Le réseau de transport d'électricité

Commission Accès au Réseau

18/03/2024

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. Actualités
2. Insertion des EnR dans le système électrique
3. Bilan des concertations finalisées au 1er trimestre 2024 et perspectives

1 Actualités

1.1 Décarbonation et réindustrialisation

Les moteurs de la décarbonation de l'industrie

Un objectif de « neutralité carbone » en Europe et en France à l'horizon 2050 et de forte baisse dès 2030 (« *fit for 55* »)

→ Un objectif de réduction des émissions de CO2, soit en amont (changement de process), soit en aval (capture et stockage ou réutilisation du CO2)

Une crise énergétique mondiale et européenne qui renchérit le coût des énergies fossiles

→ Une incitation à modifier les process industriels existants pour réduire ou supprimer le recours aux énergies fossiles

Une montée du protectionnisme entre les Etats-Unis et la Chine

→ Un contexte favorable à la ré-industrialisation de l'Europe, face à un risque de perte de souveraineté et de compétitivité

Une dynamique de décarbonation et de croissance de l'industrie impulsée par le Gouvernement

En France, 50 sites industriels identifiés comme les plus émetteurs de CO^2
→ **38 de ces 50 sites sont raccordés au réseau de RTE**

Pour ces 50 sites, des feuilles de route établies par secteur industriel et sur la base des technologies les plus pertinentes

→ **De nouveaux besoins liés à l'électrification ou à l'électrolyse**

Un appel à projets pour faire émerger des zones industrielles « bas carbone » (ZIBAC) en favorisant l'économie circulaire et le développement d'infrastructures communes

→ **Des réseaux électriques à renforcer**

Une loi sur « l'industrie verte » pour favoriser les nouvelles implantations industrielles : hydrogène décarboné, énergies renouvelables, batteries, semi-conducteurs,…

→ **De nouveaux sites à raccorder**

Des ambitions pour la souveraineté numérique et une Stratégie nationale pour l'Intelligence Artificielle : un budget de plus de 4 Md€ d'ici 2025

→ **Une multiplication par dix du nombre de demandes**



FRANCE 2030, LA TRAJECTOIRE EN QUELQUES CHIFFRES

(Chiffres hors Aide guichets, fonds propres et France 2030 régionalisé au 31/10/2023

- 25 Mds € engagés
- 4,1 Mds € décaissés au deuxième trimestre 2023
- 3 200 projets soutenus
- Plus de 3 500 bénéficiaires uniques
- + 34 000 nouvelles places de formation certifiantes et diplomantes aux métiers d'avenir
- 3212 dépôts de brevets envisagés
- 55 961 emplois directs prévisionnels créés ou maintenus
- France 2030 Régionalisé : 12 régions métropolitaines et 4 régions ultramarines

VEHICULES ELECTRIQUES :
1 million de véhicules produits en France déjà sécurisés par an, sur un objectif de 2 millions

HYDROGENE DECARBONEE :
2,5 à 3 GW de capacité d'électrolyse sécurisée d'ici 2027 sur un objectif de 6,5 GW en 2030

DECARBONATION DE L'INDUSTRIE :
L'engagement de la moitié du budget dédié a déjà permis de sécuriser une réduction de 6,6 millions de tonnes de CO_2 par an, sur un objectif de réduction, fixé par la SNBC, de 25 millions de tonnes par an en 2030. La réduction finale pourrait donc être doublée, soit plus de 13 millions de tonnes de CO_2 par an.

SPATIAL :
8 projets de micro-lanceurs réutilisables lancés

BIOMEDICAMENTS :
8 biomédicaments produits en France, sur un objectif de 20

DECARBONATION :
Environ 8,5 millions de tonnes annuelles de CO_2 économisées à partir de 2030 grâce aux projets engagés à date

Repères

Emissions françaises de GES en 2019 : 440 Mt/an
Emissions de l'industrie manufacturière : ~80 Mt/an
Emissions de la production d'électricité : ~20 Mt/an

Les Zones Industrielles Bas Carbone" (ZIBAC) permettent une territorialisation des efforts de décarbonation



- En novembre 2022, le Gouvernement s'est donné pour objectif de réduire de moitié les émissions industrielles françaises au cours de la prochaine décennie.

- Pour atteindre cet objectif, **la planification écologique est indispensable**, afin de mettre en cohérence les efforts demandés aux industriels et le déploiement sur les territoires des solutions technologiques nécessaires à la transition écologique : hydrogène, capture de carbone, chaleur renouvelable, électricité bas carbone.

- Dans cette optique, l'Etat Français a lancé fin 2022 **l'appel à projets "Zones Industrielles Bas Carbone" (ZIBAC)**, opéré par l'ADEME. L'objectif de ce programme est de rassembler les acteurs des écosystèmes industriels locaux autour de grandes zones industrielles pour élaborer ensemble une trajectoire de réduction collective des émissions.

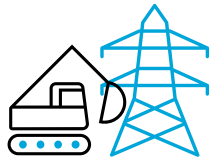
- Les **lauréats ZIBAC sont soutenus financièrement par l'Etat** pour le déploiement accéléré des technologies, infrastructures et réseaux nécessaires à la décarbonation. Ils ont vocation à constituer des territoires pionniers de la décarbonation de l'industrie française ainsi que des territoires industriels « clé en main » pour les entreprises désireuses d'investir dans la transition écologique, afin d'en faire un levier majeur de réindustrialisation verte.

1.2 Le réseau : un maillon essentiel à la déclinaison territoriale de notre politique énergétique

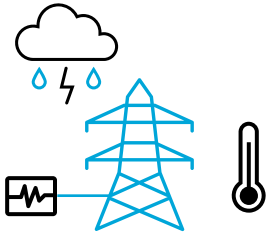
La trajectoire 2024-2040 sera organisée autour de trois priorités mutualisables



Raccorder
les nouvelles installations de production et les nouveaux consommateurs d'électricité dans le cadre d'un programme industriel



Adapter la structure du réseau de grand transport
(majoritairement 400 kV), qui joue le rôle de colonne vertébrale du système électrique en séquençant et mutualisant les besoins pour permettre un fonctionnement au meilleur coût du système électrique.



Adapter le réseau au changement climatique
en menant un grand programme de renouvellement des infrastructures les plus sensibles

L'exemple de l'industrie

L'approche retenue par RTE pour la décarbonation de l'industrie illustre le besoin de planification du réseau

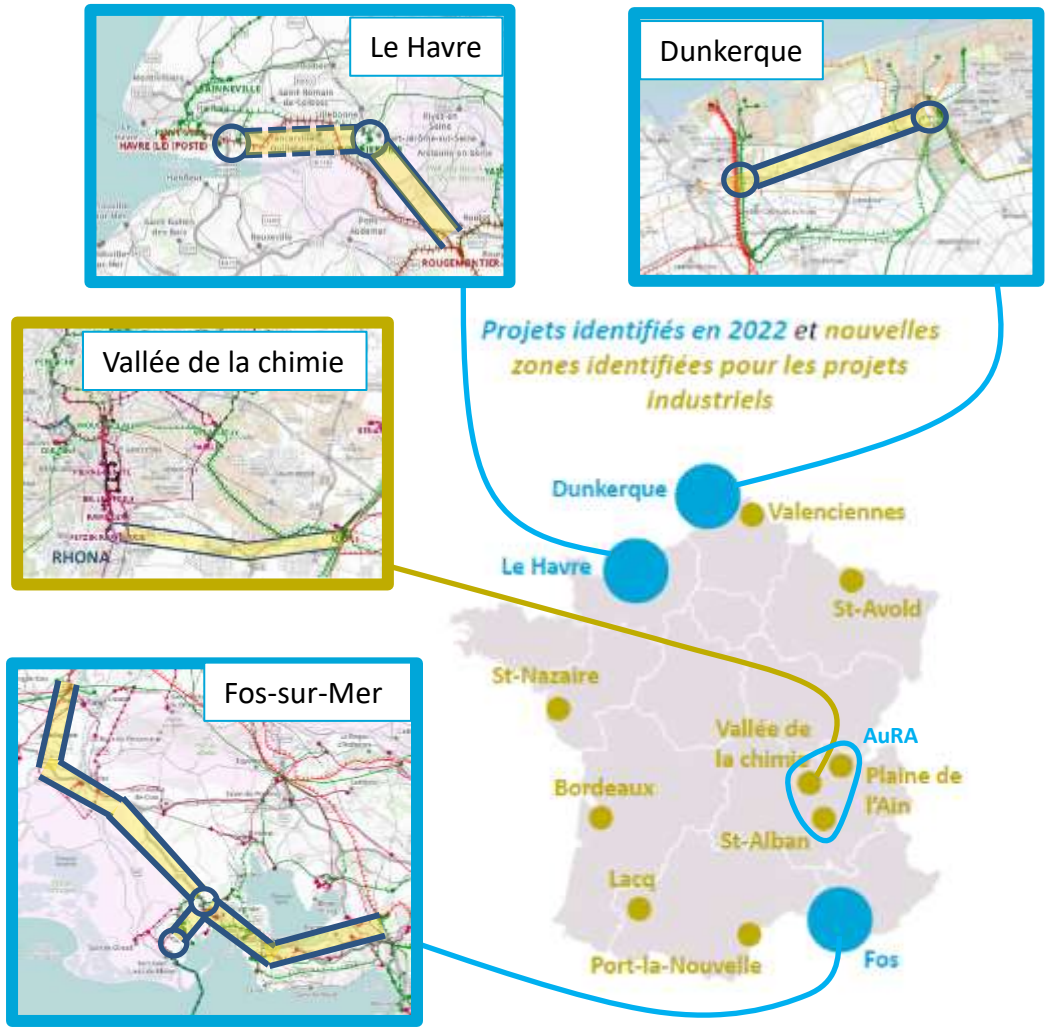
- La décarbonation de l'industrie existante et réindustrialisation du pays conduiront à augmenter fortement la consommation d'électricité **dans des zones comme Dunkerque, Fos-sur-Mer, le Havre ou dans la région lyonnaise.**

- Ces transformations nécessitent des renforcements du réseau : **construction de nouveaux ouvrages THT, renouvellement de certains « nœuds » du réseau et de lignes**.

- RTE a défini **des structures de réseau cible**, a engagé la réalisation des infrastructures mutualisées et **contractualise ensuite au fur et à mesure** avec les demandeurs.

- 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 industriels, en passant d'un traitement individuel à une logique groupée reposant sur un premier niveau de planification.



Il n'est plus possible de penser la logique du raccordement en considérant que la structure du réseau sera l'intendance qui suivra

	EnR terrestres	Eolien en mer	Réacteurs EPR2	Industriels	Datacenters	Stockeurs
Localisation	Répartis sur tout le territoire	Répartis sur les différentes façades	Penly et Gravelines (puis Bugey et à définir au-delà de 2040)	Concentration dans quelques zones/sites	A proximité de centres urbains (IDF, PACA)	Répartis sur tout le territoire
Niveau de tension majoritaire	HTB1-2	HTB3	HTB3	HTB2-3	HTB2	HTB1-2
Perspectives d'ici 2035-2040 (scénario A)	+70 à 100 GW	+18 à 25 GW	+10 GW	+13 à +15 GW	+3 à 5 GW	+ plusieurs GW

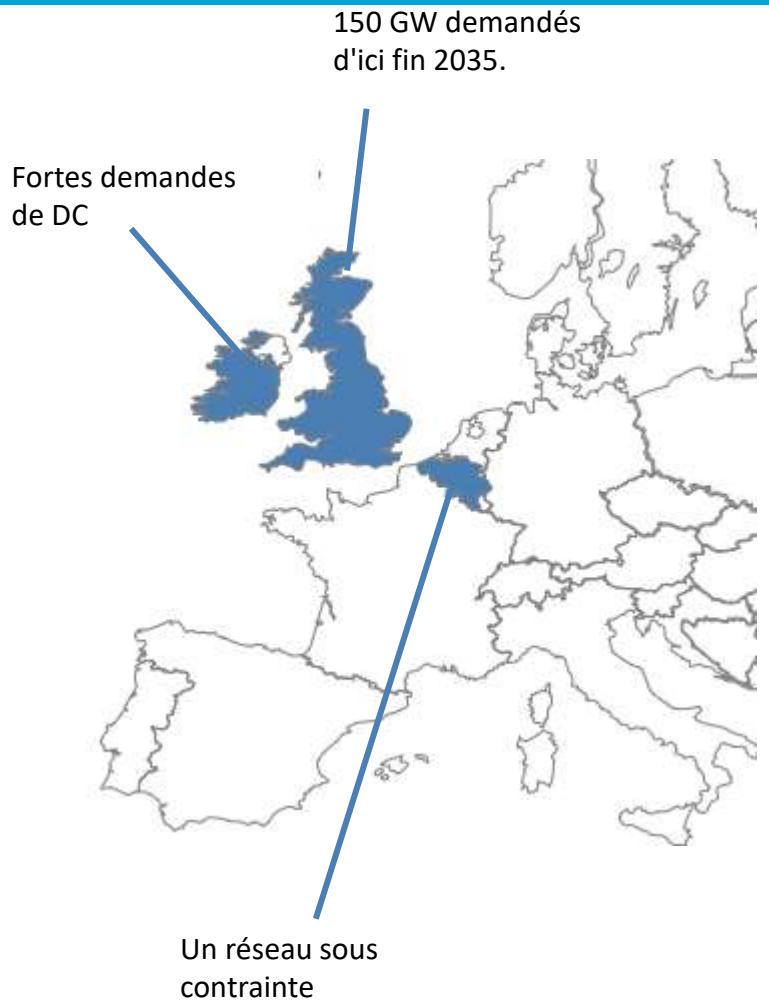
Axe 1 : Planifier les besoins quand c'est possible et dimensionner en mutualisant et en évitant les effets d'horizon

- Limiter les incertitudes via la **planification**
- **Mutualiser les besoins** de raccordement avec les autres besoins du réseau
- Tenir compte des **atouts des investissements dans le réseau** (existence de gain d'échelles, coûts variables faibles…)

Axe 2 : Optimiser l'allocation de la capacité de façon à ne pas se priver de capacité disponible

- **Inciter à dimensionner les demandes** sur le **besoin effectif** (éviter la surréservation)
- Allouer la capacité disponible aux **projets les plus matures**
- Prendre en compte **les complémentarités** des différents usagers du réseau

Des enjeux (accélération, concentration des demandes de raccordement, saturation etc.) largement partagés par d'autres pays



nationalgrid

*Accélération des raccordements notamment via la **modification des contrats et sortie de file d'attente des projets qui n'avancent pas***

elia group

*Mise en place de **contrats flexibles d'accès** au réseau*

Hydro Québec

*Mise en œuvre **d'une procédure de filtrage des demandes de raccordement** de plus de 5 MW à l'aune d'une analyse multicritères par l'Etat*

EIRGRID

***Arrêt des raccordements de data centers** dans la région du Dublin jusqu'en 2028. Nouvelles incitations au bon dimensionnement des acteurs*

TenneT

Saturation de la capacité dans les provinces d'Utrecht, de la Gueldre, du Flevoland, de Rotterdam, de Hollande-du-Nord… Des longs délais d'attente pour obtenir un raccordement.

RTE a amorcé un dialogue constructif avec ses homologues sur ces thématiques afin de prendre en compte les meilleures pratiques

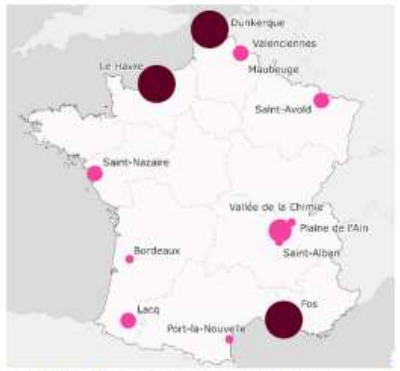
RTE lance une consultation publique visant notamment à consolider les hypothèses de territorialisation de la consommation et de la production et faire évoluer le cadre de notre action



Zones concentrant les principaux projets de data centers et hypothèses de consommation d'électricité (en TWh) à 20



Projection de la capacité installée en photovoltaïque (GW) à horizon 2035 par région basée sur les S3REnR



Zones industrielles faisant l'objet d'une croissance de la consommation d'électricité d'ici 2040



Parc nucléaire existant et futurs réacteurs déjà identifiés

RTE propose une démarche en **trois étapes** :

- **Fiabiliser** les demandes de raccordement (volume, localisation), **optimiser l'allocation de la capacité disponible** et prévoir un raccordement simplifié pour les moyens flexibles,
- **Augmenter l'information** sur le niveau de saturation prévisionnelle du réseau,
- **Distinguer des zones prioritaires** et non prioritaires (en poussant plus avant la logique retenue dans la loi relative à l'accélération des renouvelables).

?

Partagez-vous la vision de RTE ?

Consultation publique SDDR

Le prochain SDDR doit définir une stratégie pour le réseau maîtrisée et industrialisée, en phase avec l'accélération de la transition énergétique

Les grandes conditions de réussite identifiées :

1 Investir suffisamment tôt dans le réseau

Opportunité : attirer des investissements sur notre territoire
Risque à ne pas faire : générer des coûts d'exploitation du système très importants

2 Produire une trajectoire priorisée

Risque à ne pas faire : trajectoire économique trop ambitieuse et irréaliste

3 Tenir compte des capacités industrielles

Opportunité : Participer au mouvement de réindustrialisation en Europe et en France
Risque à ne pas faire : concurrence pour les ressources

Leur traduction pratique :

- Le programme d'investissements de RTE traduit cette accélération.



- Un premier ordre de grandeur des besoins sur la période 2025-2040 **s'établit à 100 Md€,** soit un triplement par rapport au schéma précédent
- La question n'est pas la croissance des investissements **mais le rythme, la cible et l'ampleur.** Ce rythme doit être :
  - **Assez rapide** pour anticiper les **dynamiques de décarbonation**
  - **Assez progressif** pour permettre à notre **base industrielle** de s'adapter et de fournir les équipements et les services nécessaires

RTE compte sur votre contribution !

1. **Synthèse**
2. **Hypothèses et enjeux techniques**
3. **Conditions de réussite**

\+ ***Liste des questions de la consultation***

- La consultation est ouverte pour une durée de **6 semaines**
- Le dispositif s'articule autour de **3 documents**
- **Les répondants peuvent se positionner sur tout ou partie** de la consultation
- Ils sont invités à soumettre un **document de réponse public** qui sera publié sur le site de RTE.
- La réponse peut être accompagnée d'une **partie confidentielle** et dont la confidentialité sera préservée par RTE dans les conditions prévues à l'article L. 142-1 du code de l'énergie

Au niveau régional et local, la consultation permet d'inscrire l'évolution du réseau dans une dynamique **d'aménagement du territoire**

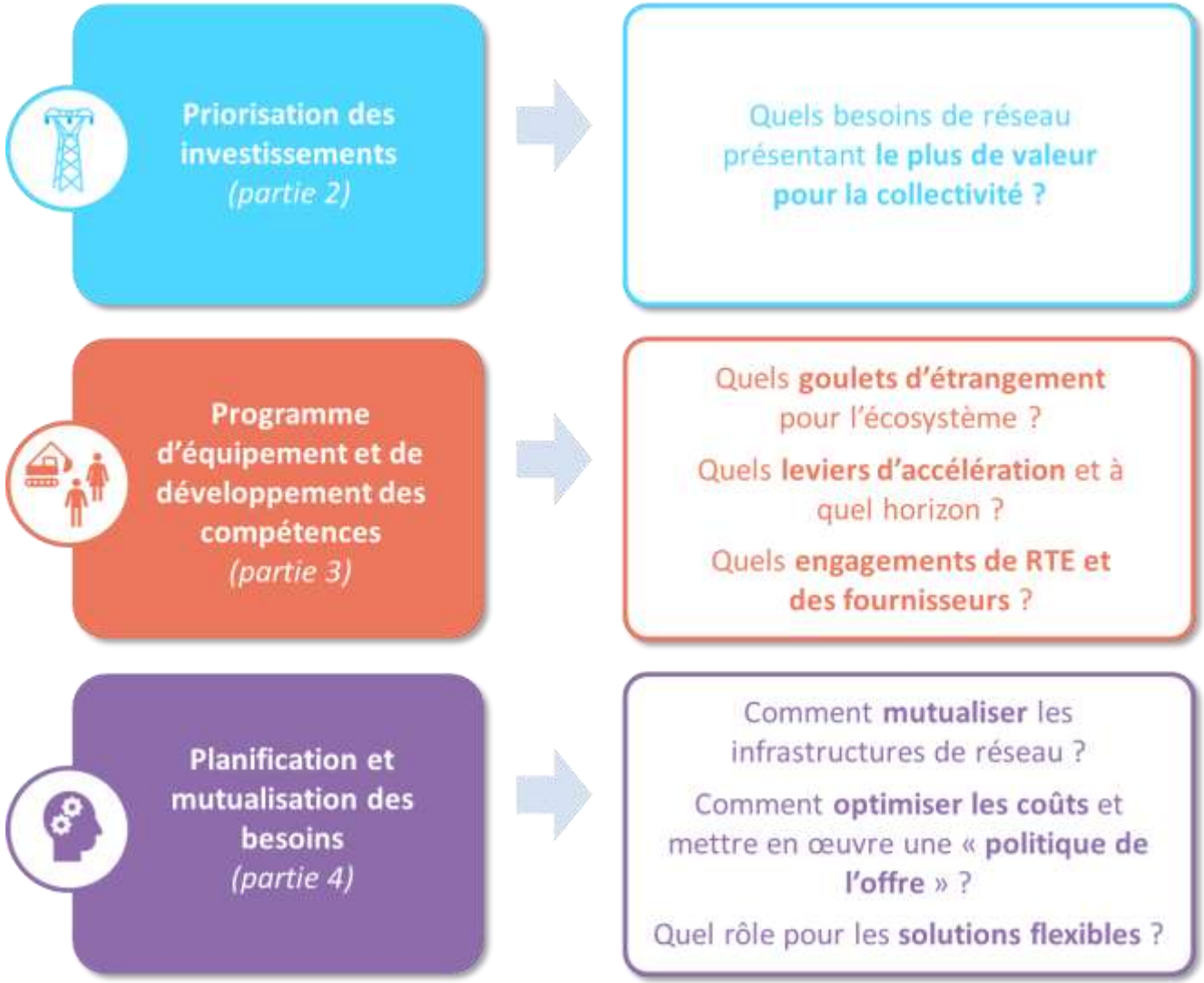
En l'absence de concertation :

Informations sur les nouveaux projets collectées *in extremis* → **Les structures les plus économes ne sont pas choisies d'emblée**

En planifiant l'aménagement du territoire de manière concertée :

Informations précises sur l'évolution de la production et la consommation → **Réseau conçu de manière mutualisée et optimisée**

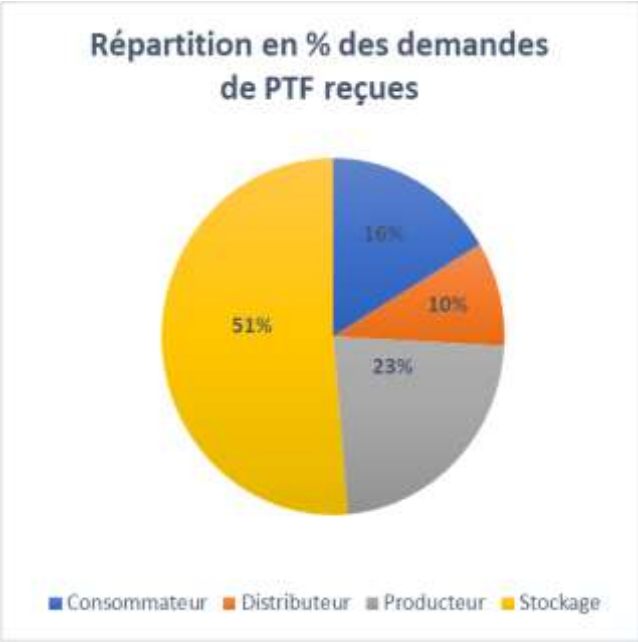
RTE compte sur votre contribution !

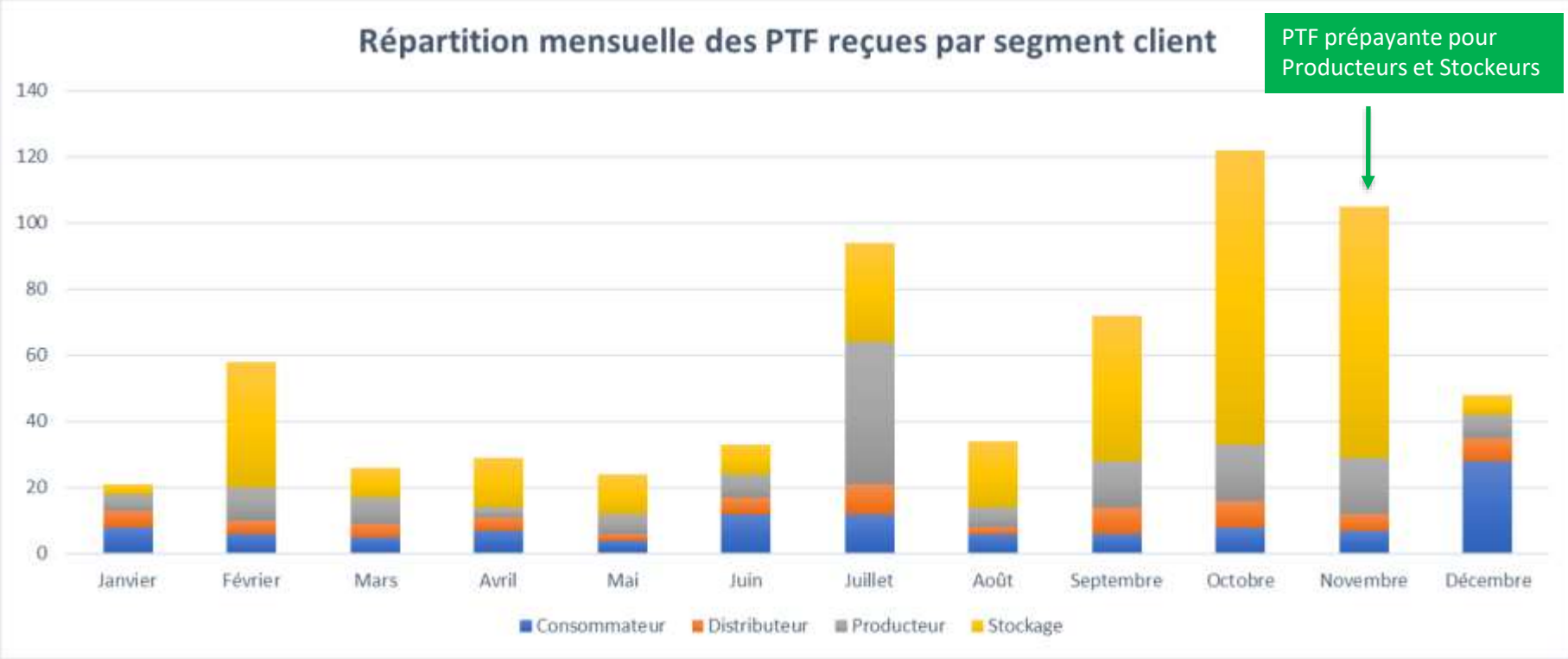


1.3 Demandes de raccordement : Bilan provisoire 2023

Un doublement des demandes de raccordement par rapport à 2022
Un taux de signature en baisse.

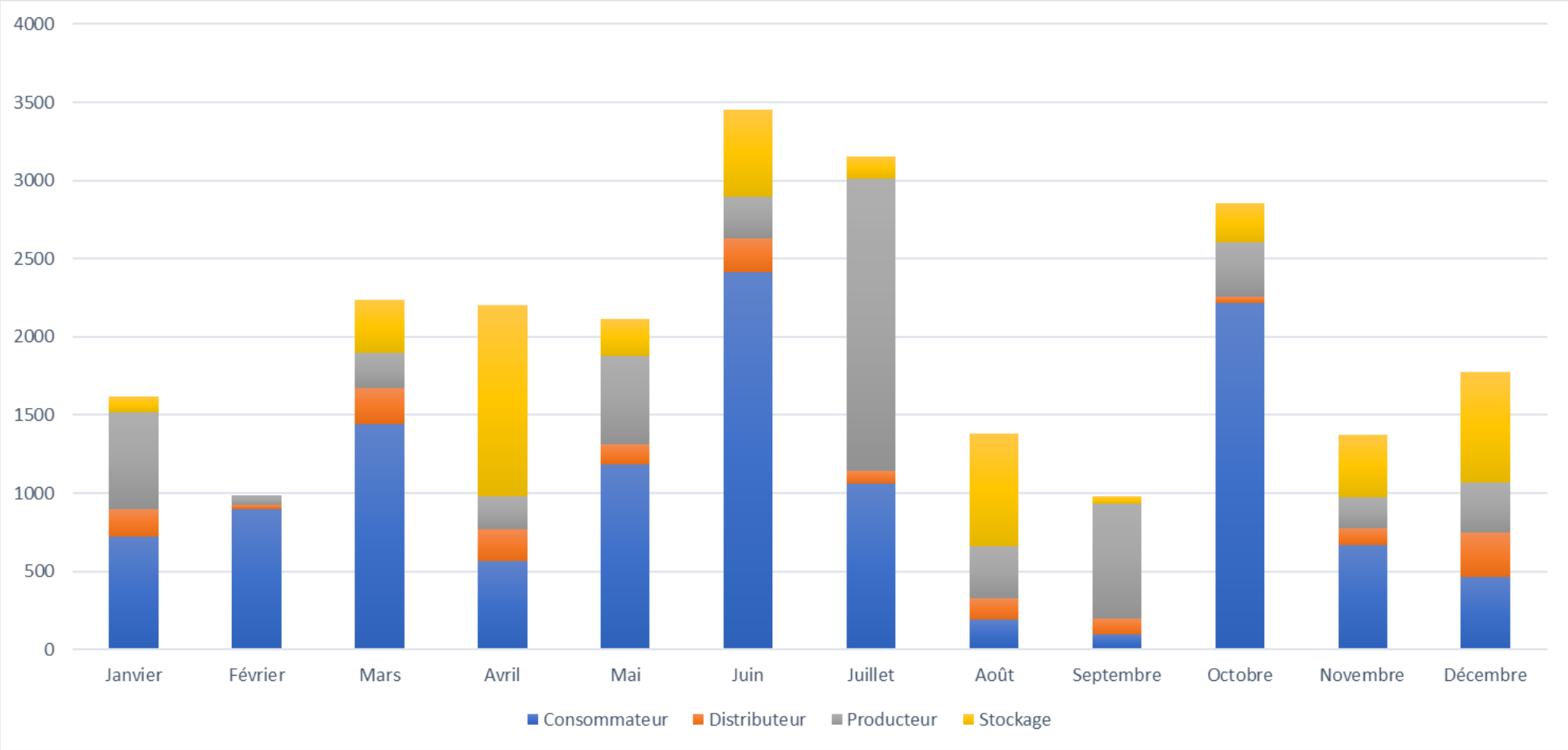
Plus de 650 demandes de PTF reçues, en majorité sur le 2nd semestre 2023





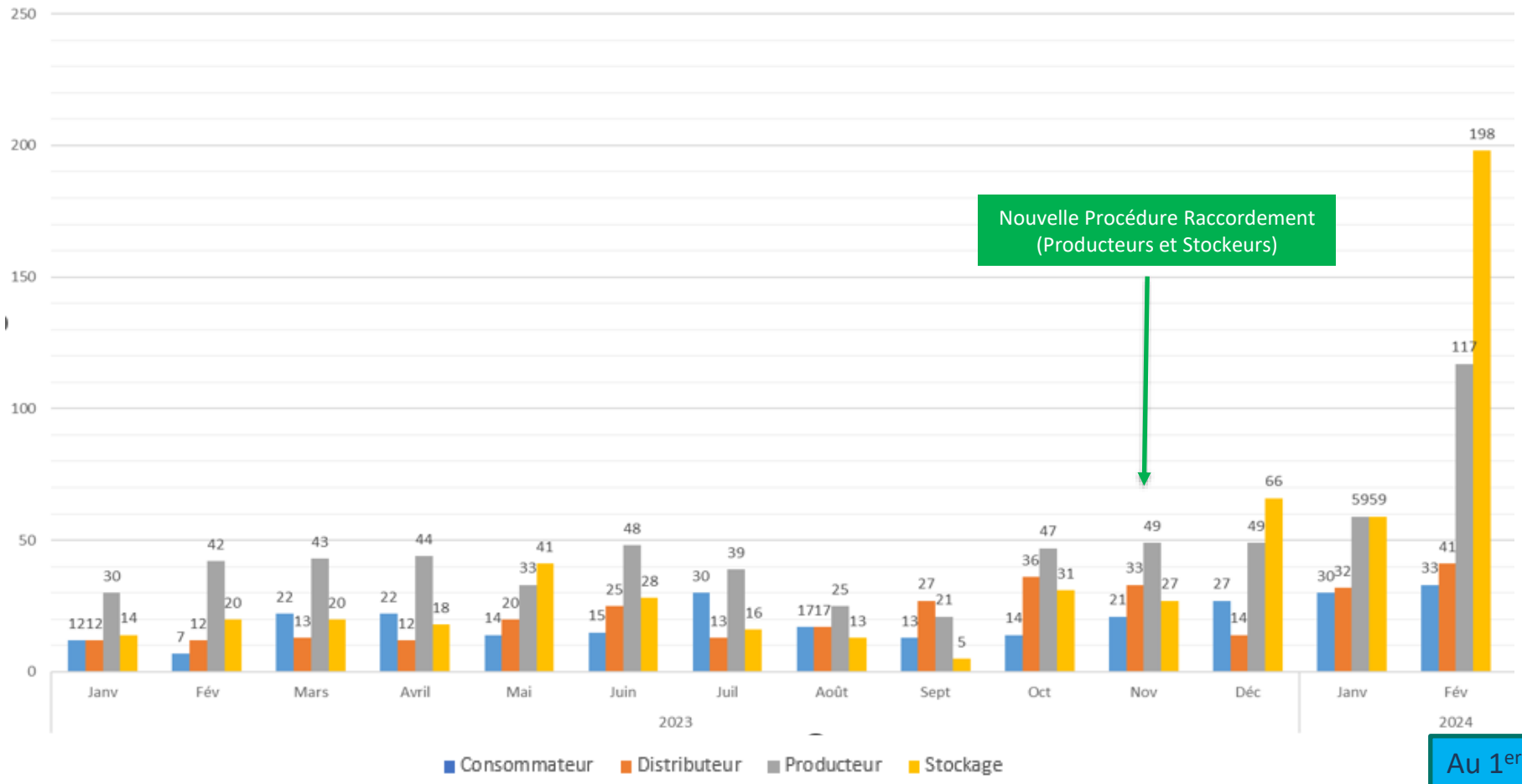
- ❑ **Un tiers** des demandes de PTF **abandonnées avant envoi** aux clients
- ❑ un **taux d'acceptation** des PTF envoyées **de 64 %**, en baisse par rapport à 2022 (> 80%)

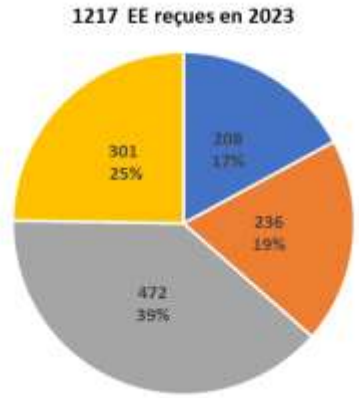
Des demandes de PTF représentant plus de 24 GW de puissance cumulée

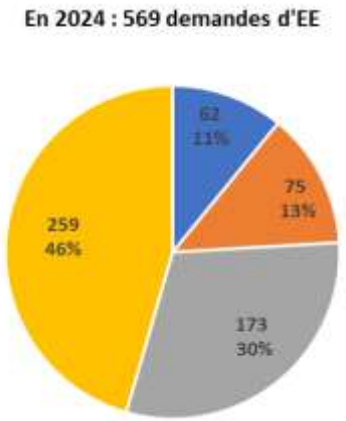


- ❑ **12 GW de PTF acceptées sur le segment consommateurs (conso industrielle à date environ 9 GW)**
- ❑ **5,7 GW et 4,7 GW** de PTF acceptées sur respectivement les segments **producteurs et stockeurs**

Une explosion des demandes d'études exploratoires au-delà d'un effet de report lié à la mise en œuvre de la PTF prépayante







Au 1er mars 2024, le volume d'EE reçu représente environ 50 % des demandes reçues en 2023

- ❑ **De nouveaux entrants sur le marché français qui multiplient les demandes « pour voir »**
- ❑ La mise à disposition d'informations sur la saturation des réseaux permettra de réguler ces demandes

2 Insertion des EnR dans le système électrique

SOMMAIRE

1. Bilan des limitations en 2023 et actualisation du bilan 2022
2. Des solutions d'automates déployées progressivement pour minimiser le volume des limitations
3. Point d'avancement sur le cadre d'indemnisation en post temps réel

2.1 Bilan des limitations 2023

Présentation du bilan ENE

DÉLIBÉRATION N°2021-12
Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB)
§2.4.2 : « Par conséquent, la CRE retient les quatorze indicateurs de suivi suivants : […] suivi de l'Energie Non Evacuée par les producteurs due aux activités de RTE sur le réseau public de transport. »

CCPS du 08 février 2024

Communication sur le processus d'indemnisation automatique des limitations à Réseau Complet pour l'année 2023. Environ 20% nécessitaient encore un traitement manuel et restaient à chiffrer en ENE

CCPS du 23 mai 2024

Publication du bilan ENE 2023 pour les producteurs HTA raccordés sur le réseau établit avec l'ENE calculée pour l'intégralité des limitations à RSO complet



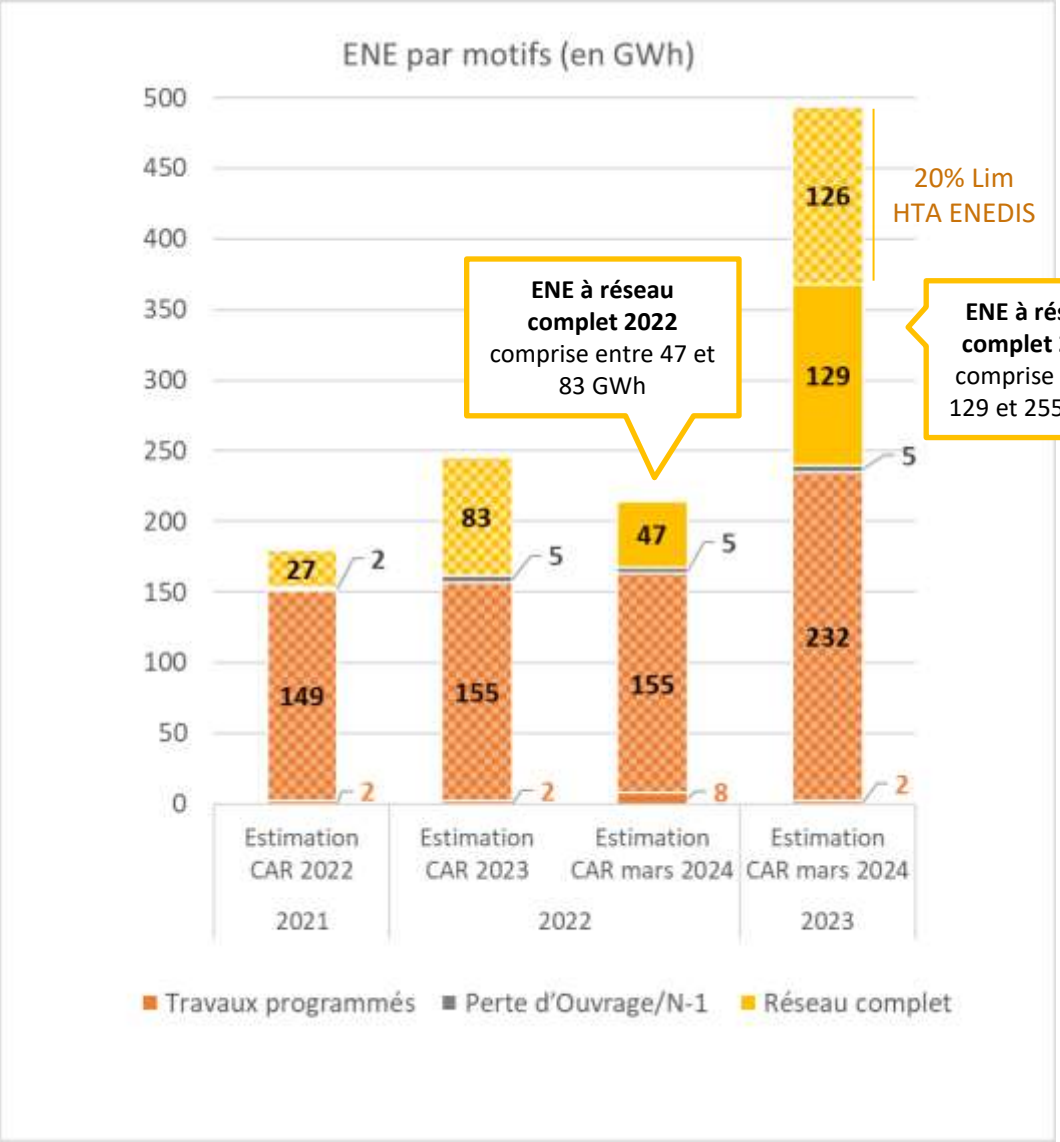
CAR du 18 mars 2024

- Mise à jour du bilan ENE 2022
- Présentation du bilan pour l'année 2023 avec les données disponibles à date

CAR de juin 2024

Actualisation du bilan ENE pour l'année 2023

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.**

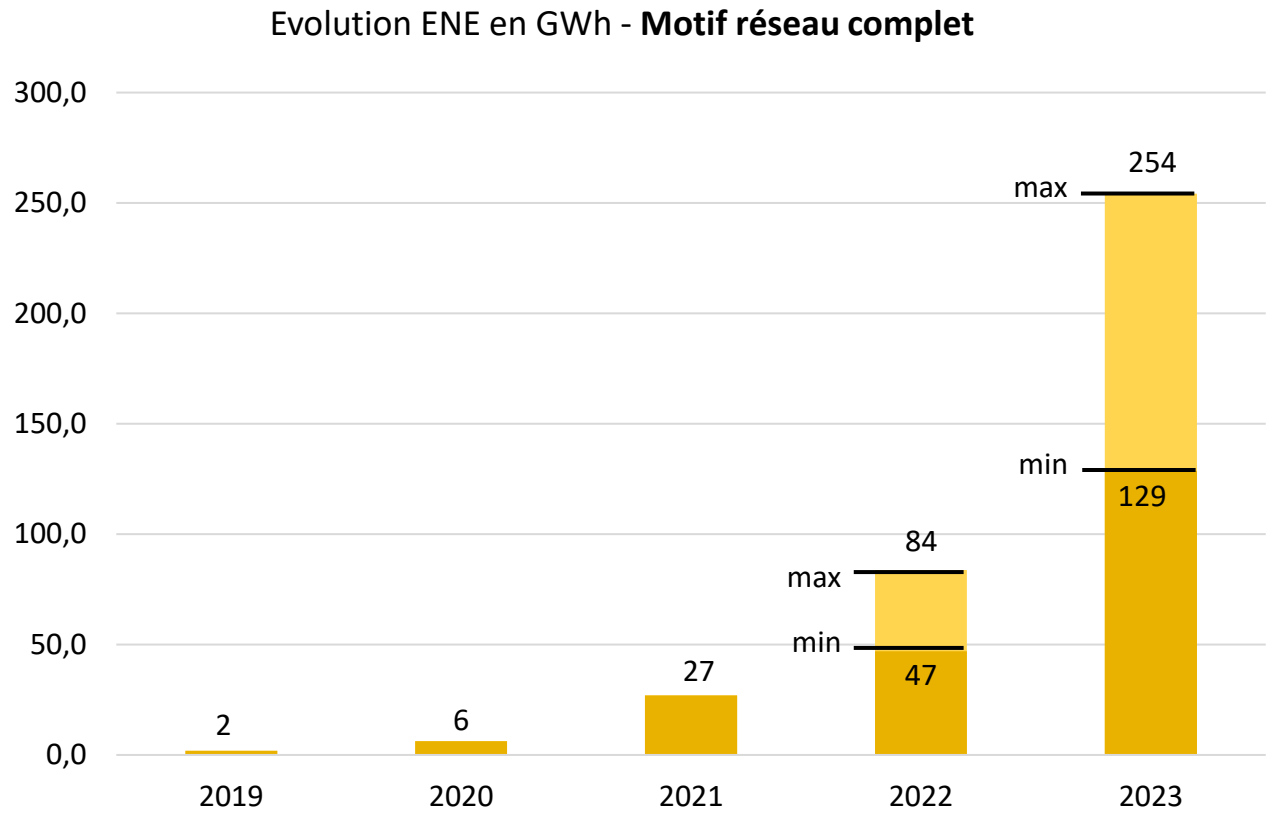
1) Changement de méthodologie de calcul en 2023

- 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 2022 et la meilleure estimation à ce jour pour l'année 2023

2) Périmètre des limitations pour lesquelles l'ENE a été calculée pour l'année 2023

- Seules les limitations appliquées aux clients HTB et aux clients ENEDIS ont été chiffrées en ENE. A ce jour, les calculs de l'ENE pour les limitations des clients des ELD ne sont pas encore disponibles.
- 96% des limitations transmises aux client HTB ont été chiffrées en ENE
- Environ 20% des limitations à réseau complet des clients HTA d'ENEDIS restent à chiffrer par ENEDIS (elles le seront d'ici juin 2024). En attendant l'ENE a été estimée par la méthode du facteur de charge.

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

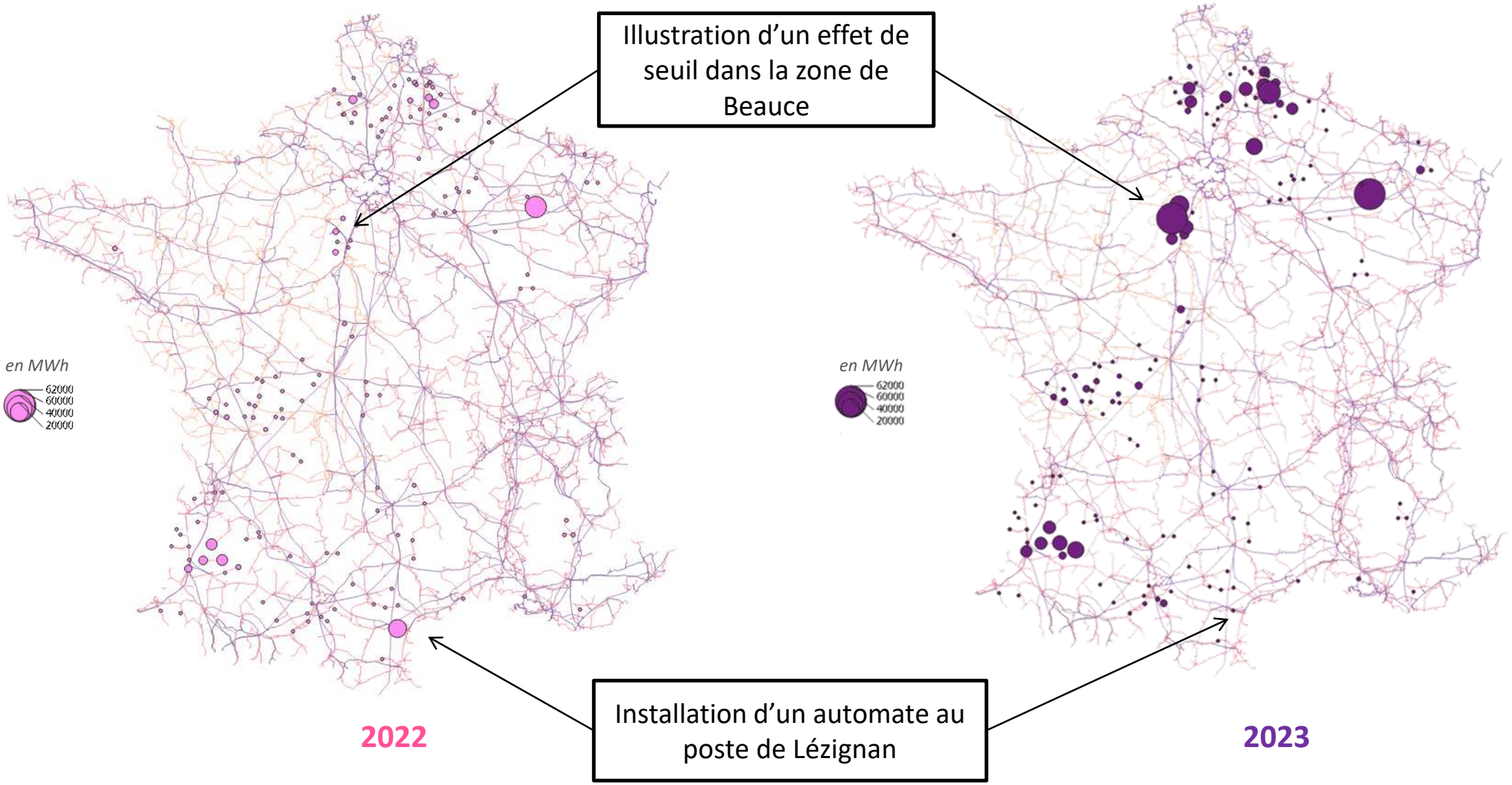


GWh	2019	2020	2021	2022	2023
TOTAL ENE	1, 8	6,2	28,5	47 - 84	129 - 254
TOTAL prod EnR *(*)*	46 100	52 300	51 100	56 717	70 300
%	**0,004%**	**0,01%**	**0,06%**	**0,08% - 0,15%**	**0,18% - 0,36%**

(*) 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

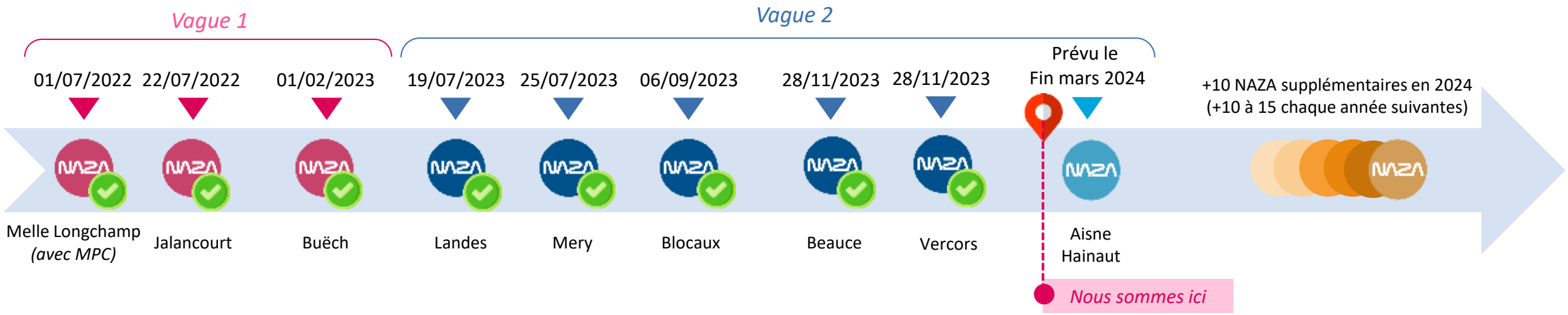


Source : ENE générée par poste électrique évaluée par la méthode du facteur de charge – exprimée en MWh

2.2 Des solutions d’automates déployées progressivement pour minimiser le volume des limitations

Déploiement des zones NAZA : des démonstrateurs au déploiement industriel

- **Automates NAZA déployés en 2022 et 2023**

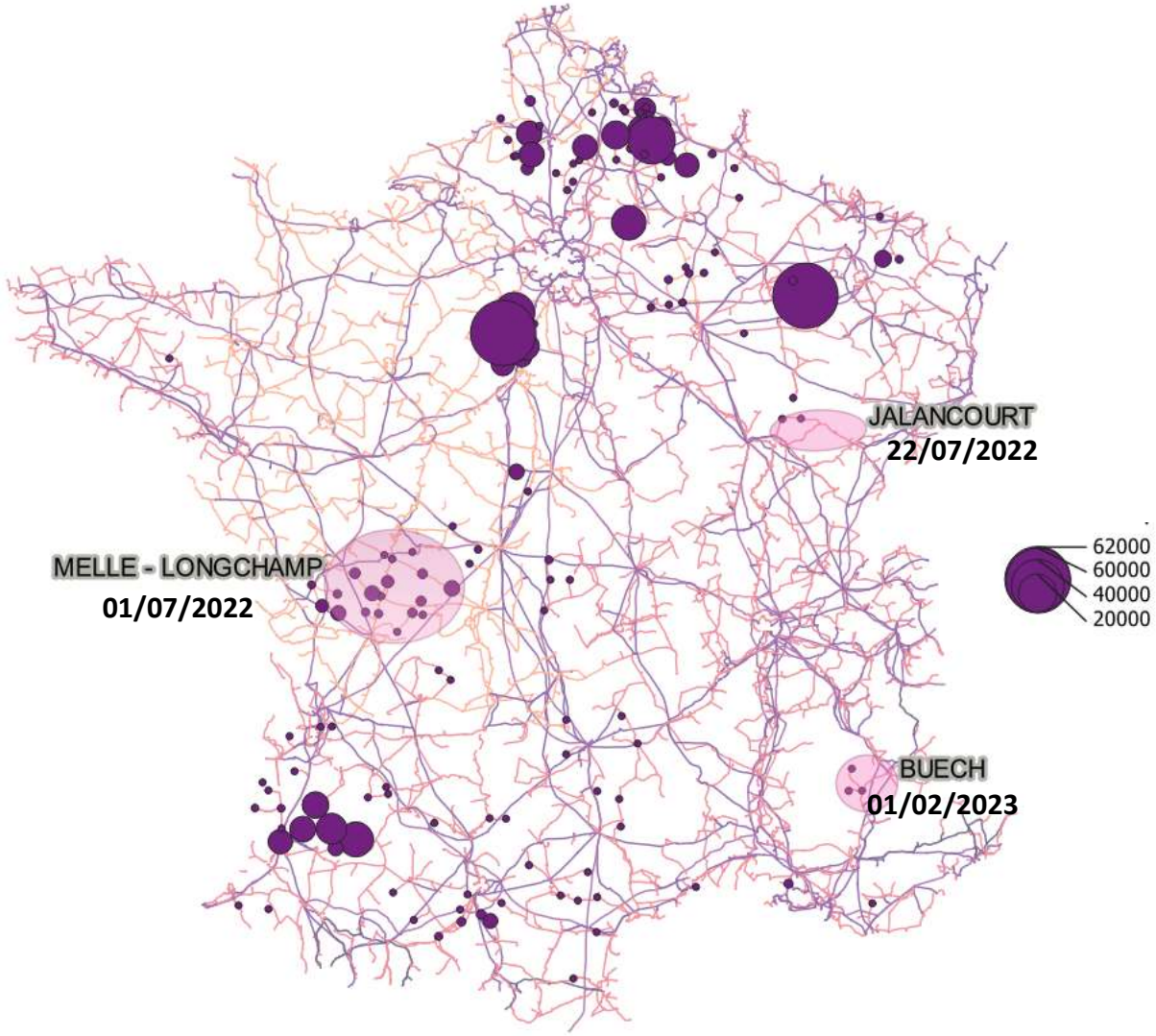


- **Vague 1 – Démonstrateurs qui ont permis de tester et valider les fonctionnalités de manière progressive avec ENEDIS**
- **Vague 2 – Automates déployés en exploitation « sous-contrôle » et dans une logique d'appropriation par les opérateurs**
  - Au moins un NAZA pour chaque Centre et région d'exploitation (hors Saint-Quentin en Yvelines / Normandie-Paris). Zones sélectionnées en 2021, la plus contrainte pour chaque centre / région vu de ce moment là

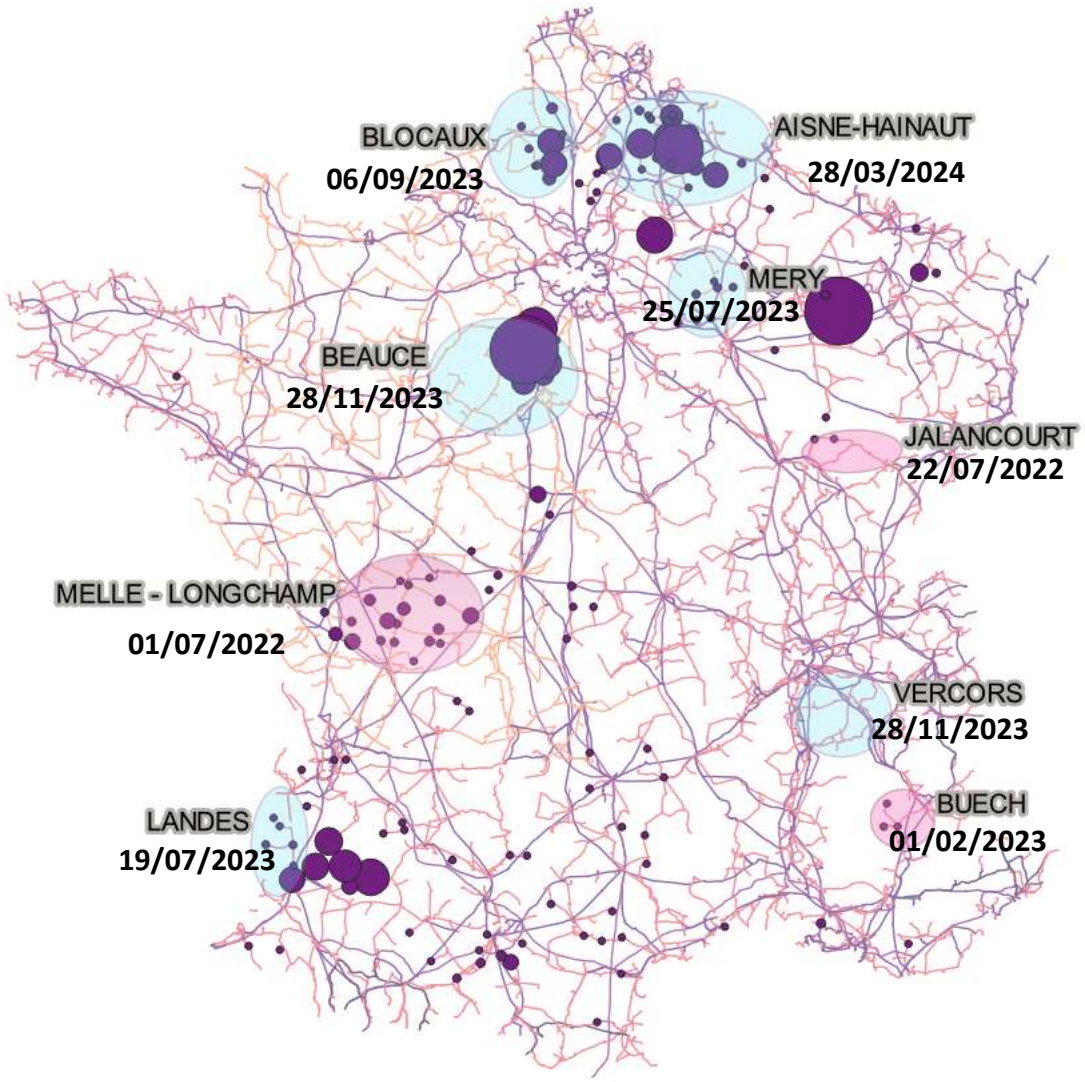
  → *A ce moment toutes les régions voyaient des contraintes arriver à Court terme. Mais avec les raccordements effectifs il y'a pu avoir des contraintes décalées plus tard (ex. Vercors) ou plus tôt (zone de Toulouse)*
  - Aisne-Hainaut (prévu fin mars 2024) : un pré-requis était la MES de la Liaison Noyales – Sétier (le 02/02/2024). En attendant des AEP permettent de gérer les N-1 peu profonds en curatif sur la zone.

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

Zones choisies pour l'installation des automates NAZA au regard de l'ENE pour l'année 2023



NAZA 2022 superposés au volume ENE 2022
VAGUE 1



NAZA 2022 et 2023 superposés au volume ENE 2023
VAGUE 1 + VAGUE 2

Quelle différence entre un NAZA et un Automate d'effacement de production (AEP) ?

Automate NAZA (Nouveaux Automates de Zone Adaptatifs)

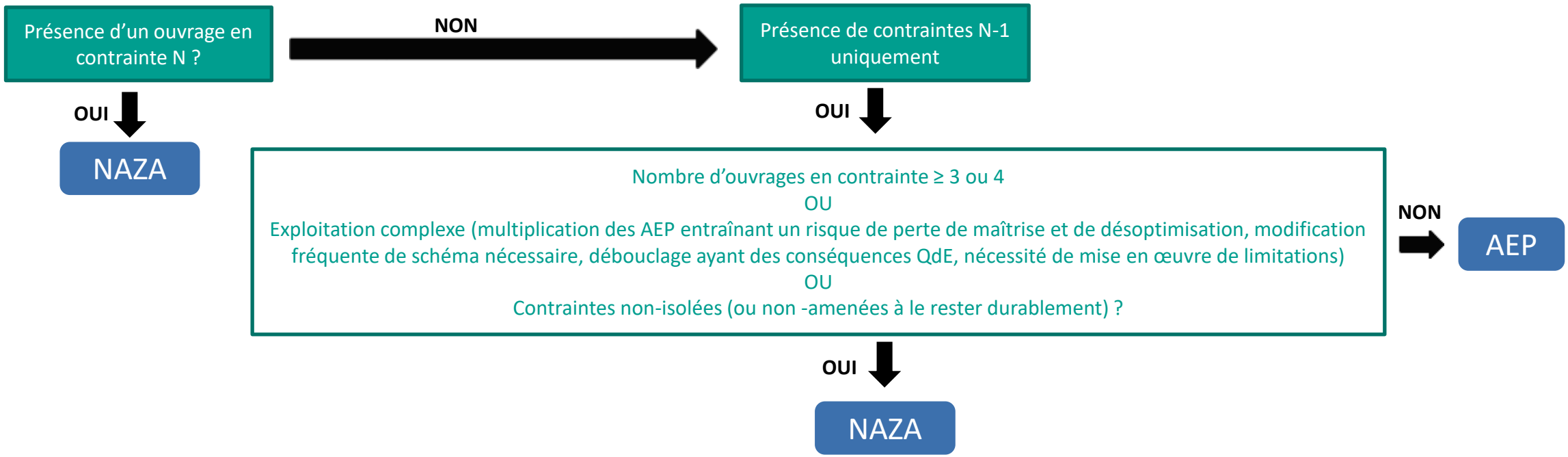
- Surveille les ouvrages **d'une zone** électriquement cohérente
- Met en œuvre de **manière automatique** des actions en temps réel pour lever d'éventuelles contraintes de transit en **optimisant les actions suivant les contraintes** rencontrées
- Des leviers d'**interruption complète** ou des **limitations partielles** (TVC) de la production
- Des **actions différentes en N ou en N-1**
- Une solution logicielle s'appuyant sur le réseau de téléconduite et ne nécessitant **pas d'équipement dans les postes**

Automate d'Effacement de Production (AEP)

- Surveille le plus souvent **un seul ouvrage** avec **des seuils prédéfinis**
- **Des actions prédéfinies simples,** le plus souvent **des effacements complet** de la production
- Sur une zone nécessitant plusieurs automate, la localisation et leur paramétrage doit **prendre en compte les interaction entre automates**
- **Pas de distinction entre N et N-1**
- Nécessite **des équipements dans les postes** (installation de borniers d'échanges avec les GRD ou les producteurs HTB)

Le choix des zones de déploiement des NAZA est basé sur la recherche de l'optimum technico-économique

Logigramme de choix des solutions automates

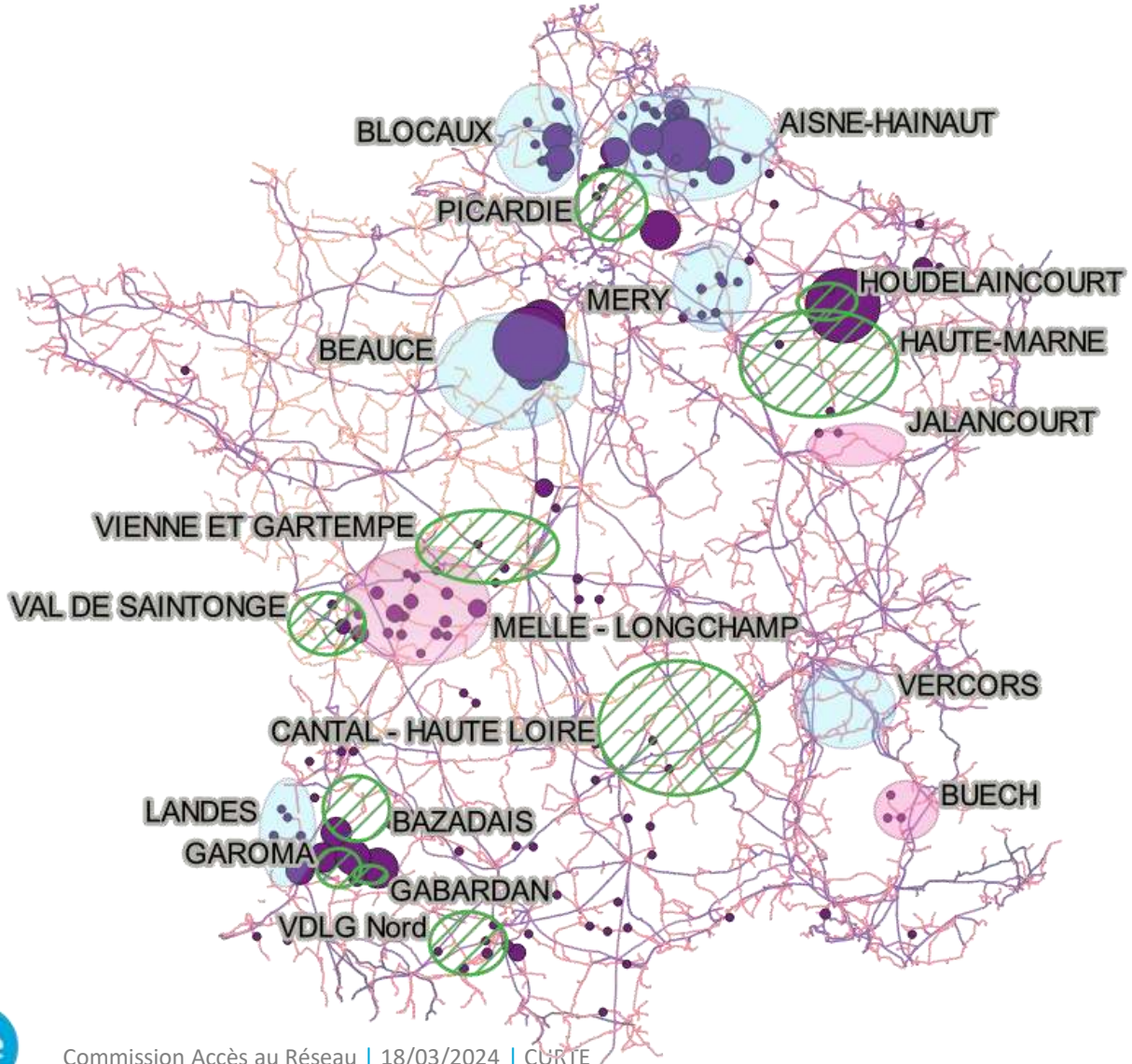


Critères de priorisation des zones NAZA à la maille nationale

- Les gains espérés de l'automate en termes d'ENE
- La pérennité des contraintes gérées par l'automate (investissements décidés venant lever/réduire les contraintes)
- Le degré d'urgence d'installation de l'automate par rapport à la dynamique de la zone et à sa gestion (contraintes déjà présentes en exploitation, limitations conséquentes sur 2022, contraintes N sur la zone, forte arrivée d'ENR…)

Zones choisies pour l'installation des automates NAZA pour 2024

10 Zones sélectionnées (3ème vague)



Planning de déploiement des zones NAZA en cours de construction et de validation avec ENEDIS.

Planning de déploiement visé par RTE:

- NAZA Houdelaincourt avant le passage aux IST été
- 9 autres NAZA vers fin 2024 après la réalisation des travaux sur l'infrastructure SI coté RTE rendus nécessaires par le volume cumulé des leviers accessibles à NAZA (> à 3000 MW)

Couverture des postes générant de l'ENE en 2023 par des zones NAZA existantes ou projetées

A fin 2024, les zones équipées de NAZA couvriront environ 95% de l'ENE réalisée en 2023

	% ENE année 2023
Vague 1	**2%**
Buech	0%
Jalancourt	0%
Melle	2%
Vague 2	**60%**
Beauce	33%
Blocaux	4%
Landes	2%
Mery	0%
NNO	20%
ECR 2023 - Top 10	**32%**
Bazadais	2%
Cantal - Haute Loire	0%
GaRoMa	6%
Haute-Marne	0%
Houdelaincourt	16%
Gabardan	5%
Picardie Centre	2%
Val de Saintonge	1%
Vienne et Gartempe	0%
VDLG Nord	0%
Hors Zone NAZA	**6%**
TOTAL	**100%**

Automates Vague 2 mis en conduite S2 2023

Automates à venir en 2024

Quels gains apportés par ces NAZA ?

Vague 1:

- ENE contenue sur la zone de Melle avec levée des limitations préventives. 43 activations NAZA en 2023 pour 2% d'ENE.
- Sur Buech, levée des limitations préventives (31 en 2022) et 2 activations NAZA sur l'année 2023.

Vague2 :

- Compte tenu des déploiements sur la deuxième moitié de l'année 2023, il n'y a pas suffisamment de REX à ce jour pour quantifier les gains des NAZA
- Mais les gains sur la levée des limitations préventives pour contraintes N-1 sont déjà observés - Exemple de NAZA Landes mis en service fin juillet 2023:
  - ENE préventive à RSO complet : de l'ordre de 2GWh en 2022
  - Après mise en service du NAZA : levée des limitations préventives et pas d'occurrence de N-1. L'ENE observée sur cette période est de l'ordre de 42 MWh

Source, valeurs établies sur de limitations 2023 avec ENE évaluée par la méthode du facteur de charge

2.3 Cadre d’indemnisation en post temps réel

Bilan et perspectives

Retour sur l'année 2023

❖ **Correction des Périmètres d'Equilibre (PE)**

- RTE a notifié au 1er mars les dates d'entrée en vigueur des modalités de correction des PE pour les producteurs raccordés sur le RPD (si le cadre contractuel de chaque GRD le prévoit)
  - ➢ Règles déclinées par ENEDIS dans la 49E le 02 mai 2023
- RTE a réalisé la consultation pour les règles de Marchés pour la mise en place de la correction des PE pour les producteurs raccordés sur le RPT (octobre à décembre 2023)
  - ➢ Saisine de la CRE en cours depuis Janvier 2024 – **Délibération attendue d'ici avril 2024**

❖ **Calcul d'ENE**

- RTE a publié en DTR le 27/06/2023 les principes de calcul de l'ENE (KppV et trapèze à l'instar de la DTR ENEDIS) (Chapitre 2.7)

❖ **Industrialisation du processus d'indemnisation HTB**

- Lancement du projet SI qui permettra à l'horizon T3 2025 :
  - ➢ Publication des limitations sur le portail services et indemnisation proactive au fil de l'eau
  - ➢ Possibilité de suivre l'état d'indemnisation à travers le portail à chaque étape du traitement

Perspectives 2024 :

❖ Travaux communs avec les GRD pour aller vers une industrialisation du processus d'indemnisation des producteurs raccordés au RPD

❖ Correction des PE pour les producteurs raccordés au RPT et évolution des modalités d'indemnisations

- ➢ Entrée en consultation CART-P et articles DTR fin mars 2024

L'industrialisation du processus d'indemnisation se poursuit avec les GRD avec un objectif de mise en œuvre en 2025

3 Bilan des concertations au 1er trimestre 2024 et perspectives

Rappel : l'organisation d'une concertation

Phase de concertation

Phase de consultation

Phase d'approbation / information

Groupe de travail ou Atelier Technique

Consultation des acteurs

3 à 5 semaines

Analyse des services de la CRE

Lancement concertation

Partage des documents de la DTR révisés

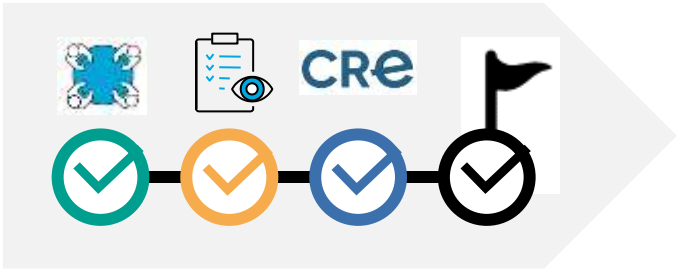
Publication consultation sur le site concerte.fr

Retour des acteurs sur concerte.fr

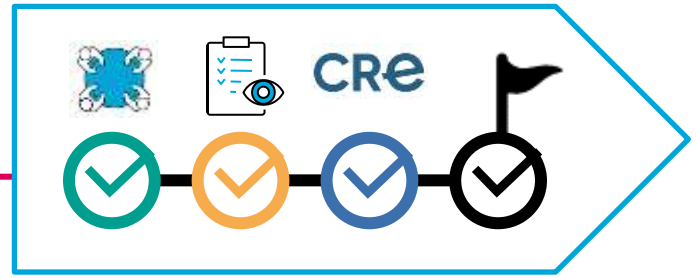
Saisine de la CRE pour information ou approbation
- Bilan de la concertation / consultation
- Bilan des remarques formulées par les acteurs
- Documents de la DTR révisés

Délibération CRE (si approbation)

Publication DTR sur le portail services de RTE



6 thématiques de travail pour les clients consommateurs



1. Permettre de **mutualiser les coûts** d'études et de travaux entre plusieurs demandeurs de raccordement, dans la continuité des travaux déjà réalisés en 2022 (PTF Desserte, ORAM) et en déclinaison de la loi APER — **A lancer**

2. Faire évoluer le **parcours client consommateur** afin de permettre l'avancée des projets les plus matures, en intégrant notamment des conditions de maintien de la file d'attente et les dispositions de priorisation prévues par la loi APER

3. Etablir **un cahier des charges des exigences techniques** à respecter par les consommateurs industriels raccordés au RPT pour pouvoir continuer à assurer les missions de RTE (capacités constructives)

4. Faire évoluer **les engagements en matière d'interruptions programmées et non programmées** au sein du CART pour répondre à l'évolution des besoins de consignation du réseau — **Lancée**

5. Clarifier la prise en compte des **limitations au soutirage** au sein du corpus contractuel **consommateur** — **A lancer**

6. Inciter au **bon dimensionnement** de la puissance de raccordement pour éviter une saturation artificielle de certaines zones — **Lancée**

Parcours clients consommateurs – Les objectifs de la consultation

S'assurer de la maturité des projets des demandeurs de PTF et limiter les demandes visant à réserver la capacité

1

Renforcement des conditions d'acceptabilité des demandes de raccordement

- Favoriser l'entrée en file d'attente des projets les plus avancés
- Clarifier les principes de gestion des demandes en concurrence

✓ Mise en place d'un versement d'une **somme forfaitaire** au moment de la demande de raccordement (42k€ HT)

Les nouvelles PTF sont établies sur le fondement de la trame en vigueur au moment de l'envoi de la PTF. Seules les demandes reçues après la publication de la nouvelle DTR devront s'acquitter du versement de la somme forfaitaire.

Parcours clients consommateurs – Les objectifs de la consultation

Mettre en place un parcours client clair et cohérent afin d'optimiser l'utilisation de la capacité disponible dans le sens de l'intérêt général

2

Gestion de la file d'attente

- Mise en place des principes de gestion de la file d'attente par RTE
- Clarifier les conditions générales de la PTF

- ✓ **Renforcement des conditions d'entrée** en file d'attente
- ✓ Mise en place de **jalons annuels** pour prouver l'avancement des projets
- ✓ Clarification des conditions de suspension (uniquement en cas de contentieux), de cession (cession possible au sein du groupe, via la création de SPV) et de modification de projet avant le raccordement

Les dispositions relatives au maintien, à la suspension et à la sortie de la file d'attente seront applicables aux demandeurs ayant déjà une PTF, à compter de deux ans après l'entrée en vigueur de la nouvelle procédure

Parcours clients consommateurs – La priorisation des demandes de raccordement

Décliner les obligations réglementaires décrites au sein de la loi APER (modification de l'ordre de classement des demandes de raccordement)

3 Modalité de la priorisation des clients éligibles

- Champ d'application personnel
- Conséquence de l'activation du dispositif sur les obligations et les délais

- ✓ **Transmission** de <u>toutes</u> les demandes (PTF demandées et envoyées) de la zone au Préfet
- ✓ **Suspension** des obligations respectives de parties le temps de l'instruction
- ✓ Les conditions de **reprises** seront traitées au sein des PTF, selon les situations des clients

Parcours client et Priorisation des demandes : Prochaines étapes

Phase de concertation

Phase de consultation

Phase d'approbation

- Concertation sur le parcours client terminée le **15 décembre**
- Concertation Priorisation des demande lancée le **15 janvier**

5 février



Partage des documents de la DTR révisés sur le site concerte.fr :
- procédure de raccordement
- CG de la PTF

6 mars

Analyse des retours

Début avril

Analyse des services de la CRE

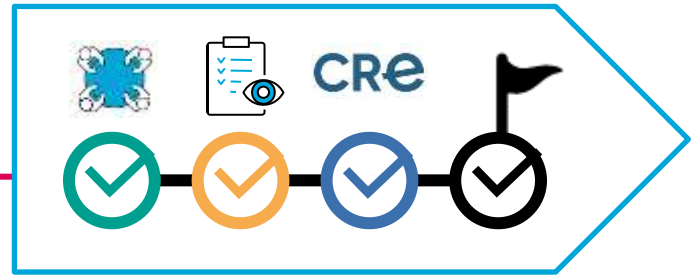
Délibération CRE

Publication DTR sur le portail services de RTE

4 retours reçus, globalement **positifs**

Une **saisine** de la CRE sur la base du texte soumis à consultation est prévue **début avril**

3 thématiques de travail pour les clients producteurs et stockeurs



1 Révision du CART-Producteur sur les **limitations** (clarification et précisions pour l'offshore)

En cours de finalisation

2 Evolution des règles **Services système tension**

3 Adaptation des **S3REnR** en lien avec les décrets pris en application de la loi APER

Lancé

L’indemnisation des limitations des producteurs EnR

2019

- SDDR et mise en place du dimensionnement optimal
- Intégration dans les trames de contrats de raccordement

2022

- Règles sur l’indemnisation des limitation EnR dans le CART-P (terrestre et offshore)

2023

- Méthodes d’estimation de l’énergie non évacuée suite à une limitation

2024

- Mécanisme de correction du périmètre d’équilibre
- Règles de répartition des limitations parcs offshore pour les plateformes mutualisées

La concertation du CART-Producteur vient clore une thématique contractuelle sur l’indemnisation des limitations concernant les ENR (terrestres, off-shore)

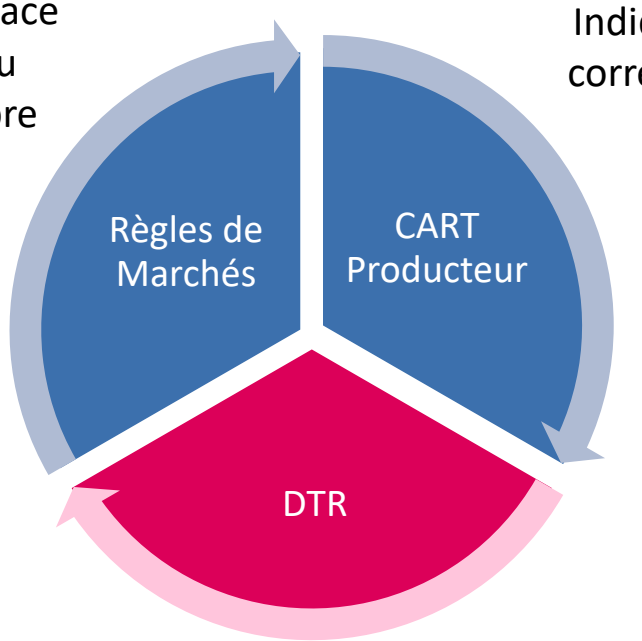
Indemnisation des producteurs : Une évolutions du corpus contractuel impactant règles de marchés et d'accès au réseau

Lien RTE ↔ RE

Prévoit la mise en place de la correction du périmètre d'équilibre

Lien RTE ↔ Producteur

Indique l'éligibilité à la correction du RE et ses modalités

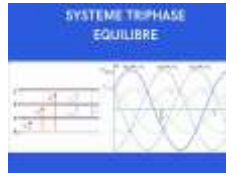


Article pédagogique expliquant l'indemnisation des EnR (calcul ENE, RE, flux financiers)

Planning

- Les Règles de Marchés sont en cours de saisine de la CRE
- La concertation du cadre contractuelle s'est déroulée en janvier et février :
  - Un projet d'article DTR a été partagé avec les parties prenantes
  - **La consultation du CART-P est prévue pour les prochaines semaines**

Réglage de la tension des producteurs raccordés en HTB



Les Règles SSY Tensions actuelles présentent un frein à leur signature par les producteurs ENR HTB

Les Règles SSY-U actuelle imposent que le signataire de l'Accord de Participation (AP) ait le statut de Responsable de Programmation.

- Certains n'ont pas encore désigné de Responsable de Programmation (écart à une obligation réglementaire en cours de résorption),
- D'autres ont désigné des agrégateurs comme Responsable de Programmation qui ne sont pas en mesure de gérer leur participation au réglage de la tension,



Un Taux de signature des Règles SSY-U aujourd'hui très faible préjudiciable pour les acteurs et RTE.

Des **obligations réglementaires** qui s'imposent néanmoins aux producteurs HTB :

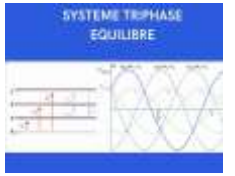
- L'arrêté technique prescrit aux installations de production HTB de disposer de capacités constructives en réglage de la tension,
- Mise à disposition de RTE de l'intégralité des capacités constructives de réglage de la tension,
- La DTR de RTE reprend ces prescriptions dans les cahiers des charges des capacités constructives de ces installations.

Cela se traduit pour tous les producteurs HTB par l'obligation de signer un AP aux Règles SSY-U.

La signature de l'AP aux Règles SSY-U permet :

- De rémunérer les producteurs HTB pour le service,
- D'inciter ces producteurs à maintenir ce service dans la durée.

Mise à jour des Règles Services Système Tension



Contenu

Le signataire des Règles SSY-U, désigné sous le terme de « Participant », peut être l'Exploitant de l'Installation ou un mandataire (tel qu'un Responsable de Programmation) désigné par l'Exploitation de l'installation pour gérer sa participation aux Règles.

Webinaire et Concertation

Présentation des Règles SSY-U aux producteurs ENR lors du webinaire du 29/01/24. Concertation réalisée lors du GT Producteurs de la CAR le 30/01/24.

Consultation

Réalisée sur le site concerte.fr du 08 au 29 février 2024.
Des contributions d'EDF et d'ENGIE qui ne remettent pas en cause le contenu de la mise à jour.
Des besoins de précisions sur certains points ➔ Réponses de RTE dans le bilan de consultation qui sera publié sur concerte.fr

Saisine de la CRE pour approuver les nouvelles Règles SSY-U ➔ En cours

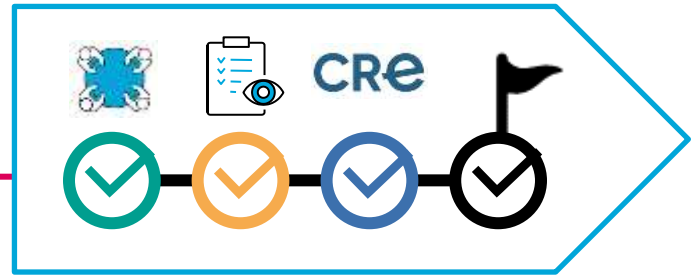
Mise en œuvre

Après approbation par la CRE, les nouvelles Règles SSY-U seront publiées dans la DTR de RTE, et **un courrier sera envoyé aux producteurs ENR « obligés » pour exiger leur signature des Règles SSY-U**.

En cas de non-signature sous un mois, modulo les éventuels cas particuliers justifiés qui nous auront été remontés :

1. Envoi d'un courrier de mise en demeure,
2. Le cas échéant, saisie du CoRDiS pour régler le différend portant sur le non-respect d'une exigence réglementaire.

4 thématiques transverses aux clients consommateurs, producteurs et stockeurs



1. Introduire dans le corpus contractuel (CART-P et CART-C et DTR) les principes des **engagements respectifs** entre les parties en cas de **travaux conjoints** (actifs imbriqués)

   En cours de finalisation

2. Clarifier le **parcours clients** pour les sites composés d'installations de consommation et de production ou stockage (**sites mixtes**)

   En cours

3. Disposer de **dérogations de classe** pour les unités de production pour faciliter l'accueil de petites unités de production raccordées sur un site existant

   En cours de finalisation

4. **Simplifier le Corpus Contractuel** des clients sans revenir sur l'équilibre des engagements entre les parties

   Lancement



Travaux conjoints sur des actifs RTE et Client

RTE

Besoin de réaliser des travaux de modification/renouvellement du RPT avec impacts clients, et inversement

CRE

Délibération n°2023-161 du 12 juin 2023

« La CRE demande à RTE d'initier une **concertation** sur l'évolution des règles applicables au traitement des impacts liés à ses projets en cas d'imbrication avec des actifs de ses clients avant le **31 octobre 2023** »

Une concertation bientôt aboutie

- Une concertation terminée sur :
  - Le périmètre des projets visés par la concertation
  - Le barème normatif de participation au coût des travaux

→ Porté par le CART

→ **La consultation du CART-P est prévue pour les prochaines semaines,** en commun avec les autres thèmes

- Des derniers éléments sur les modalités de contractualisation à concerter

→ Porté par la DTR et 2 trames de contrats



Sites mixtes : Clarification du parcours client

- Les **incitations** promues dans la loi APER vont entrainer **un développement d'installations combinant consommation, production et/ou stockage (ombrières,…)**
- Le **cadre contractuel en vigueur est inadapté** à ce type d'installation.

Une concertation menée en deux temps



- Une première séquence de concertation terminée sur la validation des principes :
  - Modalités de **traitement des demandes** de raccordement en précisant les documents contractuels applicables pour ce type d'installation
  - Modalités de détermination de la **tension de référence** applicable
  - **Contribution financière** et notamment les modalités d'application de la réfaction



- Une seconde séquence dédiée aux modifications de la DTR et des trames contractuelles menée en parallèle au sein du GT Consommateurs et du GT producteurs.



Raccordement, Accès au réseau et Exploitation : Un triptyque contractuel lourd

3 contrats liés entre eux, qui définissent :

- La prestation et le coût du raccordement
- Les services de base payés via le TURPE (facturation portée par le CART)

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**

Trois contrats lient actuellement RTE et le client raccordé : une architecture contractuelle jugée peu lisible et porteuse de risques en particulier liés à la redondance : incohérence et obsolescence de certaines informations



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 à disposition du raccordement, décrivant les règles d'exploitation et de conduite ainsi que les caractéristiques des ouvrages de raccordement ;
  - ❖ Un contrat, débutant à partir de la mise à disposition du raccordement, regroupant les engagements contractuels, le régime de responsabilité, le tarif…
- Eviter les **redondances d'informations** structurantes pour les relations contractuelles RTE ⇔ Clients.
- **Simplifier les démarches** en cas de modification d'une installation.

Sans remettre en question le contenu de la Convention de Raccordement permettant de gérer la phase de travaux, sa validité prendra fin dès lors que la Convention d'Exploitation et le CART auront été signés



Une réorganisation des trames contractuelles: les principes

Convention de Raccordement

Conditions techniques, juridiques et financières du raccordement :

- Engagements Phase 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

Clarification des **engagements contractuels**

- 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

Centralisation des données du **Dossier technique**

Modification de la **durée de validité**

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

Organisation de la Concertation

A partir de le CAR

Présentation des principes en CAR puis dans les **GT Consommateurs puis Producteurs et Stockeurs**

T3 2024

Prise en compte de la nouvelle architecture contractuelle dans la nouvelle trame du **CART Consommateur**

T4 2024

Concertation de la nouvelle trame de la **convention d'exploitation et de Conduite** Consommateurs



Cette nouvelle architecture contractuelle sera mise en œuvre dans les CART lors des prochaines saisines

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)