acteurs afin de définir les contours d'un système plus fonctionnel permettant de concilier « développement efficace du réseau » et « capacité à développer des projets sur le territoire français »

1er Atelier d'échanges le 10 février matin sous l'égide de la CAR

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)