



## RAPPORT

Décembre 2025

**Développement d'un réseau électrique intelligent :  
Des progrès notables mais encore des défis à relever en matière de raccordement, d'intégration des flexibilités et de partage des données**

## Sommaire

<b>1. Synthèse.....</b>	<b>3</b>
<b>2. Introduction .....</b>	<b>9</b>
<b>3. Bilan des recommandations 2023.....</b>	<b>10</b>
<b>4. Des raccordements optimisés pour accélérer l'intégration des consommateurs aux nouveaux usages et des EnR .....</b>	<b>13</b>
4.1.    Des raccordements flexibles encore marginaux mais en croissance pour les EnR.....	14
4.2.    Une accélération des raccordements anticipés des EnR .....	15
4.3.    Des offres de raccordement adaptées aux stockages .....	15
4.4.    Un manque d'offres innovantes de raccordement pour les consommateurs .....	17
4.5.    Des outils d' <i>open data</i> au service du raccordement .....	18
<b>5. De nouvelles flexibilités et de nouveaux outils au service de la transformation des réseaux .....</b>	<b>18</b>
5.1.    Mobiliser les nouvelles sources de flexibilité pour répondre à des besoins toujours plus nombreux et variés.....	18
5.2.    Les flexibilités pour la résolution de congestions locales .....	20
5.3.    La modulation de la production EnR au service d'un dimensionnement optimal des réseaux.....	22
5.4.    L'observabilité du réseau, une nécessité pour le piloter dynamiquement .....	24
5.5.    Des outils à adapter pour une gestion du réseau au plus proche de ses capacités .....	25
<b>6. La donnée au cœur de nouveaux services pour les utilisateurs.....</b>	<b>26</b>
6.1.    Le compteur évolué : pierre angulaire des réseaux intelligents .....	26
6.2.    Les données en <i>open data</i> : une offre qui attire de plus en plus .....	30
<b>7. Liste des recommandations.....</b>	<b>31</b>

## 1. Synthèse

L'Union européenne et la France se sont fixé pour objectif la neutralité carbone à l'horizon 2050, avec pour étape intermédiaire en 2030 une baisse en Europe de 55 % des émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990. Ces objectifs passeront par l'électrification de nombreux usages tant en volume qu'en nombre tels que les transports, le bâtiment ou encore les process industriels. Ceci devrait se traduire par une forte augmentation de la production et de la consommation d'électricité, auxquelles s'ajoutera la décarbonation du mix électrique au sein de l'Union européenne.

Cette transformation majeure du système électrique induira une nouvelle phase d'accélération du développement des réseaux électriques dans les années à venir, qui seront en mesure d'accueillir la nouvelle production et les nouveaux usages, faire face à la hausse de la consommation et piloter des flux d'électricité de plus en plus bidirectionnels et variables. Cette évolution devra s'opérer en maintenant le niveau élevé de qualité de service actuellement observé dans l'Union européenne.

Les nouvelles technologies ont un rôle majeur à jouer pour atteindre ces objectifs en tant que levier d'optimisation du système électrique. Les réseaux « intelligents », ou dits *smart grids*, permettent d'accélérer les raccordements, d'optimiser les nouveaux investissements dans les infrastructures de réseau et d'aider les consommateurs à jouer un rôle actif dans cette transformation. Ceci est, et sera, de plus en plus rendu possible par la valorisation du volume croissant de données recueillies par les gestionnaires de réseaux qui pourront s'appuyer sur le développement de l'intelligence artificielle. Ces données pourront aussi être partagées en *open data* ou aux tiers autorisés pour favoriser l'émergence de nouveaux services.

Depuis plusieurs années déjà, la CRE accompagne le déploiement de réseaux plus « intelligents », notamment par le suivi des expérimentations, la régulation incitative des gestionnaires de réseaux et le bac à sable réglementaire.

Le présent rapport porte sur la performance des gestionnaires de réseaux français dans le développement d'un réseau électrique « intelligent ». Il s'inscrit notamment dans le cadre de la directive européenne du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, qui a confié aux autorités de régulation nationales une mission en ce sens. Il s'agit de la deuxième édition de ce rapport qui, conformément à la directive, intervient deux ans après la publication du premier rapport<sup>1</sup>.

Ce nouveau rapport s'appuie sur une série d'indicateurs – recueillis auprès des gestionnaires du réseau de transport et des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité de plus de 100 000 clients. Ces indicateurs traitent de trois domaines clés : **les raccordements aux réseaux, les flexibilités et outils de gestion des réseaux, les données et services rendus aux utilisateurs**. Le rapport s'intéresse donc au déploiement par les gestionnaires de réseaux d'outils dits *smart grids*, et aux bénéfices qu'ils apporteront aux utilisateurs dans ces trois domaines.

Au moment où ils abordent une phase d'accélération de leur transformation, la CRE constate que, dans l'ensemble, les gestionnaires de réseaux français sont bien positionnés par rapport à leurs homologues européens et mondiaux. Les technologies numériques sont largement déployées et utilisées de manière industrielle à tous les niveaux des réseaux d'électricité. En témoigne la première place d'Enedis, parmi 94 utilities mondiales, pour la troisième fois consécutive au classement établi en 2024 par le *Singapore Power Group*<sup>2</sup>. La CRE souligne par ailleurs que la reconnaissance du déploiement de cette infrastructure numérique supporté par le tarif des réseaux invite à un haut niveau d'exigence concernant le partage de données fiables et de qualité à l'écosystème.

A partir du bilan de la mise en œuvre des recommandations formulées lors de sa dernière édition, le rapport examine les solutions pour l'optimisation des raccordements, avant de traiter du recours aux nouvelles flexibilités et aux outils de gestion du réseau. La dernière partie du rapport est consacrée à la donnée et son rôle dans le développement de nouveaux services pour les utilisateurs.

**Des raccordements optimisés pour accélérer l'intégration des consommateurs aux nouveaux usages et des EnR.**

---

<sup>1</sup> [Rapport d'évaluation de la performance des gestionnaires de réseaux sur le développement d'un réseau électrique intelligent, décembre 2023, CRE](#)

<sup>2</sup> <https://www.spgroup.com.sg/our-services/network/overview/smart-grid-index>

L'électrification des usages et l'essor des énergies renouvelables (EnR) génèrent une forte croissance des demandes de raccordement aux réseaux tant en nombre qu'en volume. La gestion efficace de ces raccordements conditionnera grandement l'atteinte des objectifs de politique énergétique que la France s'est fixés. Ces dernières années, la CRE a constaté une augmentation des délais de raccordement. Ceux-ci s'expliquent à la fois par les besoins de renforcement des réseaux, des délais administratifs parfois longs, mais aussi par des procédures internes des gestionnaires de réseaux qui restent perfectibles.

**Dans ce contexte, tous les leviers d'anticipation et d'accélération des raccordements ainsi que d'optimisation des coûts et des délais associés doivent être activés.** C'est pourquoi la CRE continue de soutenir la généralisation de nouvelles offres de raccordement « intelligent » qui, en alternative des offres classiques, permettent d'optimiser la taille et le coût des ouvrages, et de raccorder plus d'installations tout en rationalisant les investissements, généralement en contrepartie de limitations ponctuelles d'injection ou de soutirage.

*Message n°1 : les raccordements flexibles avec des limitations pérennes sont encore marginaux mais en croissance pour les EnR*

- Les premières mises en services de parcs EnR raccordés avec des offres de raccordement à modulation de la puissance (5 en 2023 et 15 en 2024) confirment l'intérêt que présentent ces offres pour le raccordement des EnR et les économies importantes qu'elles peuvent générer atteignant 600 k€/MW en 2024.
- Afin de ne pas freiner le développement de ces offres, la CRE réitère sa demande aux pouvoirs publics d'assouplir l'encadrement (notamment en supprimant le plafond des limitations fixé à 30 % de la puissance installée) prévu par l'arrêté du 12 juillet 2021.
- Les gestionnaires de réseaux de distribution qui n'ont pas encore intégré ces offres dans leur documentation technique de référence devront le faire dans les plus brefs délais.

*Message n°2 : les producteurs EnR ont de plus en plus recours aux raccordements anticipés avec des limitations temporaires*

- La CRE constate une forte appétence des producteurs EnR pour les raccordements anticipés. Ainsi, un projet sur 20 en BT > 36 kVA mis en service sur le réseau d'Enedis en 2024 a bénéficié d'un raccordement anticipé permettant ainsi à des centaines d'installations, soit environ 200 MW, de commencer à produire plusieurs années en avance. Dans le cadre des offres de raccordement anticipé, les limitations ne seront que temporaires dans l'attente des renforcements de réseaux prévus.

*Message n°3 : les offres de raccordement flexibles adaptées aux stockages se développent mais restent encore perfectibles*

- Grâce aux avancées récentes pour le raccordement des stockeurs, un quart de la file d'attente de projets de stockage sur le réseau de transport (soit 2,8 GW) a choisi une offre de raccordement optimisée intégrant des limitations.
- La publication par RTE des capacités disponibles avec ou sans limitations sur Cartostock est une avancée importante. Ces capacités ont toutefois été très rapidement demandées mettant en avant 2 enjeux :
  - le besoin de rechercher de nouvelles capacités à offrir sous gabarit, i.e. un format standardisé d'offre de raccordement optimisée intégrant des limitations ;
  - la nécessité d'une application rigoureuse des règles de gestion de la file d'attente adoptées récemment afin de s'assurer que seuls les projets démontrant un avancement restent en file d'attente, et si cela ne suffit pas de les faire évoluer.

Message n°4 : les consommateurs ne bénéficient pas d'offres de raccordement innovantes

- Une offre de raccordement à améliorer pour les consommateurs : des offres avec des limitations pérennes doivent être proposées *a minima* aux infrastructures de recharge de véhicules électriques. La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'intégrer ces offres dans leur documentation technique de référence. Le cas d'usage des aires d'autoroutes où la complémentarité des usages (poids lourds et véhicules légers) induit un foisonnement des besoins de recharge (en semaine vs. durant les weekends et les vacances) en est une excellente illustration.
- De telles offres pour les autres consommateurs, notamment les industriels, semblent aussi présenter un intérêt. Compte tenu des gains de coûts et de délais que peuvent présenter ces offres, la CRE recommande aux industriels qui le souhaitent de manifester leur intérêt pour de telles offres auprès des gestionnaires de réseaux, en particulier dans les zones saturées.

-----

L'accès à des données-réseau fiables et de qualité est un prérequis nécessaire à l'optimisation des raccordements. Ces données mises à disposition par les gestionnaires de réseau, au travers d'outils en *open data* ou de prestations spécifiques, doivent apporter un éclairage aux acteurs sur la faisabilité de leurs projets en amont de la demande de raccordement.

Message n°5 : la CRE considère qu'il est nécessaire de disposer d'outils d'*open data* fiables au service du raccordement

- La CRE salue la mise à disposition par les gestionnaires de réseau de plusieurs outils de visualisation des capacités disponibles et les invite à veiller à la qualité des données présentées.
- En particulier, dans l'attente de la refonte indispensable de l'outil Caparéseau, RTE doit proposer une alternative temporaire car les utilisateurs du réseau doivent bénéficier d'une visibilité suffisante pour le développement de leurs projets dans cet intervalle.

**De nouvelles flexibilités et de nouveaux outils au service de la transformation des réseaux**

Le déploiement et la généralisation des technologies de l'information et de la communication permettent un pilotage plus fin et dynamique du réseau. Le rapport présente les outils et méthodes développés par les opérateurs pour optimiser la gestion de leurs réseaux. Ces outils facilitent leur conduite tout en permettant la participation de nouveaux acteurs à des mécanismes de services au réseau. **Les mesures mises en place par les opérateurs pour recourir aux flexibilités, que ce soit pour l'équilibre offre-demande global ou pour la résolution de congestions localisées**, sont analysées, ainsi que **l'observabilité des réseaux** et les équipements qui favorisent leur exploitation et leur maintenance.

Message n°6 : les nouvelles sources de flexibilité poursuivent leur développement soutenu par la CRE

- Les nouvelles sources de flexibilité continuent leur développement et accélèrent :
  - Le volume de capacité de batteries certifié a doublé pour la réserve primaire (ou *Frequency Containment Reserves* « FCR ») qui peut désormais être entièrement fournie (exports compris) par ces dernières, tandis qu'elles représentent déjà 8 % des activations sur la réserve secondaire (ou *automatic Frequency Restoration Reserves* « aFRR »).
  - La puissance cumulée des effacements de consommation certifiés pour la participation à NEBCO a, quant à elle, quasiment doublé passant de 5,7 GW en 2022 à 10,9 GW en 2024 pour un volume effacé de 56 GWh en 2024.
- Les gestionnaires de réseaux doivent poursuivre l'adaptation des règles d'accès aux différents marchés pour faciliter le développement et la participation de nouvelles capacités.

-----

**La généralisation du recours aux flexibilités pour la résolution de congestions de réseau localisées fait l'objet de plusieurs actions prioritaires et de régulations incitatives prévues dans les délibérations TURPE 7 comme le suivi du rythme de déploiement du projet Reflex par Enedis ou la mise en place d'un nouveau cadre de contractualisation pour les appels d'offres flexibilités locales par RTE (détail complet disponible pages 7 et 8).**

*Message n°7 : les recours aux solutions de flexibilité pour la résolution de congestions locales connaissent des évolutions contrastées*

- L'accélération du rythme de déploiement des automates NAZA et le doublement du nombre de lignes HTB équipées de *Dynamic Line Rating* sont des évolutions positives.
- *A contrario*, la CRE constate que les volumes contractualisés et activés de flexibilités pour la résolution de congestions de réseau localisées sont encore très faibles, mais seront amenés à augmenter avec la multiplication des appels d'offres flexibilités locales.

*Message n°8 : la modulation de la production EnR reste un pilier de la gestion des réseaux au service de leur dimensionnement optimal*

- La stratégie de dimensionnement optimal de RTE a déjà permis de dégager 18 GW de capacités supplémentaires d'accueil sur le réseau, sans travaux. Le projet Reflex d'Enedis donne d'excellents résultats et devrait atteindre 100 transformateurs en 2028 (vs. 10 en 2024).
- Les écrêtements ne doivent pas être l'unique levier de flexibilité. Enedis et RTE devront mettre rapidement en place les solutions permettant de mobiliser le stockage et la flexibilité de la demande en alternative à la modulation de la production EnR lorsque cela est économiquement pertinent.

*Message n°9 : le pilotage de la production BT devient localement une nécessité*

- La documentation technique de référence des gestionnaires de réseaux de distribution devra intégrer par défaut la possibilité d'imposer l'installation d'un dispositif technique permettant de limiter la puissance injectée sur le réseau pour les producteurs en basse tension. Des dérogations pour les toutes petites installations ou celles se raccordant dans des zones sans contraintes devront être étudiées.

-----

**La CRE constate, comme en 2023, un bon niveau d'intégration de l'intelligence dans l'exploitation des réseaux et de remontée des informations avec de nombreux projets industrialisés ou en cours d'industrialisation (maintenance prédictive, usage de l'intelligence artificielle et dimensionnement optimisé des réseaux). L'observabilité du réseau, qui consiste à collecter des données sur les ouvrages du réseau afin de s'assurer de son bon fonctionnement et à contrôler certains actifs à distance, a de multiples cas d'usage : détection des pannes à distance, maintenance et identification prédictives des défauts, optimisation de l'utilisation du réseau. La CRE souligne en particulier l'amélioration de la coordination de RTE et Enedis dans la gestion conjointe des flexibilités.**

*Message n°10 : l'observabilité du réseau reste un prérequis pour son pilotage dynamique*

- Les travaux sur la coordination de RTE et Enedis doivent se poursuivre et s'accélérer afin de garantir une gestion conjointe, pertinente et efficace des flexibilités.

### **La donnée au cœur de nouveaux services pour les utilisateurs**

**Le déploiement généralisé des compteurs évolués, pilier des technologies *smart grids*, rend possible une grande variété de nouveaux services aux utilisateurs.** Ces compteurs permettent la réalisation d'opérations à distance, autrefois nécessitant le déplacement d'un agent sur le terrain, qui a permis de générer des économies significatives. Ils permettent aussi l'accès à des données fiables, de qualité et sécurisées, qui est une condition *sine qua non* du développement de nouvelles offres et services intelligents au bénéfice conjoint du système électrique et du consommateur.

Message n°11 : le compteur évolué reste une pierre angulaire des réseaux intelligents

- Le déploiement généralisé des compteurs évolués a permis :
  - En premier lieu de générer des économies significatives (1,7 Md€ sur la période 2017-2024) grâce notamment à la réalisation d'opérations à distance, autrefois nécessitant le déplacement d'un agent sur le terrain ;
  - L'accès à de nouveaux services comme l'accès aux courbes de charges, activé aujourd'hui pour plus de 11 M de point de livraison ;
  - Le développement de calendriers fournisseurs personnalisés comptabilisant jusqu'à 10 index temporels qui permettent de proposer des offres de fourniture innovantes ;
  - La possibilité pour les consommateurs de choisir leur puissance souscrite au pas 1 kVA contre 3 kVA auparavant, ce qui permet d'adapter leur offre au plus proche de leurs besoins et de réaliser des économies.

Message n°12 : l'offre de données disponibles en open data attire de plus en plus

- La CRE salue l'offre et la diversité des données rendues accessibles par les gestionnaires de réseaux, notamment au travers de l'Agence ORE et d'ODRE, avec plusieurs centaines de jeux de données couvrant de nombreuses thématiques comme la cartographie des réseaux, la capacité des réseaux, la production et le stockage ou encore la consommation. De manière générale, les gestionnaires de réseaux d'électricité publient de nombreuses données qui donnent un excellent niveau d'information sur le fonctionnement du système électrique et intéressent des parties prenantes diverses : Etat, collectivités territoriales, consommateurs domestiques ou professionnels, producteurs d'énergie, fournisseurs et responsables d'équilibre, fournisseurs de services, etc.
- La hausse de l'augmentation de la fréquentation mensuelle moyenne des *open datas* passée de 10 000 visiteurs mensuels en 2021 à 38 500 en 2024 témoigne de l'importance et du succès de ces plateformes développées par les gestionnaires de réseaux français.

\*\*\*

Le présent rapport est la deuxième édition d'un exercice biannuel prévu par l'article L. 134-15 du code de l'énergie depuis le 3 mars 2021 en application de l'article 59 de la directive (UE) 2019/944. Les prochaines éditions pourront intégrer davantage les bonnes pratiques observées chez les régulateurs européens, ainsi que des indicateurs communs à suivre par l'ensemble des régulateurs de l'UE, en cours d'élaboration par l'ACER<sup>3</sup> et le CEER<sup>4</sup>.

\*\*\*

Rappel des incitations (régulation incitative ou action prioritaire) prévues par les délibérations TURPE 7 en lien avec les raccordements aux réseaux, les flexibilités et outils de gestion des réseaux, et les données et services rendus aux utilisateurs :

Enedis	
Régulation incitative	Échéance
Raccordement	
Mise en place de offres de raccordement flexibles (ORA-MP) pour les stockeurs HTA	01/08/2026
Mise en place d'offres de raccordement flexibles pour tous les utilisateurs HTA en faisant la demande	01/08/2027

<sup>3</sup> Agence de coopération des régulateurs de l'énergie

<sup>4</sup> Conseil des régulateurs européens de l'énergie

## Rapport n°2025-09

11 décembre 2025

### Gestion du réseau

Généralisation de Reflex avec le suivi du nombre de transformateurs pour lesquels Reflex a été mis en œuvre	01/01/2027 : 60 transformateurs 01/01/2028 : 100 transformateurs
Mise en compatibilité des automates NAZA et du projet Reflex	01/01/2026
Bonus égal à 20 % des gains de la flexibilité	immédiatement
Suivi de l'application de CritFlex <sup>5</sup>	immédiatement
Coordination des contractualisations et des activations des flexibilités disponibles Enedis/RTE	01/09/2026

### Service aux utilisateurs

Mise à disposition des informations sur les plages temporelles du client aux tiers autorisés	01/08/2027
Suivi taux de complétude des courbes de charge pour le marché de masse	01/01/2025

## RTE

### Régulation incitative

#### Raccordement

Publication d'une carte des zones de travaux S3REnR	01/04/2025
Carte pour le raccordement des batteries « Cartostock » et mise en place de gabarits de fonctionnement horosaisonniers pour le raccordement des batteries	01/11/2025
Refonte de Caparéseau	01/01/2027

### Gestion du réseau

Objectif de déploiement des automates NAZA (en unité par an)	2025 : 10 ; 2026 : 10 ; 2027 : 15 ; 2028 : 15
Mise en place d'un nouveau cadre de contractualisation pour les appels d'offres flexibilités locales et publication de nouveaux appels d'offres de flexibilités locales	01/08/2027 : au moins 2 appels d'offres 01/08/2029 : au moins 4 appels d'offres
Mise en compatibilité des automates NAZA et du projet Reflex afin d'optimiser l'activation des écrêtements EnR	01/01/2026

<sup>5</sup> Méthode déjà mise en œuvre par Enedis, consistant à calculer la « propension à payer » la flexibilité, c'est-à-dire les économies permises par le recours à la flexibilité par rapport au scénario d'un investissement (au regard du coût de l'investissement, des pertes supplémentaires et de la non-qualité résiduelle).

Bonus égal à 20 % des gains de la flexibilité	immédiatement
Coordination des contractualisations et des activations des flexibilités disponibles Enedis/RTE	01/09/2026

## 2. Introduction

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a notamment pour mission de veiller au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel au bénéfice des consommateurs finals, et ce, en cohérence avec les objectifs de la politique énergétique, en particulier ceux relatifs à la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES), à la maîtrise de la demande en énergie, au développement de la mobilité propre et de la flexibilité ainsi qu'à l'augmentation de la part de production d'énergie renouvelable (EnR) dans la consommation d'énergie finale. Dans ce contexte, la CRE accompagne et encourage l'évolution des réseaux d'électricité et de gaz naturel vers des réseaux optimisés et intelligents (« *smart grids* » en anglais).

Rendre les réseaux plus intelligents consiste à ajouter à la couche physique des réseaux historiques, une couche numérique qui facilite l'évolution des usages du réseau en permettant le développement de nouvelles applications qui optimisent le système et exploitent pleinement le potentiel du réseau existant. Des réseaux électriques intelligents permettront d'accélérer les raccordements, de limiter les investissements et l'emprise physique des réseaux et de maintenir un niveau élevé de qualité de service malgré des flux d'électricité complètement reconfigurés et bien moins prévisibles. Il s'agit donc d'un enjeu majeur pour la transition énergétique. Cela sera notamment rendu possible par l'exploitation du nombre croissant de données collectées par les gestionnaires de réseaux qui doivent adapter leurs systèmes d'information en conséquence et pourront recourir à l'intelligence artificielle.

La CRE s'était déjà dotée d'un éventail d'outils pour accompagner le développement des réseaux intelligents :

- le financement et le suivi de la R&D des gestionnaires de réseaux ;
- la publication de retours d'expérience des expérimentations ;
- le suivi d'indicateurs dans le cadre de la régulation incitative des gestionnaires de réseaux ;
- le bac à sable réglementaire, permettant de faciliter la réalisation d'expérimentations freinées par le cadre réglementaire en vigueur.

Depuis 2021, cette liste d'actions a été complétée par une nouvelle mission. En effet, en application de l'article L. 134-15 du code de l'énergie, la CRE doit publier tous les deux ans un rapport d'évaluation de la performance des gestionnaires de réseaux sur le développement d'un réseau électrique intelligent promouvant l'efficacité énergétique et l'insertion des EnR, sur la base d'une liste d'indicateurs concertée au préalable. Cet article résulte de la transposition, en date du 3 mars 2021, de l'article 59 de la directive (UE) 2019/944<sup>6</sup> du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019. Ce rapport a pour objet de réaliser un diagnostic de l'intelligence des réseaux, de mesurer la progression des gestionnaires de réseaux et d'identifier les freins et les actions à mettre en œuvre pour les lever. Ce suivi régulier des performances des gestionnaires de réseaux sur le temps long permettra d'identifier les points forts des gestionnaires de réseaux mais aussi les points nécessitant une amélioration, et pourra conduire la CRE à renforcer les incitations existantes ou à en introduire de nouvelles. Sont concernés par ce rapport le gestionnaire du réseau de transport (RTE) et les gestionnaires de réseaux de distribution de plus de 100 000 clients : Enedis, EDF SEI, Gérédis, GreenAlp, réséda, Strasbourg Electricité Réseaux (SER) et SRD. La CRE a ainsi publié son premier rapport sur le sujet en 2023 portant sur les indicateurs couvrant les années 2021 et 2022<sup>7</sup>.

<sup>6</sup> Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU (recast) (Text with EEA relevance.)

<sup>7</sup> Rapport d'évaluation de la performance des gestionnaires de réseaux sur le développement d'un réseau électrique intelligent, décembre 2023, CRE

Le déploiement de technologies pour les réseaux a vocation à améliorer leur efficacité. Les indicateurs *smart grids* peuvent mesurer les outils dont se dotent les gestionnaires de réseaux, ainsi que leur finalité et les gains d'efficacité apportés.

Le rapport fait d'abord le bilan des recommandations formulées lors de sa dernière édition. En effet, l'objectif est d'assurer une continuité dans l'analyse en prenant en compte les actions qui ont été mises en place et le chemin qu'il reste à parcourir afin de mettre en perspective les résultats de la présente édition.

Comme pour le précédent rapport, les indicateurs sont répartis en trois domaines clés de l'adaptation des réseaux électriques aux enjeux de la transition énergétique : i) les raccordements, ii) la gestion du réseau, et iii) les services rendus aux utilisateurs.

Chaque thématique fait l'objet d'une analyse qualitative et d'une analyse quantitative sur la base d'indicateurs. Cette démarche permet à la fois de tenir compte de la diversité des réseaux concernés et des actions mises en place par les gestionnaires de réseaux, tout en étant capable de suivre l'évolution de leur performance sur des sujets spécifiques que la CRE juge essentiels.

Enfin, les prochaines éditions du rapport pourront s'appuyer et intégrer les bonnes pratiques observées chez les régulateurs européens et partagées dans le cadre de groupes de travail. En particulier, ils pourront intégrer les indicateurs communs en cours d'élaboration par l'ACER et le CEER.

### 3. Bilan des recommandations 2023

Dans son premier rapport sur le sujet, la CRE avait formulé plusieurs recommandations et messages. Le présent rapport dresse le bilan des actions entreprises à la suite du rapport de 2023.

Recommandations 2023	Bilan 2025
<b><i>Principales recommandations portant sur l'optimisation des raccordements pour accélérer l'intégration des EnR et des nouveaux usages dans le contexte de la décarbonation</i></b>	
La CRE continuera à s'assurer de la généralisation des offres de raccordement innovantes et optimisées pour les stockeurs et de leur amélioration.	Intérêt croissant des stockeurs pour les offres de raccordement optimisées avec 2,8 GW de projets additionnels entrés en file d'attente depuis (contre 600 MW en 2022). De nouveaux projets devraient entrer en file d'attente avec la publication de zones où des offres de raccordement optimisé standardisées (i.e. donnant plus de visibilité sur les périodes où surviendront les limitations) dites offres à gabarits prévues dans le TURPE 7 HTB <sup>8</sup> .
La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de généraliser rapidement les offres de raccordement prenant en compte le caractère contracyclique des stockages.	Pas de généralisation à ce stade mais le TURPE 7 HTA-BT <sup>9</sup> prévoit une action prioritaire pour Enedis pour que ces offres soient proposées à tous les sites de stockage HTA en faisant la demande d'ici au 1 <sup>er</sup> août 2026. Enedis a lancé une concertation avec les acteurs fin d'année 2025 en vue d'une évolution de sa DTR.

<sup>8</sup> [Délibération n°2025-77 de la CRE du 13 mars 2025 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité \(TURPE 7 HTB\)](#)

<sup>9</sup> [Délibération n°2025-78 de la CRE du 13 mars 2025 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité \(TURPE 7 HTA-BT\)](#)

La CRE appelle les gestionnaires de réseaux n'ayant pas encore intégré les offres de raccordement à modulation de la puissance (ORA MP) dans leur procédure de raccordement à le faire.

La CRE recommande la suppression du plafond en puissance (limite de la puissance pouvant être écrétée par le gestionnaire de réseau) qui encadre de manière excessive ces offres et limite de ce fait l'intérêt d'y recourir.

Dans un contexte d'électrification et de décarbonation de l'industrie, la CRE appelle à généraliser les offres de raccordement innovantes pour les consommateurs.

La CRE estime qu'il est important que les gestionnaires de réseaux améliorent la fiabilité de la plateforme « Caparéseau » et de mettre à jour régulièrement les données qu'elle contient.

### **Principales recommandations portant sur le recours aux nouvelles flexibilités et sur les nouveaux outils au service de la gestion du réseau**

Les règles d'accès aux différents marchés doivent continuer à faciliter le développement et la participation de nouvelles capacités.

La CRE demande à Enedis de généraliser les appels d'offres flexibilités locales et développer l'ensemble des opportunités pour la flexibilité sur son réseau après les résultats positifs de l'appel d'offres 2023.

Certains gestionnaires de réseaux de distribution (SER, réséda, GreenAlp) n'ont toujours pas intégré les ORA MP à leur Documentation technique de référence (DTR).

Le plafond est toujours en vigueur. Une expérimentation portée par TotalEnergies, dans le cadre du bac à sable réglementaire est envisagée sur ce sujet mais n'a pas encore démarré<sup>10</sup>.

Tous les consommateurs ont été raccordés avec des offres de raccordement classiques en 2023 et 2024.

TURPE 7 HTB prévoit une action prioritaire sur la refonte de la plateforme pour le 1<sup>er</sup> janvier 2027 ainsi qu'une régulation incitative sur le traitement des réclamations. Les acteurs remontent actuellement des difficultés dans l'intervalle.

Plusieurs évolutions réglementaires ont eu lieu depuis 2023 comme la réouverture de l'appel d'offres aFRR<sup>11</sup>, ou la publication des nouvelles règles NEBCO<sup>12</sup> (Notification d'Echange de Bloc de Consommation) autorisant la valorisation des reports de la consommation.

Les délibérations TURPE 7 HTB et HTA-BT prévoient une action prioritaire sur la publication de règles de gestion des demandes d'activation simultanées sur les différents mécanismes de marché pour l'équilibre offre-demande ou les flexibilités réseaux, au 1<sup>er</sup> septembre 2026.

Poursuite et croissance des appels d'offres flexibilités locales d'Enedis avec l'intégration de lots Reflex<sup>13</sup> aux derniers appels d'offres.

Le TURPE 7 HTA-BT intègre une évolution du cadre de régulation avec notamment le partage des gains permis par le recours à la flexibilité externe entre Enedis et la collectivité (20 % des gains pour le gestionnaire de réseau) ainsi que plusieurs régulations incitatives (RI) : le suivi de l'application du CritFlex<sup>14</sup>, la mise en place d'un marché continu de la flexibilité, la demande de

<sup>10</sup> [Rapport n°2025-03 de la CRE sur l'avancement des projets bénéficiant de dérogations accordées dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire, mai 2025, CRE](#)

<sup>11</sup> automatic Frequency Restoration Reserve - Réserve secondaire

<sup>12</sup> [Délibération n°2025-199 de la CRE du 23 juillet 2025 portant approbation des règles de marché harmonisées relatives à la valorisation explicite des effacements et de leurs dispositions générales](#)

<sup>13</sup> Projet initié en 2020 par Enedis dans le but d'optimiser le dimensionnement du réseau et les investissements à réaliser pour l'intégration des ENR en recourant notamment aux flexibilités.

<sup>14</sup> Méthode déjà mise en œuvre par Enedis, consistant à calculer la « propension à payer » la flexibilité, c'est-à-dire les économies permises par le recours à la flexibilité par rapport au scénario d'un investissement (au regard du coût de l'investissement, des pertes supplémentaires et de la non-qualité résiduelle).

La CRE demande à RTE d'étudier systématiquement le recours aux flexibilités et les modalités d'industrialisation des solutions associées à chaque fois qu'elles se révèlent plus pertinentes que des renforcements de réseau.

Le recours à la modulation de la production EnR doit être systématiquement examiné dans les études de dimensionnement du réseau et se substituer aux développements et renforcements structurels du réseau à chaque fois que cela est économiquement et techniquement pertinent.

La CRE appelle les gestionnaires de réseaux de distribution à développer conjointement une solution de pilotage des producteurs en basse tension, qui permettrait également de leur proposer des offres de raccordement intelligentes ou encore des offres de raccordement anticipé en attendant la réalisation des renforcements réseau.

La CRE demande à RTE d'assurer un suivi régulier des bénéfices apportés par la démarche de dimensionnement optimal (DO) du réseau et de le partager avec l'ensemble des acteurs de marché.

La CRE demande à Enedis de généraliser et d'industrialiser le projet Reflex.

lancement d'appel d'offres permettant la contractualisation de flexibilités avec réservation de capacité, dès que cela permet de reporter ou remplacer des investissements, et la généralisation de Reflex (début de la 1<sup>re</sup> vague en cours).

Le TURPE 7 HTB intègre une évolution du cadre de régulation avec notamment le partage des gains permis par le recours à la flexibilité externe entre RTE et la collectivité (20 % des gains pour le gestionnaire de réseau).

Le TURPE 7 HTB prévoit également une action prioritaire sur la mise en place d'un nouveau cadre de contractualisation pour les appels d'offres flexibilités locales et la publication d'au moins quatre appels d'offres flexibilités locales avant le 31 juillet 2029, dont au moins deux avant le 1<sup>er</sup> août 2027.

Le recours à la modulation de la production EnR est pris en compte depuis 2019 par RTE dans le cadre du dimensionnement optimal, et est en cours de généralisation par Enedis depuis 2025 avec le projet Reflex.

Dans la délibération TURPE 7 HTA-BT, la CRE a demandé à Enedis de réaliser une analyse coût-bénéfice sur l'écrêttement des producteurs en basse tension dans le cadre des offres de raccordement anticipé d'ici au 1<sup>er</sup> août 2027.

RTE et Enedis expérimentent le recours à des mini-DEIE (Dispositif d'Echange d'Informations d'Exploitation) pour écrêter la production BT pour les besoins du dimensionnement optimal.

Dans le cadre de son projet de SDDR, RTE a fourni une nouvelle estimation des gains du DO (la précédente datait de 2019) : il a d'ores et déjà permis, sans réaliser d'investissements supplémentaires, d'offrir 18 GW de capacité d'accueil sur le réseau entre 2021 et 2024 soit environ 1,8 Md€ d'économie d'investissements sur cette période (pour un coût des écrêtements EnR d'environ 15 M€/an).

Enedis a entamé la généralisation de Reflex avec une première vague de généralisation sur la période 2025 – 2028 (rythme de déploiement incité financièrement dans le TURPE 7 HTA-BT). En parallèle Enedis a publié des premiers lots Reflex intégrés aux appels d'offres flexibilités locales en 2024.

#### ***Recommandations portant sur la numérisation des services et la mise à disposition des données auprès des usagers***

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux ne l'ayant pas encore fait de mettre en place un

Le suivi du taux de disponibilité de la courbe de charge issue des compteurs évolués est en place chez l'ensemble des gestionnaires de réseaux de distribution évalués à l'exception de réséda pour

suivi du taux de disponibilité de la courbe de charge issue des compteurs évolués.

les clients bas de portefeuille et chez GreenAlp où l'accès à ces données n'est pas encore disponible pour les clients bas de portefeuille.

Les plateformes *open data* développées par les gestionnaires de réseaux français jouent un rôle important tant auprès du grand public que pour les professionnels de l'énergie.

La CRE encourage les gestionnaires de réseaux à consulter régulièrement les acteurs afin de s'assurer que l'offre de données proposée continue à répondre à leurs attentes.

L'Agence ORE a mené en 2024 la démarche de mutualisation des *open data* des gestionnaires de réseaux de distribution.

Enedis a réalisé deux enquêtes de satisfaction en 2023 et 2024 auprès d'utilisateurs de leur site de données en libre accès « Observatoire Français de la Transition Écologique ». Enedis a mené ainsi une vingtaine d'entretiens qualitatifs afin d'obtenir leurs retours sur la navigation et l'utilisation des graphiques et données proposées en libre accès, dans un souci d'amélioration continue. Ces entretiens ont mis en avant que la plateforme répond à un vrai besoin notamment pour les collectivités, avec une attente de simplification de la navigation.

#### 4. Des raccordements optimisés pour accélérer l'intégration des consommateurs aux nouveaux usages et des EnR

**Le développement des EnR et l'électrification des usages entraînent une forte augmentation des demandes de raccordement** aux réseaux électriques en France, qui s'accompagne d'un **allongement des délais ces dernières années**. Pour accélérer les raccordements et optimiser les coûts et délais, la CRE considère qu'il faut se saisir de tous les leviers disponibles, notamment en développant de nouvelles offres de raccordement en alternative aux offres classiques de référence, mieux adaptées aux besoins réels des énergies renouvelables, qui n'utilisent leur puissance maximale que rarement, ou aux actifs flexibles comme les stockages.

Les **offres de raccordement intelligentes** (ORI) émergent comme une solution innovante à proposer aux demandeurs de raccordement. Elles sont un moyen efficace d'optimiser le dimensionnement des ouvrages et de réduire les délais de mise en service des raccordements. Ainsi, le demandeur peut consentir à avoir des **limitations ponctuelles en injection ou en soutirage en cas de contrainte réseau pour bénéficier d'ouvrages de raccordement moins coûteux et/ou d'un raccordement plus rapide**. Ces offres favorisent donc le développement des énergies renouvelables et des actifs flexibles tout en diminuant le coût pour le demandeur et la collectivité.

En fonction des contraintes sur le réseau et des besoins des actifs à raccorder, les gestionnaires de réseaux peuvent proposer des ORI qui diffèrent selon la nature des limitations, **temporaires** ou **périennes**, et le type de bridage pour appliquer ces limitations, **statique** ou **dynamique**.

Au niveau européen, l'article 6 bis de la directive (UE) 2024/1711<sup>15</sup> indique que les autorités de régulation nationales des pays membres doivent élaborer un cadre pour les gestionnaires de réseaux de transport et les gestionnaires de réseaux de distribution visant à offrir la possibilité d'établir des conventions de raccordement flexible dans les zones où la capacité du réseau est limitée ou inexiste. Selon ce cadre, les ORI peuvent être utilisés comme solution permanente dans les zones où le développement du réseau n'est pas la solution la plus efficace.

<sup>15</sup> Directive (UE) 2024/1711 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 modifiant les directives (UE) 2018/2001 et (UE) 2019/944 en ce qui concerne l'amélioration de l'organisation du marché de l'électricité de l'Union (Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE)

**La CRE a demandé à plusieurs reprises aux gestionnaires de réseaux français de mettre en place ces offres comme dans la délibération d'encadrement des procédures<sup>16</sup> de raccordement de 2019 ou encore dans ses délibérations TURPE 7.** Les gestionnaires de réseau, ont commencé à mettre en place ce type d'offre comme indiqué dans le tableau ci-dessous :

**Tableau 1 Panorama des ORI existantes en 2025**

Offre de Raccordement	Gestionnaire de réseau	Utilisateurs concernés	Type de limitation	Type de bridage
<b>Offre de Raccordement de Référence (ORR)</b>	Tous	Tous les utilisateurs	Aucune limitation	
<b>Offre de Raccordement Alternative à Modulation de Puissance (ORA-MP)</b>	Tous les gestionnaires de réseaux peuvent en proposer. <sup>17</sup>	Producteurs EnR <sup>18</sup>	Pérennes	Dynamique
<b>Offre de Raccordement Optimisée (ORO)<sup>19</sup></b>	RTE	Stockeurs	Pérennes	Dynamique mais intègre une dimension statique avec le développement des gabarits
<b>Offres de Raccordement Anticipé (ORA)</b>  Les utilisateurs sont raccordés avant la fin des travaux de raccordement.	Tous	Utilisateurs RPT, consommateurs et producteurs EnR sur le RPD	Temporaires (dans l'attente de la réalisation des renforcements de réseaux)	Dynamique

#### 4.1. Des raccordements flexibles encore marginaux mais en croissance pour les EnR

Le cadre réglementaire prévoit depuis plusieurs années des ORI pour les producteurs EnR avec les **offres de raccordement alternatives à modulation de puissance (ORA-MP)** introduites par l'article D. 342-23 du code de l'énergie. L'arrêté du 12 juillet 2021<sup>20</sup> détaille les conditions permettant aux producteurs de demander une telle offre. En particulier, l'arrêté précise que les limites en injection de l'offre de raccordement alternative respectent les seuils suivants :

- la puissance minimale non garantie en injection est inférieure ou égale à 30 % de la puissance de raccordement demandée ;
- l'énergie écrétée annuellement ne dépasse pas 5 % de la production annuelle de l'installation raccordée.

A date, la majorité des gestionnaires de réseaux ont intégré ces offres à leurs DTR, seuls SER, réséda et GreenAlp ne l'ont pas encore fait.

**Les premiers parcs EnR raccordés sous ORA-MP ont été mis en service en 2023 et 2024** avec respectivement 5 (3 PV et 2 éoliennes) et 15 installations (9 PV et 6 éoliennes). Ces raccordements intelligents ont permis d'économiser respectivement 650 k€ et 8,4 M€ sur les coûts de raccordement

<sup>16</sup> [Délibération n°2019-275 de la CRE du 12 décembre 2019 portant décision sur les règles d'élaboration des procédures de traitement des demandes de raccordement aux réseaux publics de distribution d'électricité et le suivi de leur mise en œuvre](#)

<sup>17</sup> En pratique, RTE n'en propose pas en HTB et SER, Réséda et GreenAlp ne l'ont pas intégrée dans leur DTR.

<sup>18</sup> En pratique, seulement les producteurs EnR en HTA. Le TURPE 7 HTA-BT prévoit deux actions prioritaires pour qu'Enedis propose des ORA-MP à tous les stockages puis tous les utilisateurs HTA respectivement d'ici le 1<sup>er</sup> aout 2026 et 1<sup>er</sup> aout 2027.

<sup>19</sup> Enedis travaille avec RTE pour décliner les ORO et gabarits de RTE (pour des contraintes RPT donc) pour les stockages raccordés en HTA.

<sup>20</sup> [Arrêté du 12 juillet 2021 d'application de l'article D. 342-23 du code de l'énergie](#)

par rapport aux offres de raccordement de référence. Cela correspond ainsi à **une économie de 600 k€/MW en 2024**.

#### Message de la CRE n°1

**Les premières mises en services de parcs EnR raccordés avec des offres de raccordement à modulation de la puissance (5 en 2023 et 15 en 2024) confirment l'intérêt que présentent ces offres pour le raccordement des EnR et les économies importantes qu'elles peuvent générer atteignant 600 k€/MW en 2024.**

**Afin de ne pas freiner le développement de ces offres, la CRE réitère sa demande aux pouvoirs publics d'assouplir l'encadrement (notamment en supprimant le plafond des limitations fixé à 30 % de la puissance installée) prévu par l'arrêté du 12 juillet 2021.**

**Les gestionnaires de réseaux de distribution qui n'ont pas encore intégré ces offres dans leur documentation technique de référence devront le faire dans les plus brefs délais.**

## 4.2. Une accélération des raccordements anticipés des EnR

Lorsque le raccordement d'une installation de production EnR nécessite la **création d'ouvrages d'extension et, le cas échéant, le renforcement des réseaux** publics existants, sa mise en service peut, sous certaines conditions, intervenir avant l'achèvement des travaux correspondants conformément à l'article D. 342-23 du code de l'énergie. Il s'agit dans ce cas d'un raccordement anticipé. Les gestionnaires de réseaux prévoient ainsi des mécanismes visant à limiter temporairement la puissance injectée par l'installation du demandeur pour respecter, notamment, la capacité de transit des ouvrages existants. **Cette solution de raccordement permet une mise en service plus rapide des installations, sans attendre la fin des travaux parfois longs, favorisant ainsi l'intégration de la production EnR.**

La CRE note une forte accélération du nombre de parcs PV ayant bénéficié d'un raccordement anticipé avec respectivement 94 installations (22 MW) et 630 installations (191 MW) raccordées en 2023 et 2024 chez Enedis. **La part des projets PV raccordés de manière anticipée en basse tension d'une puissance supérieure à 36 kVA (BT > 36 kVA) est ainsi passée de 1,3 % à 5,4 %.** De son côté SRD a émis environ 200 offres (42,5 MW) de raccordement anticipé dont 142 (26,5 MW) déjà acceptées sur la période 2024 / 2025.

Ces installations ont été raccordées dans des délais inférieurs ou équivalents aux délais standards pour le raccordement de cette catégorie (**inférieur à 1 an**). Hors raccordement anticipé, **le délai de raccordement des producteurs concernés aurait été de 5 ans en moyenne.**

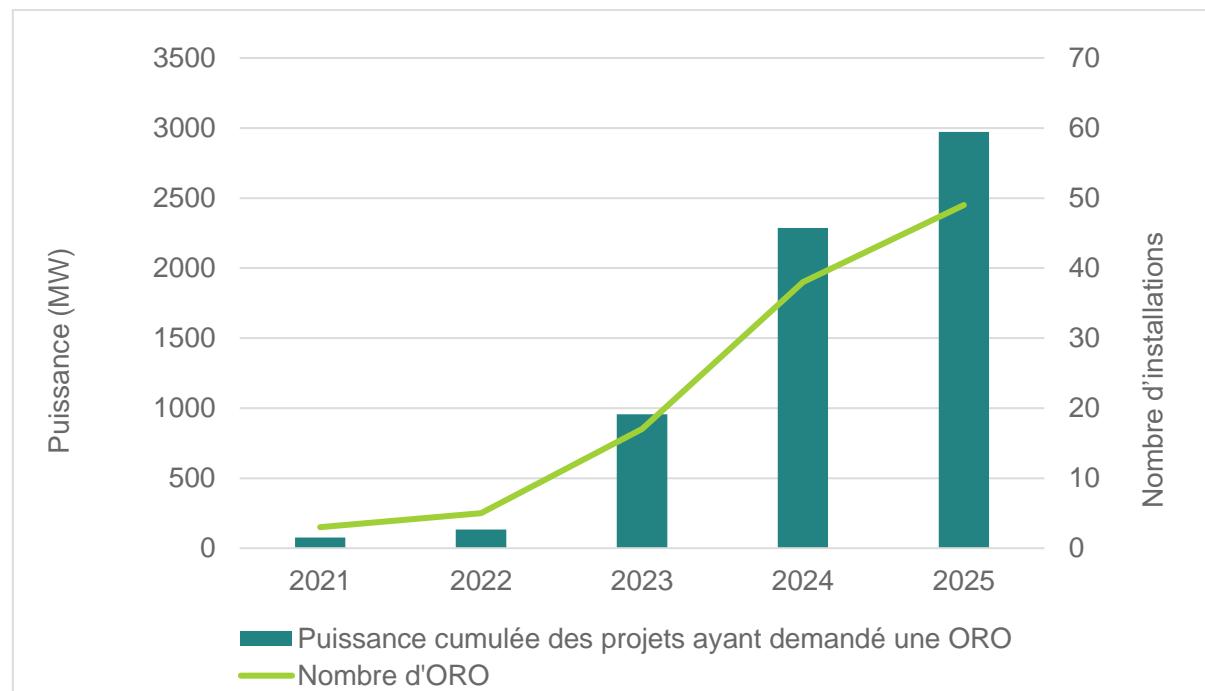
#### Message de la CRE n°2

**La CRE constate une forte appétence des producteurs EnR pour les raccordements anticipés. Ainsi, un projet sur 20 en BT > 36 kVA mis en service sur le réseau d'Enedis en 2024 a bénéficié d'un raccordement anticipé permettant ainsi à des centaines d'installations, soit environ 200 MW, de commencer à produire plusieurs années en avance. Dans le cadre des offres de raccordement anticipé, les limitations ne seront que temporaires dans l'attente des renforcements de réseaux prévus.**

## 4.3. Des offres de raccordement adaptées aux stockages

Les installations de stockage d'électricité sont par nature pilotables et flexibles, et donc très bien adaptées aux offres de raccordement intégrant des limitations.

RTE a développé des **offres de raccordement optimisées (ORO)** pour les stockages permettant leur raccordement dans des zones saturées en contrepartie de limitations quelques heures par an en cas d'apparition de contraintes. **Ces offres sont proposées sur l'ensemble du réseau et ont connu un intérêt croissant ces dernières années** notamment depuis les évolutions en 2023 permettant la participation aux services système fréquence avec ces offres.

**Figure 1 Evolution de la file d'attente sous ORO**

Afin de libérer des capacités supplémentaires sur le réseau pour les stockeurs, la CRE a inclus dans le TURPE 7 HTB une action prioritaire sur la mise en œuvre des gabarits de fonctionnement horosaisonniers dans les zones de forte injection PV et de consommation, il s'agit d'un format standardisé des ORO. Outre la capacité libérée, ces gabarits donnent aux développeurs une meilleure visibilité sur la survenue des limitations et donc l'impact sur la viabilité économique des projets. RTE a par ailleurs annoncé qu'il pourra relâcher les contraintes lorsque que cela est possible avec une prévenance en J-2 permettant ainsi la participation aux services système fréquence.

Ces évolutions ont été très bien accueillies par les stockeurs. Néanmoins, les premiers travaux et résultats publiés par RTE sur Cartostock<sup>21</sup> n'ont permis de proposer qu'environ 1 GW de capacité sous gabarit solaire, répartis sur 10 zones, 14 postes et dans 4 régions. Les demandes de raccordement dans ces zones ont largement dépassé cette capacité.

La CRE estime ainsi que le nombre de zones identifiées par RTE est faible au regard des capacités d'accueil générales du réseau. Par ailleurs, la bonne application des procédures de gestion de la file d'attente devrait libérer des capacités disponibles dans certaines zones. Dans ce cadre, la CRE demande à RTE de rechercher de nouvelles capacités à offrir sous gabarit et de mettre à jour la cartographie correspondante.

Concernant le réseau public de distribution, le TURPE 7 HTA-BT prévoit une action prioritaire pour qu'Enedis propose des offres de raccordement intégrant des limitations à tous les stockages en HTA d'ici le 1<sup>er</sup> août 2026. Enedis sera alors en mesure de proposer des ORA-MP aux stockeurs pour des contraintes RPD. De plus, Enedis travaille également avec RTE pour décliner les ORO et gabarits de RTE (pour des contraintes sur le réseau de transport donc) pour les stockages raccordés en HTA.

<sup>21</sup> <https://analysesetdonnees.rte-france.com/reseaux/cartostock>

### Message de la CRE n°3

Grâce aux avancées récentes pour le raccordement des stockeurs, un quart de la file d'attente de projets de stockage sur le réseau de transport (soit 2,8 GW) a choisi une offre de raccordement optimisée intégrant des limitations.

La publication par RTE des capacités disponibles avec ou sans limitations sur Cartostock est une avancée importante. Ces capacités ont toutefois été très rapidement demandées mettant en avant deux enjeux :

- le besoin de rechercher de nouvelles capacités à offrir sous gabarit, i.e. un format standardisé d'offre de raccordement optimisée intégrant des limitations ;
- la nécessité d'une application rigoureuse des règles de gestion de la file d'attente adoptées récemment afin de s'assurer que seuls les projets démontrant un avancement restent en file d'attente, et si cela ne suffit pas de les faire évoluer.

#### 4.4. Un manque d'offres innovantes de raccordement pour les consommateurs

L'électrification des secteurs du transport et de l'industrie génère une hausse des demandes de raccordements au réseau pour ces nouveaux consommateurs. Cette hausse des demandes s'accompagne d'un allongement des délais, en particulier pour les IRVE (Infrastructure de Recharge de Véhicules Électriques), pouvant ainsi ralentir la décarbonation de ces secteurs.

Aujourd'hui, aucun gestionnaire de réseau de distribution ne propose de solution de raccordement présentant des limitations pérennes pour les consommateurs, y compris les IRVE, alors même que des travaux conduits par les gestionnaires de réseaux ont validé la faisabilité technique de ces raccordements ainsi que leur pertinence économique<sup>22</sup>. Enedis propose cependant des offres de raccordement anticipé pour les consommateurs avec, en 2024, deux *data centers* qui ont reçu et accepté de offres et dont les raccordements sont en cours.

Dans ce contexte, le TURPE 7 HTA-BT prévoit une action prioritaire pour qu'Enedis propose des offres intégrant des limitations pérennes à tous les utilisateurs HTA d'ici le 1<sup>er</sup> août 2027.

De son côté, RTE a proposé des offres de raccordement anticipé, avec des limitations non pérennes, à plusieurs consommateurs. De plus, RTE a initié une réflexion sur des offres de raccordement présentant des limitations pérennes pour des consommateurs en proposant ce type de solution dans la zone industriello-portuaire de Fos-sur-Mer bien qu'aucun consommateur n'en ait pour le moment fait la demande.

### Message de la CRE n°4

Une offre de raccordement à améliorer pour les consommateurs : des offres avec des limitations pérennes doivent être proposées *a minima* aux infrastructures de recharge de véhicules électriques. La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'intégrer ces offres dans leur documentation technique de référence. Le cas d'usage des aires d'autoroutes où la complémentarité des usages (poids lourds et véhicules légers) induit un foisonnement des besoins de recharge (en semaine vs. durant les weekends et les vacances) en est une excellente illustration.

De telles offres pour les autres consommateurs, notamment les industriels, semblent aussi présenter un intérêt. Compte tenu des gains de coûts et de délais que peuvent présenter ces offres, la CRE recommande aux industriels qui le souhaitent de manifester leur intérêt pour de telles offres auprès des gestionnaires de réseaux, en particulier dans les zones saturées.

<sup>22</sup> Démonstrateur aVENir, Retour d'expérience 2024 des démonstrateurs de réseaux intelligents, CRE, novembre 2024

#### 4.5. Des outils d'*open data* au service du raccordement

La sécurisation de l'accès au réseau est capitale dans le développement des EnR, des nouvelles sources de flexibilités (stockage notamment), de la mobilité électrique, des projets de décarbonation et d'électrification ainsi que pour les *data centers*. **L'accès à des données à jour et fiables sur les capacités disponibles sur les réseaux est donc essentiel pour les acteurs mais aussi pour les gestionnaires de réseaux** puisqu'elles permettent de rationaliser les demandes déposées et de limiter les demandes qui *in fine* n'aboutiraient pas. Plusieurs outils et plateformes existent déjà :

- **Capten** et « **Tester mon raccordement** » proposées par Enedis pour le RPD : les acteurs se sont bien saisis de ces outils, en témoigne la hausse des visites et simulations réalisés (+80 % entre le S1 2025 et le S1 2024 pour Capten). Néanmoins les deux plateformes ne font pas l'objet d'études de satisfaction larges auprès des utilisateurs.
- **Caparéseau** proposée par RTE, en coordination avec les gestionnaires de réseaux distribution, pour les capacités d'accueil en injection disponibles pour la HTA et HTB : la plateforme est inexploitable depuis quelques années du fait de l'absence de mise à jour des données qui y sont publiées. **Le TURPE 7 HTB prévoit une action prioritaire sur la refonte de la plateforme pour le 1<sup>er</sup> janvier 2027 ainsi qu'une régulation incitative sur le traitement des réclamations. Toutefois, une dégradation de la plateforme historique, pourtant nécessaire aux développeurs, est actuellement observée et doit être corrigée en attendant cette refonte.**
- La cartographie des zones de mutualisation des raccordements pour la consommation et les gestionnaires de réseau de distribution mise en ligne par RTE<sup>23</sup>. Elle permet de visualiser l'ensemble des zones de mutualisation à l'étude ou validées par la CRE, et les principales informations les concernant (la date de mise en service des ouvrages créant la capacité, la capacité non attribuée dans une zone et la contribution financière pour en bénéficier).
- SRD a mis en service en 2025 une carte affichant les délais de raccordement pour les producteurs BT afin d'informer les acteurs sur les zones favorables ou non aux raccordements de producteurs. Cette carte prend en compte à la fois les capacités de raccordement au niveau des postes sources, mais aussi les zones en contraintes locales de tension haute et nécessitant des travaux.

##### Message de la CRE n°5

**La CRE salue la mise à disposition par les gestionnaires de réseaux de plusieurs outils de visualisation des capacités disponibles et les invite à veiller à la qualité des données présentées.**

**En particulier, dans l'attente de la refonte indispensable de l'outil Caparéseau, RTE doit proposer une alternative temporaire car les utilisateurs du réseau doivent bénéficier d'une visibilité suffisante pour le développement de leurs projets dans cet intervalle.**

### 5. De nouvelles flexibilités et de nouveaux outils au service de la transformation des réseaux

#### 5.1. Mobiliser les nouvelles sources de flexibilité pour répondre à des besoins toujours plus nombreux et variés

Un des leviers d'optimisation des coûts pour la gestion du réseau est notamment porté par les évolutions technologiques et le développement de la flexibilité au service des réseaux. L'enjeu pour les gestionnaires de réseaux est de mobiliser les sources de flexibilité nouvelles (stockage, effacement, agrégation de flexibilités décentralisées, mobilité électrique, etc.) pour maintenir la qualité d'alimentation, tout en optimisant les renforcements de réseau. Ces flexibilités peuvent et doivent être considérées pour la gestion du réseau au niveau local, au même titre que pour l'équilibrage offre-demande au niveau national mis en œuvre depuis des décennies.

<sup>23</sup> <https://www.services-rte.com/fr/home/publique/dcouvrez-nos-services-d'accès-au/consulter-la-localisation-des--1.html>

Dans le cadre de ce rapport, la CRE suit l'évolution de la participation de nouveaux actifs (les IRVE, le stockage (hors STEP) et les effacements de consommation) aux différents marchés de flexibilité. Le tableau ci-dessous détaille les puissances cumulées certifiées sur ces différents marchés par type d'actifs :

**Tableau 2 Puissances cumulées certifiées sur les marchés par type d'actifs**

Puissance cumulée en MW	RTE			
	2021	2022	2023	2024
Puissance cumulée des IRVE certifiées pour la participation aux services systèmes (par marché)	0,1	0,1	0,1	0,1 <sup>24</sup>
Puissance cumulée des stockages certifiés pour la participation aux services systèmes (par marché)	FCR <sup>25</sup> : 108 aFRR <sup>26</sup> : /	FCR : 332 aFRR : /	FCR : 497 aFRR : 28	FCR : 689 aFRR : 93
Puissance cumulée des stockages certifiés pour la participation au mécanisme d'ajustement et NEBCO	/	/	305,3	472,3
Puissance cumulée des effacements de consommation certifiés pour la participation aux services systèmes (par marché) avec EDR diffus	FCR : 6 aFRR : /	FCR : 14 aFRR : /	FCR : 14 aFRR : 5	FCR : 14 aFRR : 18
Puissance cumulée des effacements de consommation certifiés pour la participation aux services systèmes (par marché) avec sites RPT	FCR : 126 aFRR : /	FCR : 126 aFRR : /	FCR : 110 aFRR : 26	FCR : 110 aFRR : 26
Puissance cumulée des effacements de consommation certifiés pour la participation au mécanisme d'ajustement	5900	6200	6800	6600
Puissance cumulée des effacements de consommation certifiés pour la participation à NEBCO	3700	5700	8600	10900
Puissance cumulée des IRVE, stockages, et effacements de consommation certifiés participants aux appels d'offres « Flexibilité locale »	0	0	0	0 <sup>27</sup>

Les effacements de consommation déjà bien développés continuent leur progression notamment via le Mécanisme d'ajustement (MA) et NEBCO qui permet dorénavant la valorisation des reports de consommation. **La puissance cumulée des effacements de consommation certifiés pour la participation à NEBCO a quasiment doublé passant de 5,7 GW en 2022 à 10,9 GW en 2024 pour un volume effacé réalisé de 56 GWh en 2024<sup>28</sup>.**

Initialement soutenu par l'Appel d'Offres Long Terme<sup>29</sup> et par la réserve primaire, le stockage continue son développement maintenant porté par le marché de capacité de réserve secondaire et à moyen / long terme par l'arbitrage Spot et infrajournalier. **Le volume de stockage certifié pour la réserve primaire a ainsi doublé entre 2022 et 2024 pour atteindre 689 MW en 2024 (pour un besoin national de 486 MW et 110 à 145 MW supplémentaires pour exporter).**

<sup>24</sup> Non programmable car < 1MW

<sup>25</sup> FCR : Frequency Containment Reserve - Réserve Primaire

<sup>26</sup> aFRR : Automatic Frequency Restoration Reserve - Réserve Secondaire

<sup>27</sup> L'appel d'offres expérimental flexibilité locale de RTE lancé en 2022 a été attribué mais n'est pas encore en service.

<sup>28</sup> Source : <https://www.services-rte.com/>

<sup>29</sup> Appel d'offres lancés par le ministère de la transition écologique et solidaire en 2019 pour développer de nouvelles capacités de stockage et d'effacements.

La réouverture de la réserve secondaire mi-2024 a permis un nouvel espace de développement pour le stockage. **Aujourd'hui, un volume de 185 MW est ainsi certifié et la part des batteries dans les activations représente 8 %.** Ces volumes devraient augmenter avec la mise en service de nouvelles installations de plusieurs dizaines ou centaines de MW dans les mois et années à venir.

Enfin, RTE a mis en place des nouveaux cadres de certification plus souples afin de faciliter la participation aux services systèmes des nouvelles sources de flexibilité.

**La participation des IRVE à ces marchés n'est pas encore une réalité bien qu'elle soit techniquement possible.**

RTE constate depuis quelques années un manque de gisement de modulation à la baisse pour assurer l'équilibre offre demande. Ce manque avéré entraîne une augmentation de l'occurrence d'activation de modes dégradés pour insuffisance d'offres à la baisse sur le mécanisme d'ajustement, qui signale le besoin de RTE de disposer de moyens complémentaires pour la gestion de l'équilibre offre demande. D'autre part, RTE a régulièrement recours à des coupures de production en dehors du mécanisme d'ajustement. Ces événements entraînent une désoptimisation du système et des coûts d'exploitation plus élevés.

**Plusieurs mesures ont été prises pour répondre à ce manque de gisement :**

- La participation obligatoire des sites de production, notamment EnR, dont la puissance dépasse un seuil approuvé par la CRE (10 MW), à la hausse comme à la baisse. L'application de cette obligation implique la mise en place d'un dispositif de pilotage à distance des parcs EnR et permettra de répondre à d'autres besoins (arrêt pour prix négatif, pour congestion réseau, etc.) ;
- La création d'un nouveau produit capacitaire de réserve tertiaire rapide à la baisse à partir d'avril 2026, dont le besoin moyen est estimé à 1,5 GW à termes. L'objectif est de favoriser le développement d'offres à la baisse pour les besoins d'équilibrage de RTE.

#### Message de la CRE n°6

**Les nouvelles sources de flexibilité continuent leur développement et accélèrent :**

- **Le volume de capacité de batteries certifié a doublé pour la réserve primaire (ou *Frequency Containment Reserves « FCR »*) qui peut désormais être entièrement fournie (exports compris) par ces dernières, tandis qu'elles représentent déjà 8 % des activations sur la réserve secondaire (ou *automatic Frequency Restoration Reserves « aFRR »*) ;**
- **La puissance cumulée des effacements de consommation certifiés pour la participation à NEBCO a, quant à elle, quasiment doublé passant de 5,7 GW en 2022 à 10,9 GW en 2024 pour un volume effacé de 56 GWh en 2024.**

**Les gestionnaires de réseaux doivent poursuivre l'adaptation des règles d'accès aux différents marchés pour faciliter le développement et la participation de nouvelles capacités.**

## 5.2. Les flexibilités pour la résolution de congestions locales

Les flexibilités peuvent aussi servir à résoudre des congestions locales sur le réseau. Ces congestions peuvent survenir du fait d'un décalage trop important entre la production et la consommation dans une zone ou pour répondre à un besoin immédiat et temporaire d'exploitation (afin par exemple d'éviter des coupures locales si la situation conjoncturelle du réseau ne permettait pas d'alimenter tous les clients d'une zone, par suite d'indisponibilité fortuite ou programmée d'un ouvrage) ou de placement de travaux (permettant d'éviter la mobilisation de groupes électrogènes). La flexibilité vient alors en complément ou en remplacement d'un investissement dans le réseau.

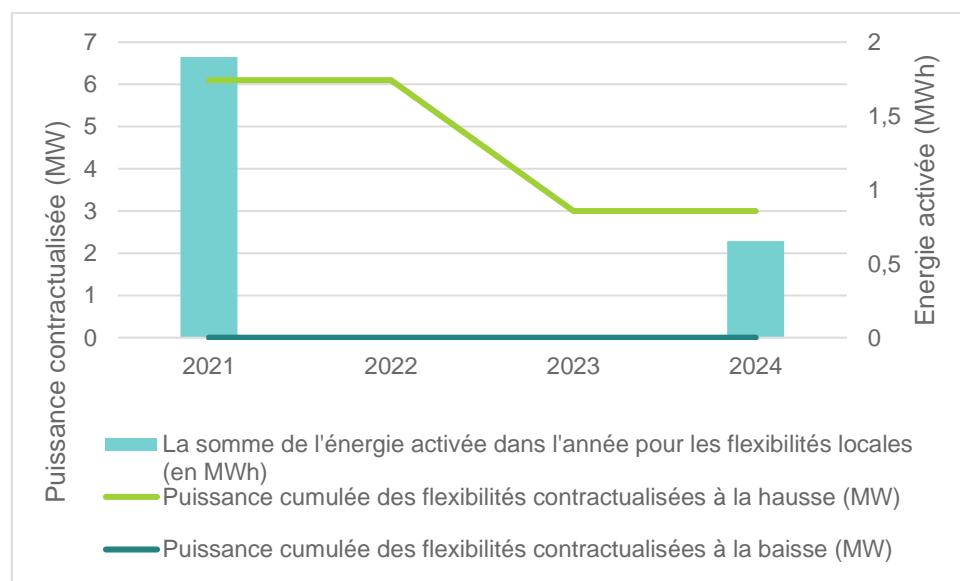
**RTE et Enedis ont expérimenté plusieurs solutions durant la période TURPE 6 pour recourir aux flexibilités pour les besoins de leurs réseaux** : lancement des premiers appels d'offres en 2020 pour Enedis, d'abord pour des besoins immédiats et temporaires d'exploitation, puis dans le cadre de Reflex à partir de 2024, ou recours à une batterie en alternative à un investissement avec l'appel d'offres expérimental de Perquié de RTE.

**Le TURPE 7 doit permettre de généraliser le recours à ces solutions.** La CRE a ainsi fait évoluer le cadre de régulation en intégrant une incitation financière pour Enedis et RTE à recourir aux flexibilités lorsqu'elles sont rentables, en leur attribuant un bonus proportionnel aux économies réalisées grâce au

recours aux flexibilités. Il conviendra néanmoins de s'assurer que les méthodologies retenues par Enedis et RTE soient cohérentes et valorisent le recours à la flexibilité à sa juste valeur. Pour s'assurer du bon avancement des gestionnaires de réseaux sur ces sujets, la CRE a introduit plusieurs régulations incitatives et actions prioritaires, notamment :

- **Le suivi de l'application du CritFlex<sup>30</sup> par Enedis** (non incité financièrement) ;
- **Sur le rythme de déploiement du projet Reflex par Enedis** (incité financièrement) ;
- La mise en place d'un nouveau cadre de contractualisation pour les **appels d'offres flexibilités locales par RTE** (permettant le recours aux flexibilités en remplacement d'un investissement et/ou d'écrêtements EnR, rendant les appels d'offres technologiquement neutres et si possible accessibles aux capacités raccordées en distribution) et la publication d'au moins quatre appels d'offres flexibilités locales au 31 juillet 2029, dont au moins deux avant le 1<sup>er</sup> août 2027 ;
- **La mise en compatibilité sur l'ensemble du territoire des automates NAZA** (« Nouveaux Automates de Zone Adaptifs ») et du **projet Reflex par Enedis et RTE** afin d'optimiser l'activation des écrêtements EnR et de maximiser la valeur des flexibilités réseaux pour la collectivité, au 1<sup>er</sup> janvier 2026 ;
- La publication par Enedis et RTE, après concertation avec les acteurs de marché, de règles de gestion des demandes d'activation simultanées sur les différents mécanismes de marché pour l'EOD ou les flexibilités réseaux, au 1<sup>er</sup> septembre 2026.

**Les volumes de flexibilités contractualisés et activés aujourd'hui restent encore très faibles** (cf. graphique ci-dessous). Par ailleurs, 59 MW ont été contractualisés par RTE en 2024 (via l'appel d'offres réalisé sur le poste électrique 63 kV de Perquié dans le département des Landes) mais ne seront pas raccordés et disponibles avant 2029. Concernant les flexibilités contractualisées pour 2023 et 2024, il s'agit uniquement de contrats sans réservation de capacité et avec des probabilités d'activation faibles. **La généralisation de Reflex et le lancement de nouveaux appels d'offres en remplacement (ou retardement) d'investissements par RTE devraient se traduire par une croissance des volumes contractualisés et activés.** De même, le développement d'une plateforme commune par RTE et Enedis favorisera le passage d'un système d'appels d'offres annuels à un marché continu permettant aux acteurs d'adapter les prix et volumes de leurs offres au fil de l'eau.



**Figure 2 Capacité de flexibilités locales contractualisées et mobilisées dans le cadre d'AO**

<sup>30</sup> Méthode déjà mise en œuvre par Enedis, consistant à calculer la « propension à payer » la flexibilité, c'est-à-dire les économies permises par le recours à la flexibilité par rapport au scénario d'un investissement (au regard du coût de l'investissement, des pertes supplémentaires et de la non-qualité résiduelle).

Parallèlement, la période 2023 – 2024 a vu un **doublement du nombre de lignes HTB équipées de DLR (Dynamic Line Rating)** qui permettent d'optimiser les capacités d'accueil de production éolienne tout en limitant les besoins d'adaptation du réseau (cf. graphique ci-dessous).

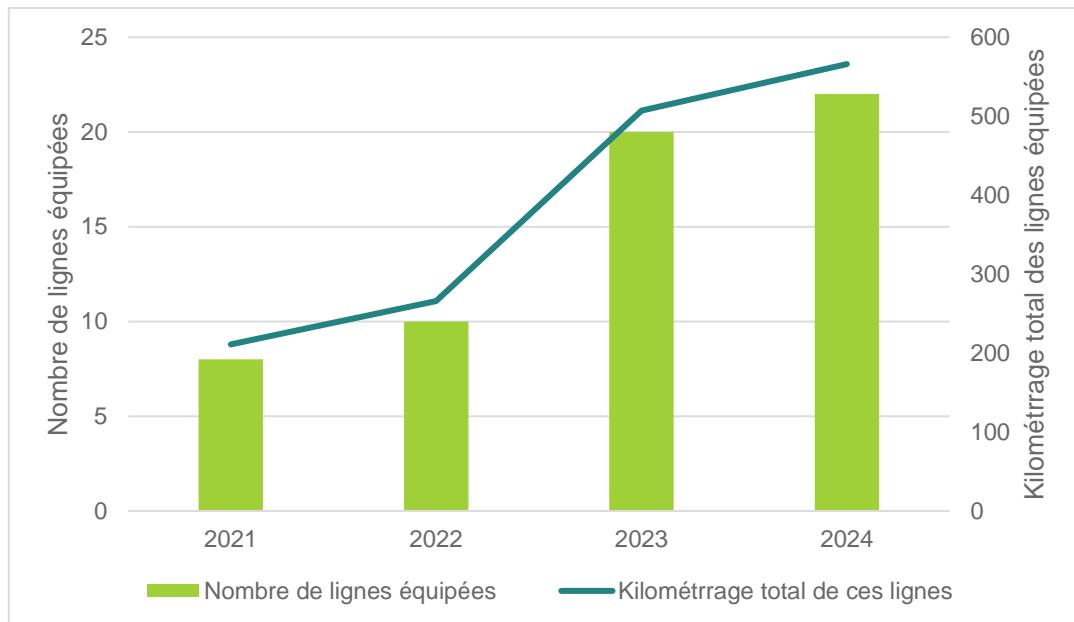


Figure 3 Déploiement DLR

La CRE constate également une **accélération du rythme de déploiement des automates NAZA** (permettant de réduire ponctuellement les productions EnR en cas de surplus, passés de 3 fin 2022 à 15 fin 2024). **Cette accélération devra être poursuivie, en cohérence avec la trajectoire de nouveaux automates NAZA fixée par la CRE dans le TURPE 7 HTB** (10 en 2025, 10 en 2026, 15 en 2027 et 15 en 2028).

#### Message de la CRE n°7

**L'accélération du rythme de déploiement des automates NAZA et le doublement du nombre de lignes HTB équipées de Dynamic Line Rating sont des évolutions positives.**

**A contrario, la CRE constate que les volumes contractualisés et activés de flexibilités pour la résolution de congestions de réseau localisées sont encore très faibles, mais seront amenés à augmenter avec la multiplication des appels d'offres flexibilités locales.**

### 5.3. La modulation de la production EnR au service d'un dimensionnement optimal des réseaux

Les principales sources d'EnR à fort potentiel de développement (éolien, solaire) ont une production variable, qui dépend des conditions météorologiques (vent ou ensoleillement) et atteint peu fréquemment la puissance installée des unités de production. Cela implique qu'un réseau dimensionné pour écouler la totalité de la production des installations d'énergie renouvelable serait rarement utilisé à sa capacité maximale. Ainsi, d'un point de vue économique, il est pertinent de dimensionner les réseaux en s'autorisant à ne pas être en mesure d'y injecter la totalité de la capacité installée à tout instant.

RTE a été le premier gestionnaire de réseau à intégrer ce principe dans ses méthodes de dimensionnement de réseau. La méthodologie de RTE consiste à accepter de moduler ponctuellement la production de certains sites, afin d'éviter la construction ou le renforcement de nouveaux ouvrages de réseau qui seraient très peu utilisés si ce n'est le passage de pointes très ponctuelles. Cette méthodologie repose sur la recherche de l'optimum économique entre (i) le recours à des écrêtements de production ponctuels, en valorisant notamment leur impact économique et environnemental, et (ii) le développement ou le renforcement des infrastructures de réseau. Selon la dernière estimation de RTE, **le recours au dimensionnement optimal a permis, sans réaliser d'investissements supplémentaires, d'offrir 18 GW de capacité d'accueil sur le réseau entre 2021 et 2024 soit**

environ 1,8 Md€ d'économie d'investissements sur cette période (pour un coût des écrêtements d'environ 15 M€/an). En pratique, cela est permis par l'écrêtage de production EnR mais le recours à d'autres sources de flexibilité est souhaitable ce que prévoit d'ailleurs le futur code européen *Network Code on Demand Response* (NCDR), actuellement en phase de comitologie.

De son côté avec le projet Reflex, Enedis a expérimenté de 2020 à 2024 la prise en compte de flexibilités (foisonnement entre la consommation et la production et inter-filières, écrêtements, flexibilité locale) pour optimiser le dimensionnement de son réseau afin d'accueillir davantage de production renouvelable à volume d'investissement constant. Sur les 10 postes source de l'expérimentation, **Reflex a généré une économie de 5,8 M€ sur 2023 et 2024. Enedis a depuis entamé la généralisation de Reflex avec une première vague de généralisation qui a débuté en 2025 avec pour objectif un déploiement sur 100 transformateurs au 1<sup>er</sup> janvier 2028.** Cette trajectoire de généralisation fait l'objet d'une régulation incitative.

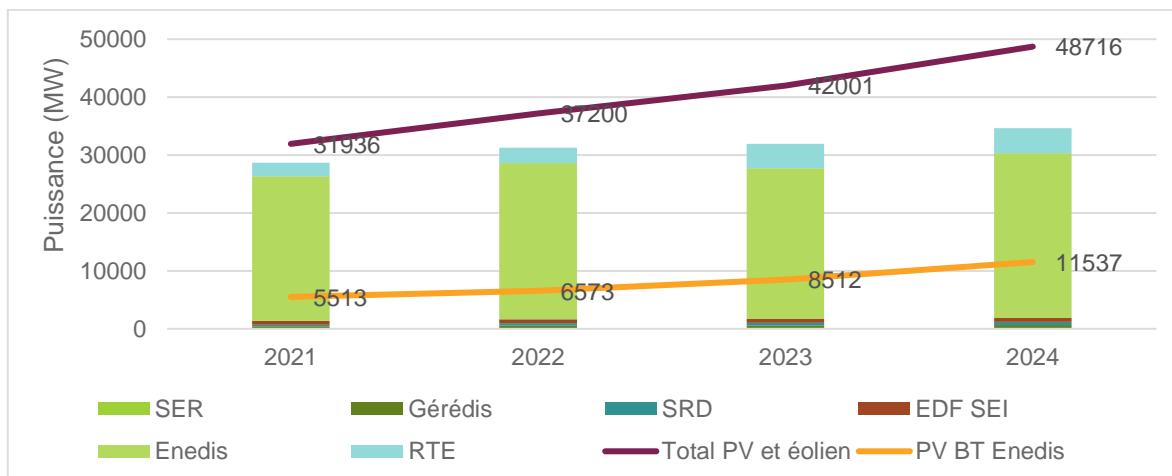
#### Message de la CRE n°8

**La stratégie de dimensionnement optimal de RTE a déjà permis de dégager 18 GW de capacités supplémentaires d'accueil sur le réseau, sans travaux. Le projet Reflex d'Enedis donne d'excellents résultats et devrait atteindre 100 transformateurs en 2028 (vs. 10 en 2024).**

**Les écrêtements ne doivent pas être l'unique levier de flexibilité. Enedis et RTE devront mettre rapidement en place les solutions permettant de mobiliser le stockage et la flexibilité de la demande en alternative à la modulation de la production EnR lorsque cela est économiquement pertinent.**

#### Focus sur le pilotage de la production EnR en basse tension

**Les gestionnaires de réseaux doivent pouvoir s'appuyer sur la modulation de toute la production EnR que les installations soient raccordées en BT, HTA ou HTB. Les sites pouvant être pilotés et écrêtés sont équipés d'un DEIE qui permet l'automatisation de la transmission des informations concernant l'état de fonctionnement de l'installation. Si cette solution équipe aujourd'hui une majorité des sites raccordés en HTA et HTB, ce n'est pas le cas des installations raccordées en BT alors que des solutions techniques existent.**



**Figure 4 Somme de la puissance maximale des sites écrétables en injection (EnR)**

Or, l'essor du PV BT (de 5,5 GW en 2021 à 11,5 GW en 2024) conduit aujourd'hui Enedis et RTE à faire face à des situations où **localement la part de production EnR pilotable (HTA/HTB) est insuffisante pour résoudre les congestions** qui apparaissent dans le cadre du dimensionnement optimal ou liées au raccordement anticipé des producteurs BT, engendrant ainsi des risques d'exploitation du réseau.

**Alors que la CRE l'avait demandé dès 2022, Enedis et RTE n'ont pas suffisamment anticipé le sujet du pilotage PV BT. Pour autant, les gestionnaires de réseaux ont été réactifs pour gérer des contraintes constatées dans certaines zones dès l'été 2025, ce qui conduit désormais à mettre en place des solutions curatives (lancement d'appel d'offres pour gérer les contraintes,**

équipement a posteriori des producteurs BT volontaires de dispositifs permettant leur limitation en contrepartie d'indemnisation). Le coût de ces solutions est alors financé par le TURPE et Enedis.

**Il convient de noter que SRD est d'ores et déjà en mesure de piloter les installations BT d'une puissance supérieure à 36 kVA et intègre cette exigence technique pour ces producteurs lorsqu'ils souhaitent bénéficier d'un raccordement anticipé (cf. partie 4.2).**

**Message de la CRE n°9**

**La documentation technique de référence des gestionnaires de réseaux de distribution devra intégrer par défaut la possibilité d'imposer l'installation d'un dispositif technique permettant de limiter la puissance injectée sur le réseau pour les producteurs en basse tension. Des dérogations pour les toutes petites installations ou celles se raccordant dans des zones sans contraintes devront être étudiées.**

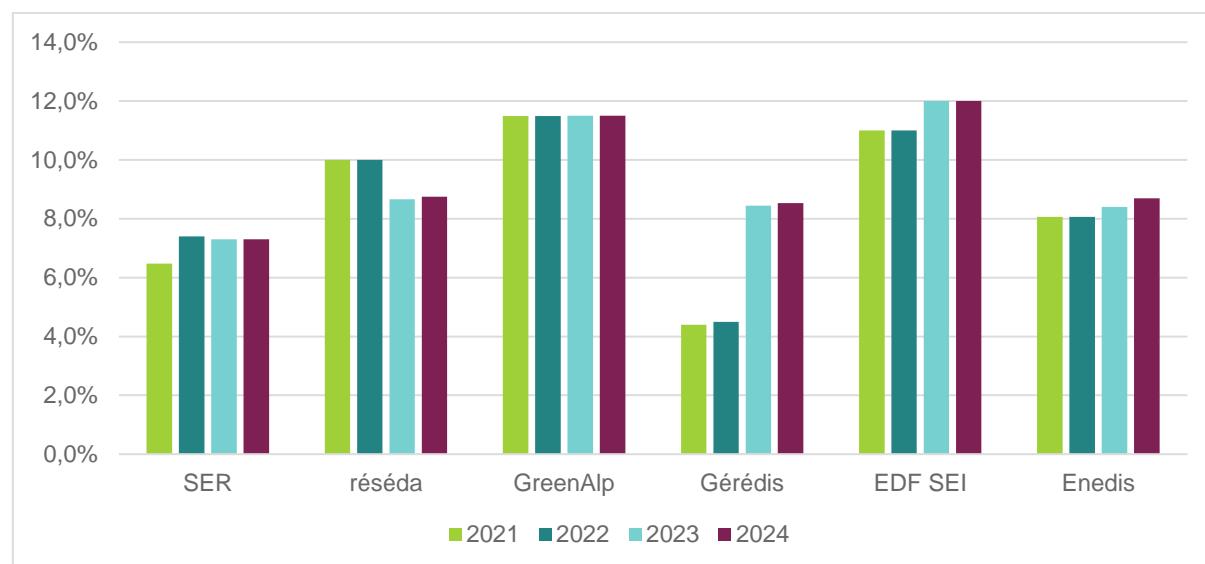
#### **5.4. L'observabilité du réseau, une nécessité pour le piloter dynamiquement**

Les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution d'énergie collectent des données sur les ouvrages qui constituent ces réseaux : postes sources, postes de distribution publique, transformateurs, pylônes, câbles, dispositifs de comptage et autres appareils de mesure, capteurs, etc. La modernisation des équipements permet aujourd'hui de les piloter, de la manière la plus fine et la plus automatisée possible.

Pour assurer leurs missions d'exploitation et de développement des réseaux d'électricité, les gestionnaires de réseaux disposent de systèmes d'information géographique. Alimentés par de nombreux capteurs mesurant les flux d'énergie au niveau des ouvrages des réseaux et des infrastructures, ces outils permettent aux opérateurs de construire une description fine des réseaux qu'ils exploitent, potentiellement jusqu'au niveau de chacun des équipements. Ces données constituent un enjeu considérable pour les gestionnaires de réseaux puisqu'elles leur permettent d'améliorer l'observabilité du système électrique et donc d'en améliorer l'exploitation, la maintenance et le développement.

Ainsi comme déjà constaté en 2022, les gestionnaires de réseaux ont accès en quasi-temps réel (i.e. en moins de 30 minutes) aux données de comptage des sites ou de transit dans les postes sources et des lignes en moyenne et haute tension. La remontée de données en quasi-temps réel se développe en BT avec le déploiement généralisé des compteurs communicants mais **le principal enjeu reste l'intégration de ces nouveaux flux massifs dans les systèmes d'information des gestionnaires de réseaux pour être capable de les exploiter.**

Outre la collecte et remontée de données, l'enjeu pour les gestionnaires de réseaux est de pouvoir contrôler des actifs à distance afin de faciliter la gestion du réseau. Dans le cas des postes HTA-BT, les gestionnaires de réseaux ont la possibilité d'installer un organe de manœuvre télécommandé (OMT) afin de les rendre téléopérables. La décision d'installer un tel dispositif est issue d'une évaluation technico-économique locale intégrant notamment la probabilité d'incidents, le nombre de clients concernés, les coûts d'investissement et de maintenance de l'organe. La figure ci-dessous présente la proportion de postes HTA – BT téléopérables sur les différents réseaux de distribution :



**Figure 5 Pourcentage de postes HTA-BT téléopérables**

## 5.5. Des outils à adapter pour une gestion du réseau au plus proche de ses capacités

La collecte de données est nécessaire mais pas suffisante pour exploiter le réseau au plus proche de ses capacités et donc limiter les coûts pour les usagers. Le pilotage des EnR et le recours généralisé à de nouvelles sources de flexibilités pour les besoins du réseau nécessitent une **adaptation des outils de conduite capables de gérer le flux de données entrantes toujours plus important et d'intégrer les nouveaux leviers d'exploitation**.

Enedis développe une solution informatique (**DERMS**, *distributed energy resources management system*). Cet outil d'optimisation de la gestion du réseau doit notamment permettre d'assister les agences de conduite régionale (ACR) dans la **gestion des contraintes sur le RPD, de contribuer à la levée des contraintes sur le RPT, ainsi que dans l'identification des leviers pertinents pour y remédier** (dont les flexibilités). Cet outil est primordial pour une gestion efficace du réseau d'Enedis et dans la perspective d'une industrialisation du recours à la flexibilité.

- Enedis prévoit un développement de cet outil en deux étapes : un premier palier de déploiement dans toutes les ACR au premier semestre 2027, suivi d'évolutions prenant en compte des améliorations des fonctions existantes et des fonctions complémentaires, identifiées ou à venir.
- Enedis avait déjà développé le **STC** (Simulateur de Télé-Conduite), un outil de R&D, qui a été déployé il y a environ cinq ans dans les ACR pour des fonctions de base d'aide à la conduite (ex : gestion des reports de charge, calcul de courants de liaison). Par la suite, l'outil a été enrichi de fonctionnalités plus évoluées d'identification et de traitement des contraintes réseau en injection et soutirage. Le STC est donc un prototype pour tester les fonctions dont Enedis a besoin pour assurer la gestion du réseau électrique exploité aux limites. Le retour d'expérience acquis sur STC a conduit Enedis à capitaliser de nombreux éléments techniques et fonctionnels pour engager le développement du DERMS.

Historiquement exploitées par RTE, les solutions de flexibilité vont devenir communes à RTE et aux gestionnaires de réseaux de distribution. Une coordination et une coopération étroites entre les gestionnaires de réseaux sont indispensables pour un développement et une utilisation pertinente et efficace de ces flexibilités. Cela nécessite d'adapter les outils (comme avec le DERMS) mais aussi les processus. Ainsi, **Enedis** et **RTE** travaillent conjointement sur le projet **NIO** (Nouvelle Interface Opérationnelle) qui vise à moderniser et rénover tous les processus de gestion du réseau entre RTE et Enedis, de la programmation 3 années à l'avance jusqu'au temps réel, dans le but de coordonner la gestion des contraintes, l'utilisation de leviers sur le RPD et d'agir pour l'équilibre offre-demande en coordination avec les contraintes réseau. Les travaux ont débuté en 2025 et les nouveaux processus seront déployés de manière progressive entre 2027 et 2029.

## Message de la CRE n°10

**Les travaux sur la coordination de RTE et Enedis doivent se poursuivre et s'accélérer afin de garantir une gestion conjointe, pertinente et efficace des flexibilités.**

En complément, les nouveaux projets suivants peuvent être cités :

- Le projet **SOLMATE** (SOlutions Matériel pour Accélérer la Transition Energétique) lancé mi 2022 par Enedis qui vise à installer sur le réseau HTA des matériels pour contrer les tensions hautes générées à certains endroits par une abondante production renouvelable sur le RPD. Ces objets, en cours de test ou de qualification, s'inscrivent dans le projet plus général « Plan de tension » lancé par Enedis en 2024 pour, entre autres, maximiser l'insertion des EnR sur le RPD.
- L'outil **RAPTOR** d'Enedis qui s'appuie sur des méthodes d'intelligence artificielle pour identifier les lignes HTA à renouveler en priorité, déployé et utilisé en régions depuis 2024.
- L'outil **CARTOLINE BT** d'Enedis, qui utilise les données remontées par les compteurs Linky et un logiciel d'intelligence artificielle pour détecter la panne potentielle, la traiter et ainsi sécuriser de manière préventive l'alimentation électrique des clients. Cet outil d'aide à la décision, dont le retour d'expérience sur le terrain est positif, a conduit Enedis à développer un outil similaire en HTA, CARTOLINE HTA, aujourd'hui déployé dans les 25 Directions Régionales pour pré-localiser d'éventuels incidents sur le réseau HTA aérien.
- D'autres outils Linky de traitement par *big data* permettent de caractériser les compteurs à forte probabilité de défaillance pour cibler les interventions de changement de compteur, en évitant d'aller intervenir quand la mauvaise communication avec un compteur n'est pas liée à sa défaillance.
- L'outil **DORA** (« Diagnostic d'ouvrage des réseaux aériens ») déployé sur les réseaux d'Enedis et d'EDF SEI, qui utilise l'intelligence artificielle pour diagnostiquer les anomalies présentes sur le réseau HTA aérien à partir de photos.
- L'outil **AGATH** qui permet à Enedis d'être informé en temps réel par fibre optique de l'état des transformateurs et des équipements secondaires de ses postes sources HTB / HTA pour définir le besoin de maintenance.
- Concernant les autres entreprises locales de distribution (ELD), on peut par exemple citer l'expérimentation de nouveaux détecteurs de défauts en HTA qui utilisent la mesure de décharge partielle et permettent aux équipes techniques d'intervenir plus rapidement sur le réseau de SRD.

L'augmentation de données, tant en volume qu'en nature, auxquelles ont accès les gestionnaires de réseaux leur donne l'occasion d'appliquer des outils et méthodes d'intelligence artificielle et de *big data* au service de l'optimisation du développement et de l'exploitation des réseaux. Ces outils sont particulièrement pertinents pour réaliser des actions de maintenance et identifier des défauts de manière prédictive sur des équipements du réseau. Cependant, on constate encore relativement peu de cas d'application suffisamment matures. Cela peut s'expliquer notamment par le besoin de données de bonne qualité et accessibles, c'est-à-dire les extraire des systèmes d'information puis les traiter et mettre en forme pour qu'elles puissent être utilisées pour entraîner les modèles d'intelligence artificielle. Il convient aussi de s'assurer que les infrastructures techniques des systèmes d'information des gestionnaires de réseaux soient adaptées.

## 6. La donnée au cœur de nouveaux services pour les utilisateurs

### 6.1. Le compteur évolué : pierre angulaire des réseaux intelligents

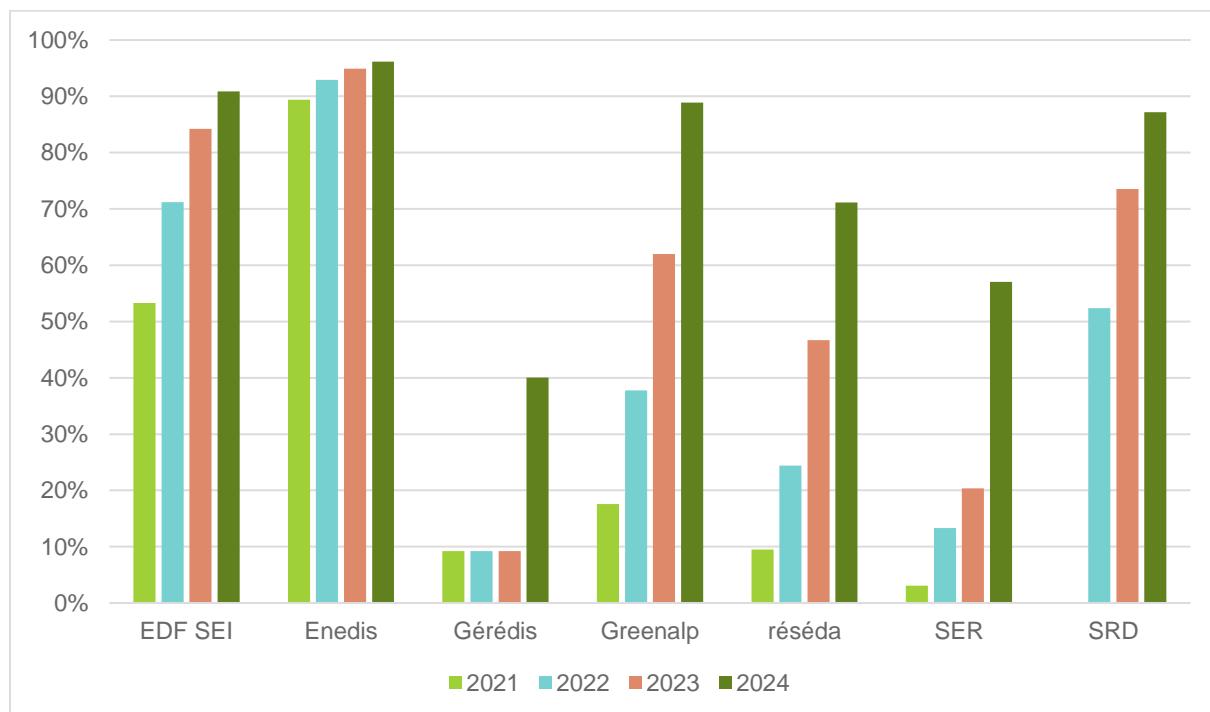
Le comptage évolué est un maillon essentiel des réseaux intelligents qui offre de nombreuses opportunités pour la transition énergétique et contribue à rendre de nombreux services au consommateur et à la gestion du système électrique. Afin de saisir ces opportunités, il est nécessaire de recourir de manière généralisée à des compteurs évolués et d'établir des systèmes de transmission,

entre le consommateur, les gestionnaires de réseaux et les fournisseurs, des données qui en sont issues.

En 2007, Enedis a lancé le projet de déploiement du compteur Linky, à l'initiative de la CRE. Ce projet visait à remplacer, à l'horizon 2021, les 35 millions de compteurs électriques, par des systèmes de comptage évolué. À la demande de la CRE, une phase d'expérimentation concluante a précédé la généralisation du déploiement des compteurs Linky.

L'initiative française de déploiement des compteurs évolués a par la suite été confortée par la directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009, depuis remplacée par la directive (UE) 2019/944 du 5 juin 2019, qui encadre, notamment, la mise en œuvre des systèmes de comptage évolué en électricité en Europe.

Aujourd'hui, le déploiement généralisé des compteurs évolués, qui a débuté fin 2015, est quasiment achevé sur le périmètre d'Enedis. Son déploiement a débuté plus tardivement chez les ELD, se poursuit encore aujourd'hui mais a accéléré en 2023 et 2024 avec plusieurs ELD qui ont déjà atteint un taux de déploiement de 70 % (cf. figure 7). La CRE a dressé un bilan positif à l'issue de cette phase de déploiement massif et considère que le projet Linky est un succès industriel pour notre pays<sup>31</sup>. Les graphiques ci-dessous présentent les taux de déploiement des compteurs évolués communicants par gestionnaire de réseaux de distribution entre 2021 et 2024.



**Figure 6 Nombre de compteurs posés communicants les index journaliers**

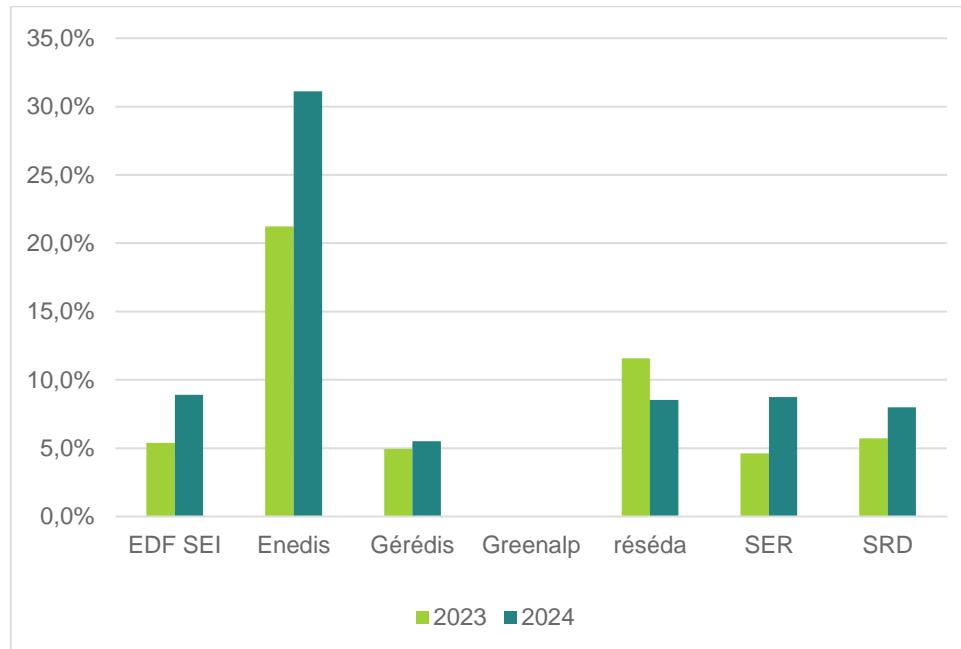
Un des objectifs du déploiement de systèmes de comptage évolué est de permettre la collecte des données de comptage et leur mise à disposition, dans des délais courts et de façon automatisée, aux acteurs concernés (transporteurs, fournisseurs, consommateurs, etc.) ainsi que la réalisation d'opérations à distance par les gestionnaires de réseaux de distribution (ces opérations sont rendues possibles grâce à la bidirectionnalité des compteurs).

**La réalisation de ces opérations à distance**, autrefois nécessitant le déplacement d'un agent sur le terrain, **a permis de générer des économies significatives (1,7 Md€ sur la période 2017-2024)** contribuant à l'équilibre financier du déploiement des compteurs évolués.

Les compteurs évolués permettent aux consommateurs, ainsi qu'aux tiers autorisés, d'accéder gratuitement à leurs courbes de charges. La CRE constate qu'un nombre croissant d'utilisateurs en font la demande et que cette dynamique s'accélère. Les tiers autorisés à accéder aux données de

<sup>31</sup> [Délibération n°2022-82 de la CRE du 17 mars 2022 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'Enedis dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVA \(Linky\) pour la période 2022-2024](#)

consommations présentent un niveau de satisfaction important quant aux services rendus par le comptage évolué. En effet, cela a permis le développement de nouvelles activités commerciales qui rendent des services aux utilisateurs, parmi lesquelles on retrouve entre autres, l'optimisation de la consommation, le pilotage et l'automatisation des appareils, le suivi de consommation pour les clients multisites, les services d'autoconsommation et de flexibilité ainsi que les audits énergétiques. **Le nombre de points de livraison (PDL) en BT pour lesquels la remontée des courbes de charges est activée est en hausse chez tous les gestionnaires de réseaux de distribution** (sauf GreenAlp où le service n'est pas encore disponible) et dépasse même 30 %.



**Figure 7 Taux de PDL BT< 36 kVA (segment C5) dont la remontée de courbe de charge est activée**

**Tableau 3 Nombre de PDL BT< 36 kVA (segment C5) dont la remontée de courbe de charge est activée**

	EDF SEI	Enedis <sup>32</sup>	Gérédis	Greenalp	réséda	SER	SRD
2023	57 074	7 000 000	1 923	Service pas encore disponible	10 019	9 872	6 000
2024	103 986	11 277 503	3 412		11 348	29 655	10 000

**Le taux de disponibilité des courbes de charge** à J+1 à 9h au périmètre des points ayant souscrit ce service est actuellement suivi par l'ensemble des gestionnaires de réseaux de distribution proposant le service de collecte et mise à disposition. Celui-ci variait entre 84,0 % et 99,7 % en 2023 et entre 88,3 % et 99,7 % en 2024.

Par ailleurs, outre la disponibilité de ces données, **leur qualité** est aussi un élément à surveiller. En effet, les courbes de charge jouent un rôle essentiel dans la proposition de certaines offres tarifaires et de services de flexibilités puisqu'elles servent de fondement pour la reconstitution des flux, voire la facturation. **La CRE a introduit dans TURPE 7 HTA-BT un nouvel indicateur incité sur la « Complétude des courbes de charge » mesuré à J+3 pour Enedis.**

Pour exploiter pleinement le potentiel des compteurs évolués, il est nécessaire pour les gestionnaires de réseaux de distribution de faire évoluer leurs systèmes d'information (SI) pour collecter et traiter les

<sup>32</sup> Les données pour Enedis sont données respectivement au 30/06/2023 et 17/06/2025.

nouvelles données mesurées et échanger avec eux. Avec le déploiement de ces compteurs, la quantité de données à échanger et traiter explose et les SI historiques ont dû et doivent être mis à jour ou remplacés.

Initialement dimensionné pour pouvoir collecter les courbes de charge de 20 % des PDL, Enedis a par exemple dû récemment entamer la modernisation du SI associé pour pouvoir passer à 50 % et ce alors qu'aujourd'hui déjà 30 % des consommateurs ont activé la remontée journalière de leurs courbes de charge.

De même pour pleinement tirer le bénéfice des capacités de comptage des compteurs évolués, Enedis a dû faire évoluer son SI, la dernière étape étant la mise en service du Système Cible pour la reconstitution des flux en octobre 2024 apportant ainsi plus de précision et une meilleure vision en temps réel pour la facturation. Par exemple, celui-ci permet une meilleure allocation de l'énergie aux responsables d'équilibre (RE) en passant d'une précision mensuelle à journalière. Il permet également de fournir de nouveaux services de données, plus complets et plus rapidement, aux RE.

#### Focus sur l'impact des compteurs évolués sur le marché de détail

Fin 2024, environ 15 millions de consommateurs particuliers (soit 47 %<sup>33</sup>) avaient souscrit une offre exposant à des signaux tarifaires de flexibilité. La grande majorité d'entre eux, soit 12,9 millions de ménages (40 %<sup>34</sup>) ont souscrit en option « heures pleines / heures creuses », c'est-à-dire dont le prix de l'électricité est réduit sur une période de la journée, pendant la nuit ou les heures méridiennes, pour stimuler la consommation pendant les périodes les moins tendues. Depuis quelques années, et notamment grâce à la mise en place des compteurs évolués, les fournisseurs peuvent construire des offres de fourniture comptabilisant jusqu'à 10 index temporels, créant ainsi des calendriers fournisseurs dits « personnalisés ». Ces offres proposent des différenciations temporelles plus précises : électricité moins chère le weekend, heures pleines - heures creuses différencierées entre l'été et l'hiver, heure méridienne estivale à prix réduit, etc. Selon Enedis, au 31 décembre 2024, près de 2,2 M de sites résidentiels ont souscrit une offre de fourniture envoyant un signal plus précis que l'option « heures Pleines / heures creuses ».

La CRE est favorable au développement de ce type d'offres, qui permettent de concilier la réduction de la facture avec la contribution au bon fonctionnement du système électrique et capitalise sur le déploiement généralisé des compteurs évolués. Depuis la fin d'année 2023, la CRE a engagé plusieurs travaux pour développer la flexibilité :

- L'optimisation du placement des heures pleines et heures creuses dans le TURPE 7 HTA-BT, alors que le développement des capacités solaires rend la consommation durant certaines heures dans l'année particulièrement favorables au système électrique ( principalement les heures méridiennes d'avril à octobre ) ;
- Les évolutions méthodologiques de construction des TRVE visant à conserver l'attractivité de l'option HPHC par rapport à l'option Base<sup>35</sup> ;
- Les évolutions des TRVE pour mobiliser davantage la flexibilité des consommateurs résidentiels, notamment la suppression de l'option Base des TRVE pour les consommateurs souscrivant des puissances supérieures à 18 kVA, et la mise en extinction de ce même tarif pour les consommateurs souscrivant plus de 9 kVA ;
- La mise en place d'une expérimentation sur l'option Base des TRVE visant à déterminer et mobiliser la capacité de ces consommateurs à adapter leur consommation d'électricité en réponse à des signaux tarifaires.

La CRE a précisé ces analyses dans son rapport sur le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel en 2023 et 2024<sup>36</sup>.

<sup>33</sup> Calculé sur le périmètre d'Enedis en comptabilisant uniquement les sites équipés d'un compteur Linky (95% des sites résidentiels en sont équipés au mois d'août 2024).

<sup>34</sup> ibid

<sup>35</sup> [Consultation publique n°2024-10 de la CRE du 10 juillet 2024 relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité](#)

<sup>36</sup> [Rapport n°2025-08 de la CRE du 16 octobre 2025 relatif au fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel en 2023 et 2024](#)

Enfin, grâce aux compteurs évolués, les fournisseurs sont en mesure de proposer des offres de fourniture proposant aux consommateurs de choisir leur puissance souscrite au pas 1 kVA, contre 3 kVA auparavant. Cette évolution combinée à l'analyse de l'historique de consommation (permise notamment grâce à l'accès aux courbes de charge mentionné ci-dessus) permet aux consommateurs d'adapter leur offre au plus proche de leurs besoins et de réaliser des économies. Cependant, encore très peu de fournisseurs déclinent leurs offres existantes avec un choix de la puissance souscrite au kVA près<sup>37</sup>.

#### Message de la CRE n°11

##### Le déploiement généralisé des compteurs évolués a permis :

- En premier lieu de générer des économies significatives (1,7 Md€ sur la période 2017-2024) grâce notamment à la réalisation d'opérations à distance, autrefois nécessitant le déplacement d'un agent sur le terrain ;
- L'accès à de nouveaux services comme l'accès aux courbes de charges, activé aujourd'hui pour plus de 11 millions de point de livraison ;
- Le développement de calendriers fournisseurs personnalisés comptabilisant jusqu'à 10 index temporels qui permettent de proposer des offres de fourniture innovantes ;
- La possibilité pour les consommateurs de choisir leur puissance souscrite au pas 1 kVA contre 3 kVA auparavant, ce qui permet d'adapter leur offre au plus proche de leurs besoins et de réaliser des économies.

## 6.2. Les données en *open data* : une offre qui attire de plus en plus

Les gestionnaires de réseaux produisent de nombreuses données sur l'énergie et ces dernières intéressent de nombreuses parties prenantes : collectivités territoriales, État, consommateurs domestiques ou professionnels, producteurs d'énergie, fournisseurs et responsables d'équilibre, fournisseurs de services, etc. Parmi toutes les filières du secteur de l'énergie, celle de la valorisation des données énergétiques est l'une des plus dynamiques et connaît une forte croissance ces dernières années. Elle repose notamment sur les efforts fournis par les services publics et les gestionnaires de réseaux pour mettre à disposition en *open data* des données anonymisées ou agrégées.

Aujourd'hui, plusieurs plateformes d'*open data* dédiées à l'énergie existent en France. Certaines sont propres à un gestionnaire de réseaux, d'autres sont le fruit d'une démarche commune entre plusieurs partenaires. C'est notamment le cas de l'Agence ORE (Opérateurs de Réseaux d'Énergie) qui regroupe quelques 127 membres distributeurs d'énergie et qui, via son *open data*, met à disposition des jeux de données multi-acteurs sous des formats harmonisés qui couvrent à la fois le gaz et l'électricité. L'Agence ORE a travaillé à l'uniformisation et la centralisation de l'accès aux données issues des réseaux de distribution en engageant un projet de mutualisation des *open data* et en créant un portail d'accès commun aux plateformes *open data* propres aux gestionnaires de réseaux de distribution. Similairement, la plateforme d'Open Data Réseaux Énergies (ODRÉ) propose elle aussi des données multi-énergies, multi-opérateurs et multi-réseaux. Elle est le fruit de la collaboration de GRTgaz, RTE et Teréga qui se sont regroupés au sein de « Réseaux d'Énergies » ont été à l'origine de sa création. Ils ont depuis été rejoints par l'AFGNV (désormais France Mobilité Biogaz), Weathernews France, Elengy, Storengy et Dunkerque LNG. L'ensemble des gestionnaires de réseaux français participe donc à alimenter ces deux *open data*. En parallèle, certains gestionnaires de réseaux disposent de leur propre plateforme, c'est notamment le cas d'Enedis de RTE, de EDF SEI et de SRD.

La hausse de fréquentation des principales plateformes *open data* constatée fin 2022 s'est confirmée en 2023 et 2024 (cf. figure ci-dessous) avec une augmentation de la fréquentation mensuelle moyenne des *open data* passée de 10 000 visiteurs mensuels en 2021 à 38 500 en 2024.

<sup>37</sup> <https://www.quechoisir.org/actualite-facture-d-electricite-pourquoi-c-est-le-moment-de-verifier-que-vous-avez-souscrit-a-la-bonne-puissance-n168776/>

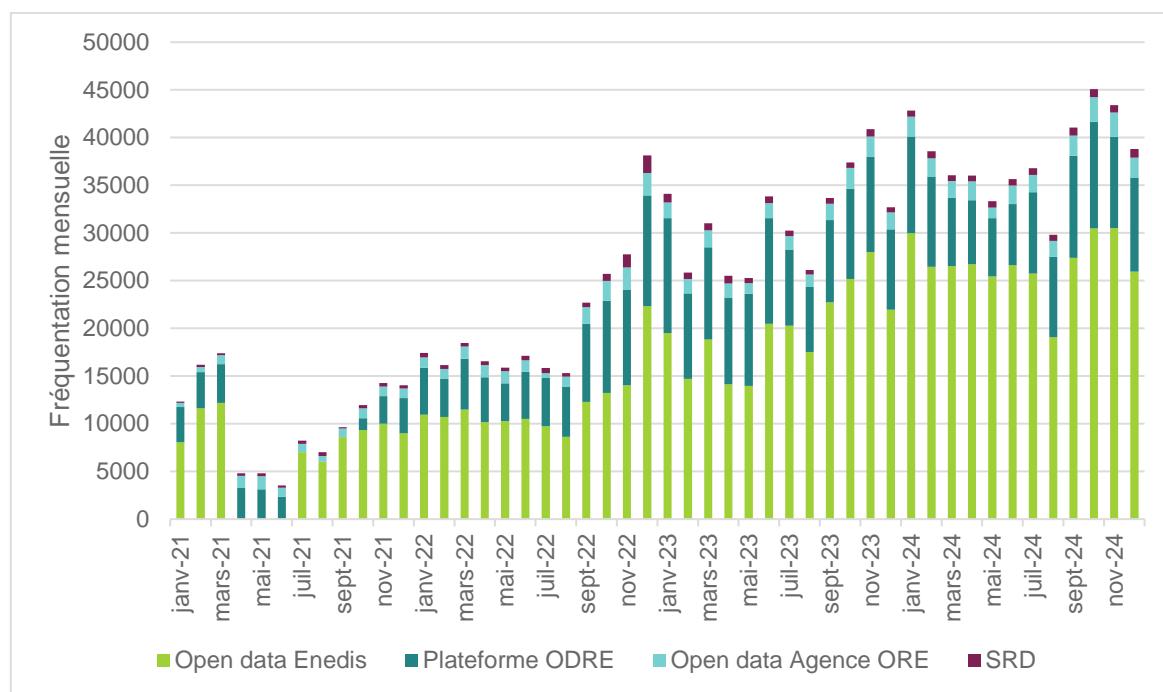


Figure 8 Fréquentation mensuelle des open data

L'offre de données accessibles est aujourd'hui conséquente, néanmoins elle peut encore être améliorée à travers l'accès à de nouveaux jeux de données (par exemple l'accès aux courbes de charge de postes sources sur lequel la CRE a d'ailleurs incité financièrement Enedis dans le TURPE 7 HTA-BT) ou en améliorant la fiabilité des données publiées (avec par exemple la refonte de Caparéseau cf. partie 4.5, ou taux de complétude des courbes de charge cf. partie 6.1).

#### Message de la CRE n°12

**La CRE salue l'offre et la diversité des données rendues accessibles par les gestionnaires de réseaux, notamment au travers de l'Agence ORE et d'ODRE : plusieurs centaines de jeux de données couvrant de nombreuses thématiques comme la cartographie des réseaux, la capacité des réseaux, la production et stockage, la consommation, ou encore le déploiement des IRVE.**

**La hausse de la fréquentation mensuelle moyenne des open data passée de 10 000 visiteurs mensuels en 2021 à 38 500 en 2024 témoigne de l'importance et du succès de ces plateformes développées par les gestionnaires de réseaux français.**

## 7. Liste des recommandations

Les raccordements flexibles avec des limitations pérennes sont encore marginaux mais en croissance pour les EnR

- Afin de ne pas freiner le développement de ces offres, la CRE réitère sa demande aux pouvoirs publics d'assouplir l'encadrement (notamment en supprimant le plafond des limitations fixé à 30 % de la puissance installée) prévu par l'arrêté du 12 juillet 2021.
- Les gestionnaires de réseaux de distribution qui n'ont pas encore intégré ces offres dans leur documentation technique de référence devront le faire dans les plus brefs délais.

Les offres de raccordement flexibles adaptées aux stockages se développent mais restent encore perfectibles

- La publication par RTE des capacités disponibles avec ou sans limitations sur Cartostock est une avancée importante. Ces capacités ont toutefois été très rapidement demandées mettant en avant 2 enjeux :

- le besoin de rechercher de nouvelles capacités à offrir sous gabarit, i.e. un format standardisé d'offre de raccordement optimisée intégrant des limitations ;
- la nécessité d'une application rigoureuse des règles de gestion de la file d'attente adoptées récemment afin de s'assurer que seuls les projets démontrant un avancement restent en file d'attente, et si besoin si cela ne suffit pas de les faire évoluer.

Les consommateurs ne bénéficient pas d'offres de raccordement innovantes

- Une offre de raccordement à améliorer pour les consommateurs : des offres avec des limitations pérennes doivent être proposées *a minima* aux infrastructures de recharge de véhicules électriques. La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'intégrer ces offres dans leur documentation technique de référence. Le cas d'usage des aires d'autoroutes où la complémentarité des usages (poids lourds et véhicules légers) induit un foisonnement des besoins de recharge (en semaine vs. durant les weekends et les vacances) en est une excellente illustration.
- De telles offres pour les autres consommateurs, notamment les industriels, semblent aussi présenter un intérêt. Compte tenu des gains de coûts et de délais que peuvent présenter ces offres, la CRE recommande aux industriels qui le souhaitent de manifester leur intérêt pour de telles offres auprès des gestionnaires de réseaux, en particulier dans les zones saturées.

La CRE considère qu'il est nécessaire de disposer d'outils d'*open data* fiables au service du raccordement

- La CRE salue la mise à disposition par les gestionnaires de réseaux de plusieurs outils de visualisation des capacités disponibles et les invite à veiller à la qualité des données présentées.
- En particulier, dans l'attente de la refonte indispensable de l'outil Caparéseau, RTE doit proposer une alternative temporaire car les utilisateurs du réseau doivent bénéficier d'une visibilité suffisante pour le développement de leurs projets dans cet intervalle.

Les nouvelles sources de flexibilité poursuivent leur développement soutenu par la CRE

- Les gestionnaires de réseaux doivent poursuivre l'adaptation des règles d'accès aux différents marchés pour faciliter le développement et la participation de nouvelles capacités.

La modulation de la production EnR reste un pilier de la gestion des réseaux au service de leur dimensionnement optimal

- Les écrêtements ne doivent pas être l'unique levier de flexibilité. Enedis et RTE devront mettre rapidement en place les solutions permettant de mobiliser le stockage et la flexibilité de la demande en alternative à la modulation de la production EnR lorsque cela est économiquement pertinent.

Le pilotage de la production BT devient localement une nécessité

- La documentation technique de référence des gestionnaires de réseaux de distribution devra intégrer par défaut la possibilité d'imposer l'installation d'un dispositif technique permettant de limiter la puissance injectée sur le réseau pour les producteurs en basse tension. Des dérogations pour les toutes petites installations ou celles se raccordant dans des zones sans contraintes devront être étudiées.

L'observabilité du réseau reste un prérequis pour pouvoir son pilotage dynamique

- Les travaux sur la coordination de RTE et Enedis doivent se poursuivre et s'accélérer afin de garantir une gestion conjointe, pertinente et efficace des flexibilités.

## Table des illustrations

<i>Figure 1 Evolution de la file d'attente sous ORO</i>	<b>16</b>
<i>Figure 2 Capacité de flexibilités locales contractualisées et mobilisées dans le cadre d'AO</i>	<b>21</b>
<i>Figure 3 Déploiement DLR</i>	<b>22</b>
<i>Figure 4 Somme de la puissance maximale des sites écrétables en injection (EnR)</i>	<b>23</b>
<i>Figure 5 Pourcentage de postes HTA-BT téléopérables</i>	<b>25</b>
<i>Figure 6 Nombre de compteurs posés communicants les index journaliers</i>	<b>27</b>
<i>Figure 7 Taux de PDL BT&lt; 36 kVA (segment C5) dont la remontée de courbe de charge est activée</i>	<b>28</b>
<i>Figure 8 Fréquentation mensuelle des open data</i>	<b>31</b>