

RAPPORT

DÉCEMBRE 2023

Rapport d'évaluation de la performance des gestionnaires de réseaux sur le développement d'un réseau électrique intelligent



SOMMAIRE

TABLE DES MATIERES	2
SYNTHESE	3
INTRODUCTION	6
1. MESURES MISES EN PLACE DANS LA GESTION DE LA CRISE	7
1.1 UNE COMMUNICATION GRAND PUBLIC POUR SENSIBILISER AUX ENJEUX POUR LE RESEAU ELECTRIQUE	7
1.2 DES SOLUTIONS TECHNIQUES POUR SOULAGER LE RESEAU EN CAS DE TENSION	7
1.3 CAS DES ZNI	8
2. VERS DES RACCORDEMENTS OPTIMISES POUR ACCELERER L'INTEGRATION DES ENR ET DES NOUVEAUX USAGES DANS LE CONTEXTE DE LA DECARBONATION	9
2.1 ENJEUX AUTOUR DU RACCORDEMENT	9
2.2 UN DEVELOPPEMENT D'OFFRES DE RACCORDEMENT INTELLIGENTES QUI DEVRAIT S'ACCELERER	9
2.3 DES OFFRES DE RACCORDEMENT ADAPTEES POUR LES ACTIFS DE STOCKAGE	10
2.4 DES OFFRES DE RACCORDEMENTS ANTICIPES POUR REDUIRE LES DELAIS.....	11
2.5 DES OUTILS NUMERIQUES SE DEVELOPPENT AU SERVICE DU RACCORDEMENT.....	12
3. VERS DE NOUVELLES FLEXIBILITES ET DE NOUVEAUX OUTILS AU SERVICE DE LA TRANSFORMATION DES RESEAUX	14
3.1 MOBILISER LES NOUVELLES SOURCES DE FLEXIBILITE POUR REpondre A DES BESOINS TOUJOURS PLUS NOMBREUX ET VARIES.....	14
3.2 LES FLEXIBILITES POUR LA RESOLUTION DE CONGESTIONS LOCALES	15
3.3 LA MODULATION DE LA PRODUCTION ENR AU SERVICE D'UN DIMENSIONNEMENT OPTIMAL DES RESEAUX	16
3.4 L'OBSERVABILITE DU RESEAU, UNE NECESSITE POUR LE PILOTER DYNAMIQUEMENT	19
3.4.1 Communication aux utilisateurs de la planification des travaux et de leurs impacts	20
3.4.2 Détection de pannes à distance et bilan qualimétrique	20
3.4.3 Maintenance et identification prédictives de défauts.....	21
3.4.4 Dimensionnement du réseau.....	21
4. LA DONNEE AU CŒUR DE NOUVEAUX SERVICES POUR LES UTILISATEURS	23
4.1 LE COMPTEUR EVOLUE : PIERRE ANGULAIRE DES RESEAUX INTELLIGENTS	23
4.2 DES PLATEFORMES DEVELOPPEES PAR LES GESTIONNAIRES DE RESEAU AU SERVICE DES UTILISATEURS.....	25
4.3 LES OPEN DATA : UN LEVIER POUR DEMOCRATISER LES DONNEES DE L'ENERGIE	26
CONCLUSION ET LISTE DES RECOMMANDATIONS	28

SYNTHESE

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 importants : transport, bâtiment et process industriels notamment, ce qui se traduira par une forte augmentation de la production et de la consommation d'électricité, en plus de la décarbonation du mix électrique au sein de l'Union européenne.

Dans le cadre de cette transformation majeure du système électrique, les réseaux électriques se développeront fortement dans les années à venir pour 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, tout 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. Les réseaux intelligents, ou encore *smart grids*, accéléreront les raccordements, permettront de limiter autant que possible le besoin de nouveaux investissements dans les infrastructures de réseau et aideront les consommateurs à jouer un rôle actif dans cette transformation.

La CRE accorde la plus haute importance à l'enjeu de l'intelligence des réseaux d'électricité. Elle accompagne depuis plusieurs années le déploiement des réseaux intelligents, notamment par le suivi des expérimentations, la régulation incitative des gestionnaires de réseaux, le bac à sable réglementaire, avec un site internet¹ dédié.

Le présent rapport de la CRE porte sur la performance des gestionnaires de réseaux français dans le développement d'un réseau électrique intelligent. Il s'inscrit 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. Conformément à la directive, ce rapport sera mis à jour tous les deux ans.

Le rapport s'appuie sur une série limitée d'indicateurs fournis par les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité de plus de 100 000 clients. Ces indicateurs sont répartis en trois domaines clés : les raccordements aux réseaux, les flexibilités et outils de gestion des réseaux, et les services rendus aux utilisateurs.

Dans l'ensemble, les gestionnaires français sont bien positionnés au moment où leur transformation va s'accélérer. 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, au classement établi en 2022 par le Singapore Power Group².

Le rapport aborde en premier lieu les mesures mises en place lors de la gestion de la crise durant l'hiver 2022-2023. Il couvre dans un second temps les solutions pour l'optimisation des raccordements, avant de traiter du recours aux nouvelles flexibilités et aux outils de gestion du réseau. Enfin, la dernière partie est consacrée à la donnée et son rôle dans le développement de nouveaux services pour les utilisateurs.

Mesures mises en place dans la gestion de la crise

L'hiver 2022-2023 a été marqué par la crise énergétique causée par les conséquences de la diminution de l'approvisionnement de gaz russe en Europe et par la faible disponibilité du parc nucléaire français. Les gestionnaires de réseaux, aux côtés des pouvoirs publics et de la CRE, ont été en première ligne pour gérer cette situation. C'est pourquoi la CRE a souhaité souligner les actions menées durant cette période dans la première partie de ce rapport.

Vers des raccordements optimisés pour accélérer l'intégration des EnR et des nouveaux usages dans le contexte de la décarbonation

L'essor des énergies renouvelables (EnR) et l'électrification des usages génèrent une forte croissance des demandes de raccordement aux réseaux tant en nombre qu'en volume. La bonne gestion de ces raccordements aura un impact notable sur l'atteinte des objectifs que la France s'est fixés. Ces dernières années, la CRE a constaté une augmentation des délais de raccordement qui peut s'expliquer 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 et d'optimisation des coûts et des délais associés doivent être activés. En particulier, il faut généraliser les nouvelles offres de raccordement qui, en alternative des offres classiques, permettent d'optimiser la taille et le coût des infrastructures de raccordement, et de connecter plus d'installations tout en rationalisant les investissements en contrepartie de limitations ponctuelles d'injection ou de soutirage. **Ces solutions sont encore restreintes à certains cas d'usage, elles doivent être généralisées pour les consommateurs et les stockeurs, et facilitées pour tous les autres usages.**

¹ <https://www.smartgrids-cre.fr/>

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

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 *open data* ou de prestations spécifiques, doivent apporter un éclairage aux acteurs privés sur la faisabilité de leurs projets en amont de la demande de raccordement. À ce titre, la CRE attire l'attention sur la nécessité d'améliorer la qualité du service fourni par la plateforme « Caparéseau » notamment en s'assurant de la mise à jour régulière des données affichées.

Vers 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 aujourd'hui 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 la conduite du réseau 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.

En premier lieu, la CRE constate que les règles mises en place par les gestionnaires de réseaux permettent un accès efficace de toutes les formes de flexibilité aux différents marchés. La CRE continuera de veiller à ce que ces règles favorisent l'innovation.

La CRE note également que les gestionnaires de réseaux ont mené des appels d'offres pour des flexibilités locales permettant de résoudre des congestions sur le réseau. Cependant, ces appels d'offres restent ponctuels ou expérimentaux alors que le recours aux flexibilités jouera un rôle majeur pour limiter les investissements dans les infrastructures de réseau, qui seront de toute façon en très forte hausse. Pour la CRE, il importe que les gestionnaires de réseau fassent preuve de neutralité technologique lorsqu'ils arbitrent entre le recours aux flexibilités et le renforcement du réseau. **C'est pourquoi elle leur demande 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.**

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 constate un bon niveau d'intégration de l'intelligence dans l'exploitation des réseaux et de remontée des informations avec de nombreux projets industrialisés** ainsi que des programmes de R&D portant sur la maintenance prédictive et le dimensionnement des réseaux.

Enfin la CRE a demandé à RTE dans le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 6 HTB) de fournir des premières données permettant de caractériser le taux d'utilisation du réseau de transport. Cet indicateur, qui manque aujourd'hui de l'historique nécessaire à son utilisation, pourrait à l'avenir fournir des informations utiles sur la performance des gestionnaires de réseaux. La CRE continue donc de travailler en coordination avec RTE afin de mieux définir et caractériser l'évolution de ce taux d'utilisation des infrastructures.

La donnée au cœur de nouveaux services pour les utilisateurs

Le déploiement généralisé des compteurs évolués, pilier des technologies *smart grids*, est un grand succès dans notre pays qui rend possible une grande variété de nouveaux services aux utilisateurs. L'accès à des données fiables, de qualité et sécurisées est une condition *sine qua non* du développement de nouvelles offres et services intelligents au bénéfice conjoint du système électrique et du consommateur.

De manière générale, les gestionnaires de réseaux produisent de nombreuses données qui intéressent des parties prenantes diverses : Etat, collectivités territoriales, consommateurs domestiques ou professionnels, producteurs d'énergie, fournisseurs et responsables d'équilibre, fournisseurs de services, etc. **Une large partie de ces données est mise à disposition sur des plateformes en *open data*, outils particulièrement utiles et déjà largement développés par les gestionnaires de réseau d'électricité français.** La CRE attire l'attention sur la nécessité d'améliorer la qualité des données fournies aux utilisateurs ainsi que sur leur mise à jour régulière.

Le développement des réseaux intelligents nécessite, plus que par le passé, une excellente coopération entre les gestionnaires de réseaux. L'atteinte des objectifs détaillés ci-dessus ne pourra se faire sans cette coopération accrue. C'est le cas, par exemple, pour utiliser des outils communs à l'ensemble des gestionnaires de réseau et recourir de manière optimale aux ressources de flexibilité situées sur les réseaux de distribution. La CRE attend d'Enedis et de RTE, les deux principaux acteurs français, qu'ils soient exemplaires en la matière, et qu'ils initient une dynamique en coopération avec l'ensemble des gestionnaires de réseau.

7 décembre 2023

Le présent rapport est la première édition d’un exercice biannuel inscrit à 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. Il s’agira également d’intégrer des indicateurs communs à suivre par l’ensemble des régulateurs de l’UE, en cours d’élaboration par l’ACER³ et le CEER⁴.

³ Agence de coopération des régulateurs de l’énergie

⁴ Conseil des régulateurs européens de l’énergie

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 intelligents (« *smart grids* » en anglais).

Rendre les réseaux plus intelligents consiste à ajouter à la couche physique des réseaux historiques, une couche numérique à partir de laquelle il est possible de développer de nouvelles applications. Il s'agit d'un enjeu majeur pour la transition énergétique. Des réseaux électriques intelligents permettront d'accélérer les raccordements, de limiter les investissements et l'emprise physique des réseaux et de maintenir la qualité de service malgré des flux d'électricité complètement reconfigurés et bien moins prévisibles.

La CRE s'est 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 ;
- le site internet www.smartgrids-cre.fr, carrefour de l'information sur les réseaux intelligents.

Elle publie également des rapports et des feuilles de route pour accompagner des sujets comme le développement de la mobilité électrique et du stockage.

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 publiera tous les deux ans un nouveau 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 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. Le présent rapport est la première édition de ce nouvel exercice. 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.

Le déploiement de technologies pour les réseaux a vocation à en améliorer l'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.

L'élaboration des indicateurs a fait l'objet d'un long travail de réflexion et de concertation avec les gestionnaires de réseaux. Un panel d'acteurs plus large que les gestionnaires de réseaux a aussi été convié à un atelier de concertation organisé en juin 2022 afin de recueillir leurs propositions et réactions.

Ces travaux ont abouti à l'élaboration d'une liste d'indicateurs 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, iii) et 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.

Compte tenu de la situation énergétique exceptionnelle cette année, la CRE a souhaité également inclure dans ce premier rapport une partie dédiée aux outils et leviers mis en place par les gestionnaires de réseaux afin de mettre en avant leur rôle dans la gestion de la crise énergétique et du passage de l'hiver.

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, il s'agira d'intégrer les indicateurs communs en cours d'élaboration par l'ACER et le CEER.

1. MESURES MISES EN PLACE DANS LA GESTION DE LA CRISE

La situation exceptionnelle en 2022 marquée par une crise énergétique accentuée par les conséquences de la diminution des approvisionnements de l'Europe en gaz russe, ainsi que la faible disponibilité du parc nucléaire français a eu pour conséquence une fragilisation de la sécurité d'approvisionnement de la France en électricité lors de l'automne et de l'hiver 2022-2023. Les opérateurs de réseaux ont été en première ligne pour faire face à cette situation aux côtés des pouvoirs publics et de la CRE. C'est à ce titre que RTE a présenté le Plan d'Urgence de Sécurisation des Hivers (PUSH) aux pouvoirs publics. En plus de leurs missions de gestion et d'opération des réseaux, les gestionnaires de réseaux français ont encouragé les consommateurs à la sobriété, préparé des leviers pour éviter ou réduire l'ampleur de potentiels délestages, et, si ces derniers avaient été inévitables, les réaliser dans les meilleures conditions possibles. Pour ce faire, ils ont mis en place à la fois des actions de communication visant à sensibiliser le grand public aux enjeux pour le réseau électrique mais se sont aussi appuyés sur des solutions techniques.

1.1 Une communication grand public pour sensibiliser aux enjeux pour le réseau électrique

Un premier axe d'actions des gestionnaires de réseaux a été de sensibiliser à large échelle l'ensemble des consommateurs (résidentiels, entreprises, collectivités, industriels, etc.) aux enjeux auxquels a fait face le réseau électrique lors de l'hiver 2022-2023 mais aussi, et surtout, aux leviers à la main des consommateurs pour réduire les risques de délestages :

- réaliser des économies d'énergie grâce à la sobriété et à l'efficacité énergétique ;
- décaler la consommation afin de positionner l'usage de l'électricité au bon moment, et donc limiter les pointes de consommation ;
- adopter des gestes / mesures exceptionnels en cas de risque fort de délestage (réduire l'éclairage public, réduire autant que possible la température de chauffage, etc.).

Pilier de cette campagne de communication, le signal EcoWatt, dédié à la question de la sécurité d'alimentation en électricité, a été développé par RTE dans le but d'en faire un équivalent du signal de Vigilance de Météo France, et que ce signal soit réellement utilisé par les consommateurs d'électricité pour déclencher des actions de réduction ponctuelle de puissance. Un plan de partenariat très important a été lancé à la fin de l'été 2022 avec des grandes entreprises de tous secteurs et de nombreuses collectivités territoriales qui se sont engagées à réduire leur consommation d'électricité lors des alertes EcoWatt. L'application éponyme, développée à l'automne 2022, a été téléchargée sur plus de 3 millions de smartphones. EcoWatt dispose également d'une interface de programmation d'application (API) pour permettre à chaque développeur de solution informatique de récupérer automatiquement le signal et, s'il le souhaite, de modifier la programmation d'équipements en fonction des alertes. Cette API a effectivement été reprise par de nombreux partenaires pour communiquer sur les alertes, mais aussi pour modifier la programmation de la Gestion Technique des Bâtiments (GTB) dans les bâtiments tertiaires.

Par ailleurs, RTE a publié régulièrement, dès septembre 2022 et tout au long de l'hiver, les données de consommation d'électricité corrigée des aléas météorologiques permettant d'attester des efforts de sobriété des consommateurs français.

Enfin, plusieurs gestionnaires de réseaux (notamment Gérédis, SER et SRD) ont mis en place une cartographie relative à l'affichage des zones délestées ou à délester qui aurait permis aux consommateurs en cas de délestage tournant de vérifier facilement s'ils étaient concernés et sur quel créneau horaire.

1.2 Des solutions techniques pour soulager le réseau en cas de tension

Outre la communication et les appels aux écocgestes, les gestionnaires de réseaux français ont mis en place et préparé un panel de solutions techniques pour soulager le réseau aux heures de pointes et en cas de fortes tensions.

Une première action a été d'éviter l'enclenchement automatique des usages connectés au contact sec des compteurs (principalement les chauffe-eaux) lors des heures creuses méridiennes pour les clients concernés dotés d'un tarif heures pleines/heures creuses (HP/HC) du 15/10/2022 au 15/04/2023. Cette solution de décalage régulier de la consommation d'heures de tension pour le réseau vers des heures moins critiques a été mise en place par l'ensemble des gestionnaires de réseaux de distribution. Cela a permis d'éviter entre 1 et 2,5 GW de consommation entre 12h et 14h selon RTE, et ainsi de limiter la durée du « plateau du matin » de forte consommation électrique. Enedis annonce de son côté un gain confirmé de 2,4 GW à 12h30 sur son périmètre comptant 4,3M de clients disposant d'un contrat HP/HC avec des HC méridiennes. Cette solution a été permise par le déploiement quasi complet à la maille France des compteurs électriques évolués.

Si la situation venait à être très tendue (signal EcoWatt orange ou rouge), Enedis s'était préparé à l'application d'un ordre de baisse de tension de 5 % sur l'ensemble de son réseau sans conséquence pour les clients. Cette mesure aurait permis un gain estimé de 3 à 3,5 GW.

Enedis a aussi proposé et mis en place auprès de plus de 250 collectivités territoriales et autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE) un dispositif innovant relatif à l'éclairage public. Il permet, via le compteur communicant Linky, et uniquement à la demande de ces collectivités, l'extinction ciblée et temporaire de points d'éclairage public lors des jours EcoWatt orange et rouge. Expérimenté avec succès dans 3 départements cet hiver, Enedis pourra désormais proposer ce dispositif sur l'ensemble du territoire français pour les collectivités locales volontaires.

Les gestionnaires de réseaux s'étaient préparés à la solution de dernier recours que représentent les délestages programmés.

Enfin, une solution de limitation temporaire de la puissance des compteurs avait été expérimentée avec succès en 2018 à travers le projet SOLENN. Dans le cadre de ses rapports sur les démonstrateurs de réseaux intelligents en date du 11 juin 2020 et du 19 mai 2022, la CRE avait considéré que cette fonctionnalité pourrait être utile en alternative aux délestages, en protégeant certains usages et en garantissant une alimentation minimale aux consommateurs. Le gouvernement prévoit de demander à Enedis et RTE de réaliser une nouvelle expérimentation à grande échelle (200 000 clients résidentiels), afin de mesurer les effets de la limitation de puissance sur la consommation électrique et d'étudier la pertinence d'une mise en œuvre en cas de crise.

1.3 Cas des ZNI

Les réseaux des zones non interconnectés (ZNI) gérés et opérés par EDF SEI n'ont pas été concernés par la problématique du « passage de l'hiver ». Cependant du fait de leur caractère insulaire, des situations (sécheresse, grèves, incidents techniques) où l'équilibre offre-demande est menacé peuvent amener EDF SEI à faire un appel à la sobriété énergétique et mettre en place des solutions similaires à celles mises en place par les gestionnaires de réseaux en métropole cet hiver :

- Communication / appel à la sobriété ;
- Mise en place d'un signal d'état du système électrique de type « EcoWatt » à la Réunion, en développement sur les autres territoires.

2. VERS DES RACCORDEMENTS OPTIMISES POUR ACCELERER L'INTEGRATION DES ENR ET DES NOUVEAUX USAGES DANS LE CONTEXTE DE LA DECARBONATION

2.1 Enjeux autour du raccordement

La stratégie de neutralité carbone de la France repose sur l'électrification de secteurs aujourd'hui consommateurs d'énergie fossile (la mobilité et l'industrie notamment) et sur une décarbonation de notre mix électrique. De ce double objectif résultera une nécessaire hausse de la demande en électricité qui ne pourra se faire sans un développement significatif des énergies renouvelables (EnR)⁵.

La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), adoptée par décret le 21 avril 2020⁶, fixe des objectifs de développement d'électricité renouvelable importants par rapport aux capacités installées lors de son élaboration, avec un objectif total entre 101 et 113 GW en 2028 contre 48,6 GW fin 2017. Au 30 septembre 2023, on dénombrait quelques 23,3 GW d'éolien et 17,8 GW de photovoltaïque (PV) raccordés en France⁷. L'atteinte de ces objectifs implique une accélération significative du rythme de déploiement des EnR.

L'essor des énergies renouvelables et l'électrification des usages génère ainsi des demandes de raccordement aux réseaux importantes tant en nombre qu'en volume. Ces raccordements auront un impact notable sur l'atteinte des objectifs que la France s'est fixée et des retards dans leur mise à disposition serait préjudiciable. En 2021 et 2022, la CRE constate de manière générale que cette augmentation des demandes s'accompagne d'une augmentation des délais qui peut s'expliquer à la fois par un besoin 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, la CRE considère que tous les leviers d'anticipation et d'accélération des raccordements et d'optimisation des coûts et des délais associés doivent être activés. Parmi ces leviers figure le développement de nouvelles offres de raccordement en alternative des offres classiques (offres de raccordement de référence - ORR). En effet, les travaux du réseau réalisés dans le cadre des ORR sont dimensionnés pour que les utilisateurs puissent injecter ou soutirer à tout moment, et notamment pendant les périodes de pointe, au niveau de leur puissance maximale demandée lors du raccordement. Or, les sites de production EnR n'injectent à puissance maximale que quelques heures par an et les actifs flexibles n'ont généralement pas besoin d'injecter ou de soutirer à la puissance maximale à chaque instant. Certains actifs, notamment les stockages, sont également capables d'avoir un caractère contracyclique et peuvent être pilotés afin de s'assurer qu'ils participent au soulagement des contraintes de réseau.

2.2 Un développement d'offres de raccordement intelligentes qui devrait s'accélérer

Les offres de raccordement intelligentes (ORI) émergent comme une solution innovante à proposer au demandeur du raccordement. Elles sont un moyen efficace d'optimiser le dimensionnement des ouvrages propres 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 ainsi le développement des énergies renouvelables et des actifs flexibles tout en diminuant le coût pour la collectivité.

Le cadre réglementaire a déjà évolué pour permettre et faciliter le déploiement de ce type d'offres de raccordement pour les producteurs. En effet, l'arrêté du 12 juillet 2021⁸ détaille les conditions permettant à ces producteurs de demander une offre de raccordement alternative à modulation de puissance (ORA-MP). 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 écrêtée annuellement ne dépasse pas 5 % de la production annuelle de l'installation raccordée.

⁵ *Futurs énergétiques 2050*, RTE, février 2022

⁶ *Décret du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie*

⁷ *Registre national des installations de production et de stockage d'électricité au 30/09/2023*

⁸ *Arrêté du 12 juillet 2021 d'application de l'article D. 342-23 du code de l'énergie*

Plusieurs gestionnaires de réseaux proposent déjà ces offres aux producteurs et les ont intégrées à leur Documentation technique de référence (DTR). La CRE constate toutefois que le nombre de demandes pour ces dernières reste encore faible aujourd'hui. En effet, seuls EDF SEI et Enedis ont reçu des demandes en 2022 avec respectivement 3 et 22 demandes (à titre de comparaison, Enedis a reçu 688 demandes de raccordements pour des installations photovoltaïques à raccorder en haute tension (HTA) sur 2022). Sur les 3 demandes reçues par EDF SEI, seule une était compatible avec les seuils définis par l'arrêté susmentionné. De son côté, Enedis a émis 3 propositions techniques et financières (PTF) qui ont été acceptées, 2 demandes sont encore en cours d'étude et 17 demandes n'ont pas abouti, soit en raison d'un manque de pertinence de l'offre en comparaison avec le raccordement sans limitations (8 cas sur 17) ou d'un non-respect du seuil de puissance de l'arrêté susmentionné (6 sur 17). Sur les 3 PTF émises et acceptées en 2022, Enedis évalue les économies réalisées sur les coûts de raccordement à 3,3 M€. Le gestionnaire de réseau réséda a également expérimenté le raccordement d'un parc éolien intégrant des limitations ponctuelles à l'injection afin d'optimiser le rapport entre investissement et productible injectable. Cette offre de raccordement a permis une économie de 730 k€ par rapport au raccordement de référence, soit 42 % des coûts de raccordement. Lorsqu'elles sont possibles, ces offres permettent ainsi des économies importantes de coûts et de délais.

La CRE se réjouit de l'intégration de ces offres de raccordement à modulation de la puissance dans la procédure de raccordement des producteurs EnR de plusieurs gestionnaires de réseau. Elle appelle ceux ne l'ayant toujours pas fait à les intégrer.

De plus, la CRE constate un nombre encore faible de demandes et d'offres de raccordement à modulation de la puissance acceptées. **Elle recommande la suppression du plafond en puissance de l'arrêté du 12 juillet 2021 conformément à l'avis qu'elle a déjà exprimé en 2020⁹ jugeant ce plafond non pertinent et engendrant un encadrement excessif de ces offres qui limite la possibilité d'y recourir, ce qui a été constaté.**

De son côté, RTE a commencé à proposer des offres de raccordement intelligentes également aux consommateurs, des premières propositions de raccordements ont été acceptées en 2022 : la première concerne le raccordement d'un industriel souhaitant décarboner son process et la seconde concerne le raccordement d'un électrolyseur. RTE a proposé, à la demande des clients souhaitant limiter les travaux de raccordement et les coûts et délais associés, des solutions de raccordement intégrant des limitations au soutirage en cas de contraintes. **La CRE accueille favorablement cette prise d'initiative de RTE et appelle à la généralisation de ces offres pour les consommateurs en particulier dans un contexte de décarbonation de l'industrie.**

2.3 Des offres de raccordement adaptées pour les actifs de stockage

Les dispositifs de stockage sont pilotables et flexibles. Moyennant des outils de pilotage adaptés et un fonctionnement conforme aux attentes des gestionnaires de réseaux, ces installations ne devraient pas générer de contraintes sur le système électrique, elles ont même la capacité de résoudre des contraintes sur le réseau. Pourtant, pour dimensionner leur raccordement, les gestionnaires de réseaux ne tiennent généralement pas compte des caractéristiques de ces dispositifs. Ainsi, les études de raccordement ont historiquement été les mêmes que celles qui sont menées pour le raccordement d'usages non flexibles. En pratique, les études des gestionnaires de réseaux se basent sur des scénarios dans lesquels les contraintes générées par ces installations sont maximales. Par exemple, on suppose que le stockage soutire ou injecte à la puissance maximale quand le nœud du réseau est saturé respectivement en soutirage ou en injection.

L'essor du stockage stationnaire et la saturation du réseau public de transport par endroits à l'injection a conduit RTE à développer des offres de raccordement optimisées pour les stockages permettant leur raccordement dans des zones saturées en contrepartie de limitations quelques heures par an en cas d'apparition de contraintes. Plusieurs offres de raccordement optimisées ont été acceptées en 2023. RTE a également fait évoluer les règles de participation aux services système afin de permettre aux stockages ayant accepté ce type d'offres d'y participer. En effet, les services système et plus particulièrement la réserve primaire restent aujourd'hui le premier levier de valorisation des installations de stockage en France et en Europe. **Rendre les règles de services système et plus généralement les règles de participation aux différents marchés de flexibilité compatibles avec les spécificités de ces nouvelles offres de raccordement est ainsi un enjeu important. La CRE se réjouit de ces récentes évolutions et continuera de s'assurer de la généralisation de ces offres et de leur amélioration.**

⁹ Délibération de la CRE n°2020-122 du 28 mai 2020 portant avis sur le projet d'arrêté relatif aux offres de raccordement alternatives pris en application de l'article D. 342-23 du code de l'énergie

Ces offres de raccordement pour les stockages ou les infrastructures de recharge de véhicules électriques sont encore au stade de l'expérimentation sur les réseaux publics de distribution. Enedis expérimente notamment, dans le cadre du bac à sable réglementaire¹⁰, une nouvelle méthode d'étude de raccordement prenant en compte le caractère contracyclique d'une installation de stockage et ses courbes de fonctionnement envisagé permettant son raccordement dans une zone saturée à l'injection un certain nombre d'heures par an. **La CRE considère que les résultats de cette expérimentation, qui présente un réel intérêt pour l'intégration des nouveaux usages à un coût optimisé pour la collectivité, devront être rapidement généralisés.**

2.4 Des offres de raccordements anticipés pour réduire les délais

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.**

Dans un contexte de décarbonation de l'industrie, le recours à ces raccordements anticipés peut également s'avérer pertinent pour le raccordement de consommateurs. En effet, les zones de décarbonation sont aujourd'hui des zones de fortes demandes de raccordement liées à l'électrification d'industriels existants et au développement de nouveaux usages (dont production d'hydrogène), nécessitant des travaux de grande ampleur sur le réseau public de transport. **La CRE demande aux gestionnaires de réseaux, en particulier RTE, de proposer, lorsqu'ils sont possibles, des raccordements anticipés dans ces zones pour les consommateurs qui en font la demande.** Ces offres de raccordements anticipés ne sauraient toutefois se substituer à la réalisation de l'ensemble des travaux de raccordement dans les meilleurs délais.

¹⁰ [La loi du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat](#), dite « loi Energie-Climat », a introduit un dispositif d'expérimentation réglementaire (aussi appelé « bac à sable ») dans le secteur de l'énergie. Ce dispositif prévoit que la CRE puisse accorder des dérogations aux conditions d'accès et à l'utilisation des réseaux et installations pour déployer à titre expérimental des technologies ou des services innovants en faveur de la transition énergétique et des réseaux et infrastructures intelligents, pour une durée maximale de 4 ans renouvelable une fois. Ce nouveau dispositif apporte un cadre juridique adapté aux projets permettant de tester des innovations qui nécessiteraient in fine des évolutions du cadre réglementaire et législatif applicable.

Focus ORI – Offre de Raccordement Intelligente

A la différence d'une offre de raccordement de référence qui garantit à l'installation la possibilité d'injecter ou soutirer 100 % de sa capacité à tout moment, les ORI se caractérisent par un bridage de la puissance injectée/soutirée à certains moments. Pour la CRE, il importe de différencier les ORI selon la nature du bridage qui peut être de deux natures.

Dans un premier cas, le **bridage** peut être **dynamique**, la puissance de raccordement est alors égale à la puissance installée mais des limitations de la puissance injectée et/ou soutirée peuvent intervenir sur certaines périodes à la demande du gestionnaire de réseau. Les ORA-MP susmentionnées sont un exemple d'ORI par bridage dynamique.

Dans le second cas, le **bridage** est **statique** : la solution de raccordement garantit une puissance d'injection et de soutirage à l'installation mais celles-ci varient selon un calendrier défini lors de l'offre de raccordement. C'est la solution qui a été choisie par RTE pour définir l'offre de raccordement offerte aux stockeurs dans le cadre de son premier AO flexibilité locale sur la zone de Perquie ainsi que pour ses « offres de raccordement optimisées » (ORO).

Dénomination de l'Offre de Raccordement		Gestionnaire de réseau	Utilisateurs concernés	Type de limitation	Type de bridage
Offre de Raccordement de Référence : ORR		Tous	Tous les utilisateurs	Raccordements sans aucune limitation	
Offres de Raccordement Intelligentes : ORI	Offre de Raccordement Alternative à Modulation de Puissance : ORA-MP	En théorie, tous les gestionnaires de réseaux peuvent en proposer. En pratique : uniquement Enedis, EDF SEI et SRD les proposent jusqu'ici	Producteurs EnR	Pérennes	Dynamique
	Offre de Raccordement Optimisée : ORO	RTE	Stockeurs	Pérennes	Statique
Offres de Raccordement Anticipées : ORA Les utilisateurs sont raccordés avant la fin des travaux de raccordement.		Tous	Tous les utilisateurs	Temporaires (dans l'attente de la réalisation des renforcements de réseaux)	Dynamique (ou statique)

Tableau 1 : Typologie des offres de raccordement existantes

2.5 Des outils numériques se développent au service du raccordement

Le développement des EnR mais aussi des nouvelles sources de flexibilités (stockage notamment) et de la mobilité électrique qui nécessite le déploiement d'infrastructures de recharge conduisent les gestionnaires de réseaux à devoir traiter un nombre toujours plus important de demandes de raccordement. Ces demandes nécessitent la réalisation d'études techniques qui déterminent le coût et le délai du raccordement, deux critères essentiels pour déterminer la faisabilité et la viabilité économique des projets. Or ces études requièrent du temps et des moyens à la fois du côté des gestionnaires de réseaux pour les réaliser et du côté des développeurs pour fournir les éléments nécessaires. Afin de rationaliser les demandes déposées et limiter les demandes qui *in fine* n'aboutiraient pas, les gestionnaires de réseaux mettent à disposition des solutions pour permettre aux développeurs d'évaluer en amont de leur demande les capacités d'accueil du réseau.

C'est en ce sens que RTE ou SER proposent des études exploratoires « Flash » qui donnent un estimatif du coût, de la solution technique et du délai de raccordement en examinant principalement les contraintes de transit de courant et la capacité des ouvrages existants à satisfaire la demande. Ces études sont non engageantes pour les deux parties. Cette solution permet au client de disposer relativement rapidement (sous 6 semaines contre 3 mois pour l'obtention d'une Proposition technique et financière) d'une notion de faisabilité du projet.

Une autre solution est la mise à disposition par les gestionnaires de réseaux d'outils « *self care* » qui permettent aux acteurs souhaitant demander un raccordement d'évaluer eux même les contraintes auxquelles leur projet pourrait faire face. Enedis a récemment développé deux outils de ce type :

- « Tester mon raccordement¹¹ », outil cartographique en accès libre via les portails d'Enedis pour les raccordements d'une puissance inférieure à 2 MW, ainsi que pour les cas d'autoconsommation individuelle en basse tension (BT) ;
- « Capten¹² » outil du même type, pour les entreprises et les collectivités proposant une cartographie fournissant les capacités, à l'injection et au soutirage, disponibles sur le réseau haute tension A (HTA) et basse tension (BT).

Les premiers retours des acteurs sur ces outils sont globalement positifs et soulignent leur intérêt en partie du fait qu'ils donnent accès à une cartographie détaillée du réseau BT et HTA. Ces outils se trouvent toutefois parfois limités par l'absence de prise en compte d'éventuelles contraintes présentes sur le réseau de transport et des projets en file d'attente, deux facteurs pouvant avoir des impacts significatifs sur les travaux nécessaires pour raccorder une installation. **La CRE demande donc à Enedis de poursuivre ses efforts de développement pour améliorer davantage la performance de ces outils.**

De son côté, RTE propose l'outil « Caparéseau¹³ », alimenté également par les gestionnaires de réseaux de distribution, qui donne accès aux capacités d'accueil en injection disponibles sur le réseau haute tension B (HTB) et HTA. Cette cartographie couvre 100 % des postes sources de France métropolitaine. L'intérêt de cet outil dépend fortement de la fréquence de mise à jour des données qu'il contient. Cette fréquence est aujourd'hui jugée insuffisante par les acteurs. **Afin garantir la pertinence et l'utilité de cet outil, la CRE demande à RTE de s'assurer de la fiabilité des données publiées et de leur mise à jour très régulière.**

Enfin, EDF SEI a quant à lui fourni, dans le cadre des appels d'offre portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de stockage en ZNI, une cartographie des zones favorables et défavorables (postes sources avec une capacité de transformation résiduelle faible ou zones nécessitant des renforcements HTB) à des raccordements. Cette cartographie couvre les territoires de La Réunion, de Martinique, de Corse, de Guadeloupe et de Guyane, et couvrent 100 % des postes sources. **La CRE accueille favorablement la publication de telles cartographies visant à aider les demandeurs à identifier les meilleurs emplacements pour leurs projets, et appelle les gestionnaires de réseaux n'en disposant pas d'engager les travaux nécessaires pour les mettre en œuvre.**

¹¹ [Bienvenue sur l'espace de connexion Enedis](#)

¹² Accès limité aux collectivités et aux entreprises via le portail dédié transmis par Enedis au demandeur de raccordement

¹³ [Capacités d'accueil en production du réseau \(capareseau.fr\)](#)

3. VERS DE NOUVELLES FLEXIBILITES ET DE NOUVEAUX OUTILS AU SERVICE DE LA TRANSFORMATION DES RESEAUX

3.1 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.

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 :

Puissance cumulée en MW	RTE	
	2021	2022
Puissance cumulée des IRVE certifiés pour la participation aux services systèmes (par marché)	0,1	0,1
Puissance cumulée des stockages certifiés pour la participation aux services systèmes (par marché)	108	332
Puissance cumulée des effacements de consommation certifiés pour la participation aux services systèmes (par marché) avec EDR diffus	6	14
Puissance cumulée des effacements de consommation certifiés pour la participation aux services systèmes (par marché) avec sites RPT	126	126
Puissance cumulée des effacements de consommation certifiés pour la participation au mécanisme d'ajustement	5900	6200
Puissance cumulée des effacements de consommation certifiés pour la participation à NEBEF (Notification d'Echange de Blocs d'Effacement).	3700	5700
Puissance cumulée des IRVE, stockages, et effacements de consommation certifiés participants aux AO « Flexibilité locale » <i>*l'AO expérimental flexibilité locale de RTE lancé en 2022 est encore en cours d'attribution.</i>	0*	0*

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

Cet indicateur met en lumière les principaux éléments suivants :

- les effacements de consommation déjà bien développés continuent leur progression notamment via le mécanisme d'ajustement et NEBEF (Notification d'Echange de Blocs d'Effacement).
- le stockage connaît une évolution croissante portée par la réserve primaire (FCR), aujourd'hui majoritairement fournie par des batteries. Les volumes de capacités certifiées devraient augmenter d'avantage compte tenu des nombreux projets en développement et leur déploiement est en passe de s'accélérer avec l'ouverture prochaine du marché de la réserve secondaire (aFRR) et le développement des Appels d'Offres flexibilités locales. Ce développement en réponse à des signaux de marché favorables témoigne de l'absence de freins à leur participation à ces marchés ;
- la participation des IRVE à ces marchés est encore marginale mais est amenée à se développer avec l'électrification du parc automobile qui a débuté. La participation des IRVE à des marchés de flexibilité explicite dépendra aussi du niveau de pilotage moyen de la flotte de véhicules électriques¹⁴.

Les règles d'accès aux différents marchés doivent continuer à faciliter le développement et la participation de nouvelles capacités et favoriser l'innovation. La CRE encourage également l'expérimentation de nouvelles règles dans le cadre du bac à sable réglementaire¹⁵.

¹⁴ Pilotage de la recharge de véhicules électriques, décembre 2020, Enedis

¹⁵ Dispositif d'expérimentation réglementaire - CRE

3.2 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 (par exemple des zones rurales avec peu de consommation et de nombreux sites photovoltaïques et éoliens lors de périodes fortement ensoleillées et/ou venteuses) 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 remplacement d'un investissement réseau.

Enedis a été le premier gestionnaire de réseaux à lancer un chantier sur le sujet, celui-ci a démarré en novembre 2018 par un appel à contributions qui s'est suivi des étapes suivantes :

- Novembre 2019 : publication d'un recensement d'intérêt pour 6 zones présentant des besoins de flexibilité ;
- Mars 2020 : lancement d'un premier appel d'offres pour 5 zones. Des lauréats ont été sélectionnés sur 2 zones pour des contrats sans réservation de capacité avec des acteurs locaux ;
- 2021 : nouvel appel d'offres sur les 3 zones pour lesquelles il n'y avait pas eu de candidat. Aucune offre n'a été proposée ;
- Mars 2022, Enedis a relancé un appel d'offres sur 3 zones (2 zones déjà publiées en 2021 et 1 nouvelle zone). Le candidat sélectionné sur la zone de Paris-Breteuil n'a finalement pas été en mesure de constituer son portefeuille (ensemble des capacités participant à fournir le service) dans les temps, l'AO a finalement donc été déclaré infructueux.

Capacités contractualisées et mobilisées en MW	2021	2022
La puissance cumulée des flexibilités contractualisées à l'issue de chaque AO par sens (hausse/ baisse) (en MW)	6,1	6,1
La somme de l'énergie activée dans l'année pour les flexibilités locales par sens (hausse / baisse) (en MWh)	1,9	0

Tableau 3 : Capacité de flexibilités locales contractualisées et mobilisées dans le cadre d'Appels d'offres

En mars 2023, Enedis a lancé un appel d'offres sur 11 zones. Pour tenir compte du retour des acteurs concernant les précédents appels d'offres, Enedis a allongé le délai de constitution des périmètres à 12 mois et introduit la possibilité d'avoir plusieurs lauréats par zone géographique. A date, 6 lauréats ont été sélectionnés pour 5 besoins, parmi les lauréats on retrouve notamment un stockeur (NW) et un agrégateur de flexibilités diffuses (Voltalis), quant aux marchés pour les 6 autres besoins ont été déclarés infructueux.

Enedis publie également les opportunités de flexibilités sur un site dédié¹⁶. L'ensemble des opportunités de tous types (report d'investissement, flexibilité en lien avec l'exploitation, etc.), et à tous les états d'avancement (terminées, en cours et envisagées), est disponible en libre accès sur ce site. Enedis met à disposition, pour chaque zone d'opportunité, des données géographiques et techniques ainsi que des outils à même d'aider les acteurs de marchés dans leur participation aux appels au marchés d'Enedis. Les données intégrées à l'outil sont mises à jour une fois par an pour tenir compte des nouveaux raccordements sur la zone, des éventuelles restructurations du réseau ainsi que des nouvelles opportunités ayant émergé sur la période. Cette cartographie couvre 100 % des postes sources et départs HTA.

La CRE se réjouit des efforts menés par Enedis pour le lancement de l'appel d'offres 2023 en tenant compte du retour des acteurs et des outils mis à disposition des acteurs. La CRE appelle Enedis à généraliser ces appels d'offres à développer l'ensemble des opportunités pour la flexibilité sur son réseau.

A la demande de la CRE, RTE a également démarré un processus d'élaboration d'appels d'offres expérimentaux de flexibilité locale. Un appel d'offres a été lancé sur la zone de Perquié de juin 2022 à juin 2023 et son attribution est en cours. La CRE estime que ces appels d'offres expérimentaux sont des premiers signaux positifs aux acteurs. **C'est pourquoi la CRE demande aux gestionnaires de réseau 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.**

¹⁶ <https://flexibilites-enedis.fr/>

Dans sa délibération du 21 janvier 2021¹⁷ portant décision sur le TURPE 6 HTB, la CRE avait également demandé à RTE la publication d'une carte des contraintes sur l'ensemble du réseau public de transport. L'objectif d'une telle carte était de favoriser le développement de capacités de flexibilités. En effet pour les développeurs de projets de stockage et les opérateurs de flexibilités, une zone congestionnée peut représenter une opportunité de revenus en participant à la résoudre. Cette carte¹⁸ a été finalisée par RTE en fin d'année 2022 et intègre, à date, les contraintes résiduelles à un horizon de 3 à 5 ans sur les ouvrages de raccordements des producteurs EnR réalisés dans le cadre des schémas régionaux de raccordement des énergies renouvelables aux réseaux (S3REnR). Cette carte ne permet pas, à ce stade de son développement, de remplir sa mission initiale qui est de faciliter le développement de capacités de flexibilités en indiquant des zones où un besoin de flexibilité pourrait être requis par RTE.

La CRE considère que la cartographie de RTE doit être enrichie afin de lui servir de fondement pour l'identification des futures zones pour le lancement de nouveaux appels d'offres de flexibilités locales et plus largement le développement de mécanismes de marché dédiés à la résolution de ces congestions en complément du réseau. Ces cartographies doivent par ailleurs être mises à jour plus régulièrement afin de fournir un service fiable aux acteurs.

3.3 La modulation de la production EnR au service d'un dimensionnement optimal des réseaux

Les principales sources d'énergie renouvelable 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. **La CRE considère donc que le recours à cette solution de flexibilité doit être systématiquement examiné dans l'ensemble des 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.**

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.

Pour mettre en place ce levier, RTE a développé la solution numérique NAZA (Nouvel Automate de Zone Adaptatif). En cas d'apparition de surplus de production qui ne pourrait être transporté par le réseau - par exemple lors d'un pic de production au moment d'un épisode venteux - NAZA pilote automatiquement la production des énergies renouvelables des sites éoliens et photovoltaïques pour la réduire ponctuellement.

Les sites pouvant être pilotés et écrêtés sont équipés d'un DEIE (Dispositif d'Echange d'Information d'Exploitation) qui permet l'automatisation de la transmission des informations concernant l'état de fonctionnement de l'installation. Si cette solution équipe une majorité des sites raccordés en HTA et HTB, aucune solution n'est aujourd'hui disponible pour piloter la production en basse tension, bien que le gisement soit important (près de 49 % de la puissance photovoltaïque installée en métropole sont des installations inférieures à 1 MW). **Compte tenu de l'importance du gisement de production en basse tension, la CRE appelle les gestionnaires de réseaux de distribution à développer conjointement une solution de pilotage de ces producteurs qui permettrait également de leur proposer des offres de raccordement intelligentes ou encore des offres de raccordement anticipé en attendant la réalisation des renforcements.**

¹⁷ Délibération de la CRE n° 2021-12 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB)

¹⁸ <https://www.contraintes-reseau-s3renr-rte.com/>

Le graphique ci-dessous présente pour chaque gestionnaire la somme de la puissance maximale des sites EnR écrêtables en injection :

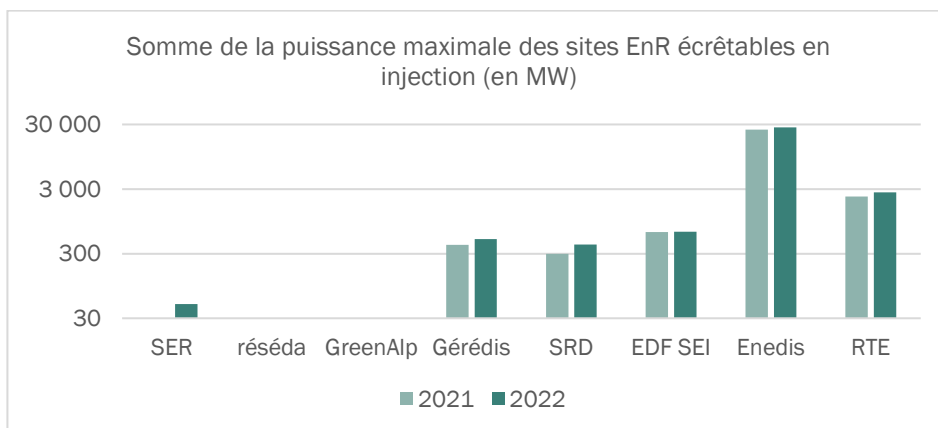


Figure 2 : Capacité à faire de l'écrêtement d'EnR dans le cadre du dimensionnement optimal du réseau

Certains gestionnaires de réseaux ont réalisé des études prospectives démontrant l'absence à moyen terme de congestion liée à l'évacuation des EnR sur leur territoire, d'où le faible volume d'EnR écrêtables sur leurs réseaux.

Le recours au dimensionnement optimal chez RTE devrait apporter des gains significatifs pour le système électrique : RTE estime ce gain à près de 7 milliards d'euros pour la collectivité sur quinze ans. **Compte tenu de l'importance que revêt le dimensionnement optimal, la CRE demande à RTE d'assurer un suivi régulier des bénéfices apportés par son déploiement et de le partager avec l'ensemble des acteurs de marché.**

L'intégration de cette flexibilité est aujourd'hui au stade de l'expérimentation sur le réseau d'Enedis. En effet, avec son projet Réflex, Enedis teste 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. **La CRE se félicite de l'avancement du projet Reflex et demande à Enedis de généraliser et d'industrialiser les solutions correspondantes.**

Focus ZNI

Les écrêtements d'EnR peuvent aussi servir de solution pour garantir la stabilité et la sécurité du réseau notamment lorsque ces énergies représentent une part très importante de l'énergie injectée à un instant *t* sur le réseau. Si cette situation ne se rencontre encore que très peu en métropole, les réseaux insulaires y sont déjà confrontés du fait d'une situation géographique souvent propice au développement d'EnR et de caractéristiques techniques propres aux réseaux de petite taille. Pour répondre à ces enjeux et faciliter l'insertion des EnR photovoltaïques et éoliennes sur les réseaux des ZNI, EDF SEI a développé et mis en service des solutions innovantes en étroite lien avec la R&D :

- divers automates pour assurer la stabilité du réseau ;
- des outils de prévisions et d'analyse en temps-réel permettant de suivre les contraintes et limites en inertie, réserves rapide et lente permettant d'activer les leviers nécessaires au respect de la politique de risques d'EDF SEI ;
- des moyens de stockage permettant d'assurer les besoins en réserve rapide (réglage primaire de fréquence), d'arbitrage (report de charge) et à terme de réserve lente (maîtrise de l'intermittence et besoins en flexibilité) ;
- de la compensation synchrone pour répondre aux besoins en inertie (projet en cours en Guadeloupe) ;
- un outil de conduite permettant d'assurer l'observabilité des EnR, de calculer le taux de pénétration des EnR non-synchrones en temps réel et de proposer et mettre en œuvre les limitations nécessaires pour maîtriser les risques sûreté système.

Face aux défis de l'intégration des EnR fatales, les PPE des ZNI prévoyaient en 2021 et 2022 la possibilité pour EDF SEI d'écrêter des EnR à partir d'un seuil de 35 % de pénétration. Or comme le montre tableau ci-dessous, grâce aux solutions développées et mises en place, EDF SEI n'a pas eu systématiquement recours aux écrêtements lorsque le critère défini par la PPE était atteint.

Nombre d'heures	2021			2022		
	Critère PPE atteint	Avec écrêtements	Taux d'EnR écrêtées	Critère PPE atteint	Avec écrêtements	Taux d'EnR écrêtées
Corse	350h	261h	1,46 %	500h	300h	1,77 %
Réunion	4h	-	0 %	5h	-	0 %

Tableau 4 : Ecrêtements liés au taux de pénétration instantanée des EnR fatales en ZNI

Ces résultats témoignent du potentiel des solutions smartgrids innovantes pour l'intégration massive des renouvelables sur les réseaux, permettant à EDF SEI d'opérer en toute sécurité son réseau même avec une très forte part d'EnR sur son réseau par moment (cf. figure ci-dessous).

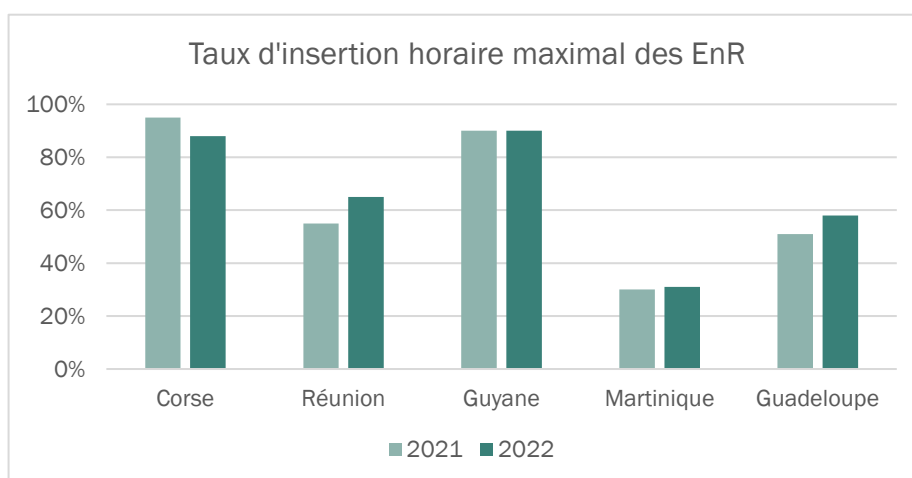


Figure 3 : taux d'insertion horaire maximal des EnR en ZNI

3.4 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 de répartition et de livraison, postes sources, postes de distribution publique, transformateurs, canalisations, câbles, stations de compression, postes de détente, 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 (SIG). 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 pour certaines catégories d'actifs, des données essentielles à la bonne conduite du réseau peuvent être remontées en quasi-temps réel (i.e. en moins de 30 minutes) :

	réséda	SRD	EDF SEI	Enedis	RTE
Données de comptage des sites de consommation	HTA: 100% BT>36 kVA: 100% BT<=36 kVA : 40%	HTA: 100% BT>36 kVA: 100% BT<=36 kVA: 58%	HTA : 98,4% BT>36 kVA : 99,1% BT<=36 kVA : 71,2%	HTA: 95% BT>36 kVA: 95% BT<=36 kVA: 93%	97%
Données de comptage des sites de production ou de stockage	100%	HTA: 100% BT>36 kVA: 100% BT<=36 kVA: 58%	HTA : 100% BT>36 kVA: 100%	HTA: 95% BT>36 kVA: 95% BT<=36 kVA: 99%	93%
Données de transit des postes sources	100%	100%	100%	100%	
Données de transit des postes HTA / BT	0%	0%	0%	0,25%	
Données de transit des lignes HTA ou HTB	100%	100%	100%	100%	97%
Données de transit des lignes BT	0%	0%	0%	0,1%	

Tableau 5 : Nature et % de données disponibles en quasi-temps-réel en 2022

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 :

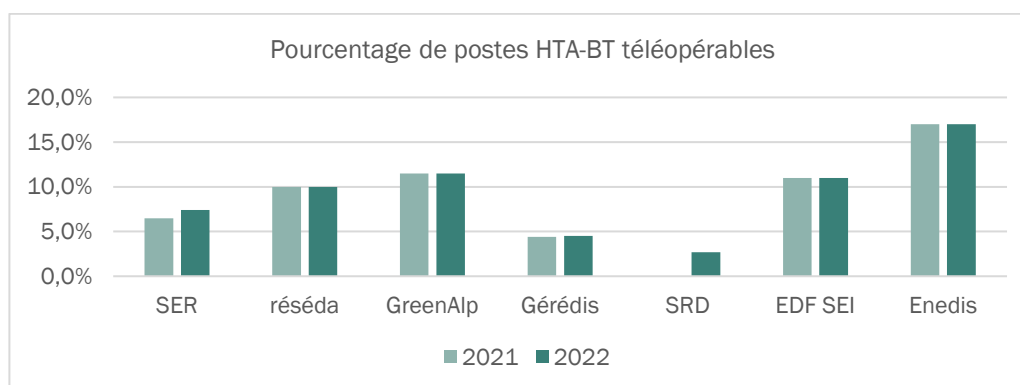


Figure 4 : Pourcentage de postes HTA-BT téléopérables sur les réseaux publics de distribution

Focus *Dynamic Line Rating*

Lorsqu'une ligne transporte beaucoup d'électricité, les câbles s'échauffent, s'allongent et se rapprochent du sol. La température d'un câble dépend des conditions météorologiques et de la quantité d'électricité qui le traverse. Jusqu'à présent, RTE définissait à partir d'un historique météorologique par saison, la quantité de courant ou capacité de transit maximale admissible dans chaque ligne aérienne permettant de garantir le respect des distances réglementaires et de préserver la sécurité des biens et des personnes.

Désormais, RTE installe et utilise des capteurs *Dynamic Line Rating* (DLR) sur certaines de ses lignes HTB. Ces capteurs permettent de détecter les moments où le vent souffle et refroidit les lignes et d'accroître la capacité de transit autorisée et donc de transporter plus d'électricité. Dans ces conditions, le DLR permet d'optimiser les capacités d'accueil de production éolienne tout en limitant les besoins d'adaptation du réseau. Les capacités calculées à chaque instant grâce aux données collectées par le DLR sont transmises directement au centre régional de pilotage du réseau électrique très haute tension.

Cette solution n'est toutefois pas pertinente pour l'ensemble des lignes HTB du réseau et n'est pas systématiquement efficace. Le choix des lignes à équiper s'appuie sur une analyse coûts-bénéfices et du relevé topographique complet et précis des lignes pour en maîtriser la géométrie dans les différentes situations d'exploitation. En 2022, 10 lignes, représentant 266 km, en étaient équipées contre 8 pour 211 km en 2021.

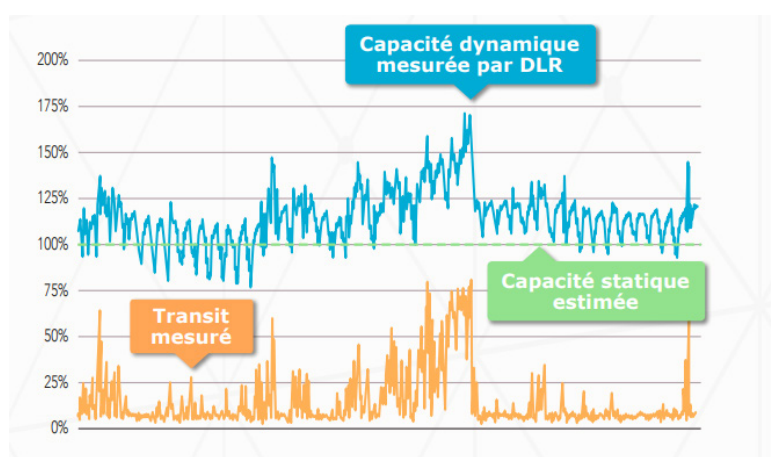


Figure 5 : Capacité de transit d'une ligne 63 kV sur deux mois (source *SDDR 2019*, RTE)

L'intégration de ces nouvelles données trouve son utilité dans de multiples cas d'usage pour les gestionnaires de réseaux. Certains sont aujourd'hui déjà matures et déployés sur l'ensemble du réseau électrique quand d'autres sont encore au stade de R&D et de projets pilotes.

3.4.1 Communication aux utilisateurs de la planification des travaux et de leurs impacts

Une première application est le développement d'outils cartographiques permettant aux utilisateurs d'être informés et de se renseigner sur la planification des travaux sur le réseau et des potentiels impacts sur leur alimentation. La mise à jour est automatisée mais la fréquence varie d'un gestionnaire de réseaux à l'autre : elle est quotidienne chez réséda et SER, hebdomadaire chez Gérédis et mensuelle chez GreenAlp.

3.4.2 Détection de pannes à distance et bilan qualimétrique

Le déploiement de très nombreux capteurs sur les réseaux HTB et HTA permet de détecter et géolocaliser plus rapidement les incidents. Plusieurs gestionnaires de réseaux (RTE, Enedis, SRD, réséda, SER) ont déjà déployé sur le réseau des solutions permettant la remontée en temps réel de ces incidents.

L'utilisation des données issues des compteurs intelligents et communicants permet d'améliorer le calcul des taux et durées des coupures. Par ailleurs, chaque compteur évolué dispose de son propre tableau de bord qualimétrique qui enregistre et horodate toutes les coupures d'alimentation amont qu'il subit.

3.4.3 Maintenance et identification prédictives de défauts

L'augmentation exponentielle de données auxquelles ont accès les gestionnaires de réseaux leur donne l'occasion d'appliquer des outils et méthodes d'intelligence artificielle et de *big data*. Ces derniers sont particulièrement pertinents pour réaliser des actions de maintenance et identifier des défauts de manière prédictive sur des équipements du réseau. Parmi ces outils figurent :

- 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, sera étendu au réseau HTA prochainement.
- 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 comptage, 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 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.

Par ailleurs, de nombreux projets de recherche et développement sont aujourd'hui en cours :

- Gérédis a lancé le programme APOLLO pour élaborer des modèles de prédiction pour la gestion des défauts et pour la maintenance ;
- à travers les projets KAPLA et MONA (*Management and optimisation of Network Asset*) faisant partie d'un programme de R&D collaboratif lancé fin 2022, RTE et Gérédis font appel à l'utilisation de l'intelligence artificielle pour la gestion des actifs (optimisation des programmes de maintenance et des cycles d'investissement / renouvellement). Bien qu'encore au stade de R&D, l'outil MONA, développé en partenariat avec la startup Cosmo Tech, trouve déjà des applications concrètes, et a notamment permis de conforter les orientations du « Plan corrosion » de RTE ;
- SER a engagé depuis 2022, un projet nommé GAIA, dont le but est d'utiliser les données issues du réseau afin d'optimiser la maintenance et le renouvellement du réseau.

3.4.4 Dimensionnement du réseau

Les données issues des compteurs ou télémesures sont utilisées pour caler les modèles de charges à partir de l'élaboration de profils de consommation de référence. Ces modèles permettent notamment d'étudier les réseaux sur des situations de référence fixées (consommation forte en plein hiver, production forte et consommation faible, etc.). Ces analyses se basent donc sur des clients panelistes et non sur l'analyse fine de la consommation réelle de chaque client par territoire.

Néanmoins, dans la perspective du développement important des IRVE, des pompes à chaleur (PAC), et de la production photovoltaïque en basse tension, ainsi que la fin du déploiement des compteurs évolués, les gestionnaires de réseaux travaillent à l'intégration des données récupérables en basse tension dans leurs modèles de dimensionnement des réseaux. Plusieurs projets à des stades de maturité divers sont en cours, notamment :

- Pinky, un outil de mesure de tension et d'intensité, qui utilise l'infrastructure de télécommunications de Linky pour remonter ces mesures et permet à Enedis de mieux connaître les flux d'électricité sur son réseau public de distribution d'électricité. Il est déployé ponctuellement sur certains transformateurs HTA/BT pour mieux comprendre l'utilisation du réseau, affiner les prévisions et optimiser certains investissements ;
- Gérédis développe un outil informatique, PICTRACK, ayant pour objectif d'optimiser l'évaluation des puissances dimensionnantes des postes source en couplant les données issues des télémesures et des comptages avec des modèles de prévision de différents paramètres clés (évolution des caractéristiques des consommateurs, évolution des caractéristiques de producteurs, etc.) ;
- GreenAlp a mené un premier projet pilote en 2022 sur l'usage des compteurs et télémesures pour dimensionner son réseau, et le projet sera étendu en 2023 ;
- le projet @LIENOR de SRD comprend un axe dédié à l'amélioration des modèles descriptifs et prédictifs (i.e. les profils de consommateurs) à partir des données issues des compteurs et télémesures.

La CRE considère que le déploiement de nombreux capteurs, en particulier sur les réseaux de moyenne et haute tension, mais aussi des compteurs évolués par les gestionnaires de réseaux français, en comparaison avec leurs

homologues européens, leur permet de remonter un nombre important et croissant de données nécessaires au développement de nombreux outils visant à optimiser la planification, l'exploitation et la maintenance des réseaux.

Les gestionnaires de réseaux faisant face à des problématiques et défis similaires, la CRE les encourage à collaborer et à mutualiser une partie de leurs travaux afin d'en réduire les coûts pour la collectivité.

Enfin la CRE a demandé à RTE dans le TURPE 6 HTB¹⁹ de fournir des premières données permettant de caractériser le taux d'utilisation du réseau de transport. Cet indicateur, qui manque aujourd'hui de l'historique nécessaire à son utilisation, pourrait à l'avenir fournir des informations utiles sur la performance des gestionnaires de réseaux. La CRE continue donc de travailler en coordination avec RTE afin de mieux définir et caractériser l'évolution de ce taux d'utilisation des infrastructures.

¹⁹ <https://www.cre.fr/documents/Deliberations/Decision/tarif-d-utilisation-des-reseaux-publics-de-transport-d-electricite-turpe-6-htb>.

4. LA DONNEE AU CŒUR DE NOUVEAUX SERVICES POUR LES UTILISATEURS

4.1 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 entreprises locales de distribution (ELD) et se poursuit aujourd'hui. 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 pays²⁰. Les graphiques ci-dessous présentent les taux de déploiement des compteurs évolués communicants par gestionnaire de réseau de distribution en 2021 et 2022.

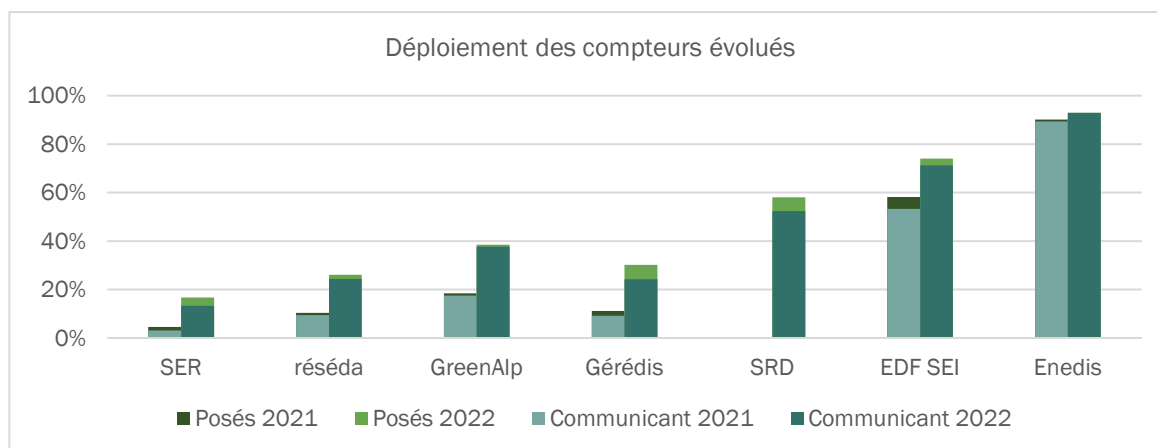


Figure 6 : Taux de déploiement des compteurs évolués communicants

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.

L'amélioration de l'information du client sur les caractéristiques réelles de sa consommation constitue une condition essentielle de sa confiance dans le fonctionnement du marché, en particulier dans la qualité de sa relation avec les fournisseurs.

²⁰ Délibération de la CRE n° 2022-82 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.

Par ailleurs, de nombreux processus de marché (mises en service, mises hors service, changements de fournisseur, relève spéciale, etc.) s'appuient sur les données de comptage (index de départ, index de clôture). La faible fréquence de relève sur le marché de détail et, dans certains cas, l'impossibilité d'accès aux dispositifs de comptage ou à la mise à disposition d'auto-relevés réduisent de ce fait la fluidité, la rapidité et l'efficacité de ces processus. Le développement de la concurrence sur la fourniture d'électricité est ainsi favorisé par la simplicité et la rapidité des opérations de changement de fournisseur, mais aussi par l'apparition de nouveaux services utilisant les courbes de charges et d'offres de fourniture basées sur des calendriers personnalisés. Les fournisseurs peuvent ainsi proposer aux consommateurs des offres tarifaires plus diversifiées, en fonction des jours ou des heures d'utilisation par exemple.

Certains fournisseurs proposent ainsi des offres dédiées aux propriétaires de véhicules électriques, avec des heures super-creuses pendant la nuit durant lesquelles le consommateur peut effectuer sa recharge à un tarif préférentiel. D'autres fournisseurs proposent des offres qui incitent les consommateurs à s'effacer sur les plages de tension du système électrique : ce sont des offres à pointe mobile. Le consommateur est averti en amont des périodes de tension, et est incité financièrement à décaler sa consommation hors de ces périodes. Ces offres reposent sur la fonctionnalité « pointe mobile » du calendrier fournisseur²¹ de Linky.

Les compteurs évolués permettent aux consommateurs, ainsi qu'aux tiers autorisés, d'accéder gratuitement à leurs courbes de charges et on constate depuis quelques années qu'un nombre croissant d'utilisateurs en font la demande et que cette dynamique s'accélère. Chez les ELD, moins de 5 % des points de livraisons (PDL) en basse tension ont activé la remontée des courbes de charges mais ceci est à mettre en regard du déploiement inachevé de compteurs évolués. A la date du 30 juin 2023, Enedis dénombre plus de 7 millions de points de livraison en basse tension pour lesquels la remontée des courbes de charges est activée, soit 21,22 % de l'ensemble des points de livraison. Ce nombre a doublé en 2 ans.

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 SER avec des résultats de 95,5 % en 2021 et 93,6 % en 2022, SRD avec 97,8 % en 2021 et 98,1 % en 2022 et Enedis avec 97,7 % en 2021 et 97,7 % en 2022. Si ce taux est élevé, le caractère essentiel de ces données pour le développement de nouveaux services et offres tarifaires appelle à une exigence maximale.

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux ne l'ayant pas encore fait de mettre en place un suivi de cet indicateur. 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. **C'est pourquoi la CRE et Enedis travaillent à l'élaboration d'un indicateur sur le taux de complétude des courbes de charges mises à disposition des tiers et qui pourra faire l'objet d'une régulation incitative.**

Les compteurs évolués permettent aussi la réalisation de prestations à distance comme la mise en place de calendriers spécifiques fournisseurs, élément indispensable pour le développement d'offres tarifaires alternatives. La CRE a souhaité suivre comme indicateur la proportion de ces calendriers mis en place par les gestionnaires de réseaux dans le délais impartis. Enedis a mis en place l'ensemble des 16 calendriers demandés en 2022 (dont 8 copies de calendrier générique et 8 calendriers personnalisés) et des 10 calendriers demandés en 2021 (dont 8 copies de calendrier générique et 2 calendriers personnalisés) par les fournisseurs dans le délai de deux mois impartis. Les autres gestionnaires de réseaux n'ont pas reçu de demandes de la part de fournisseurs en 2021 et 2022.

Ce faible nombre de demandes coïncide avec une forte proportion de clients toujours dotée de tarifs Base ou simplement Heures Pleines /Heures Creuses. La part de clients souscrivant à d'autres offres tarifaires reste faible, en dépit de l'arrivée des compteurs évolués et de l'ouverture du marché à la concurrence.

²¹ Un calendrier fournisseur correspond au programme des plages temporelles d'une offre de fourniture d'énergie. Il associe un index, et donc un tarif, à chaque plage temporelle. Il permet également de programmer l'activation des contacts secs et virtuels, utiles pour le pilotage des usages.

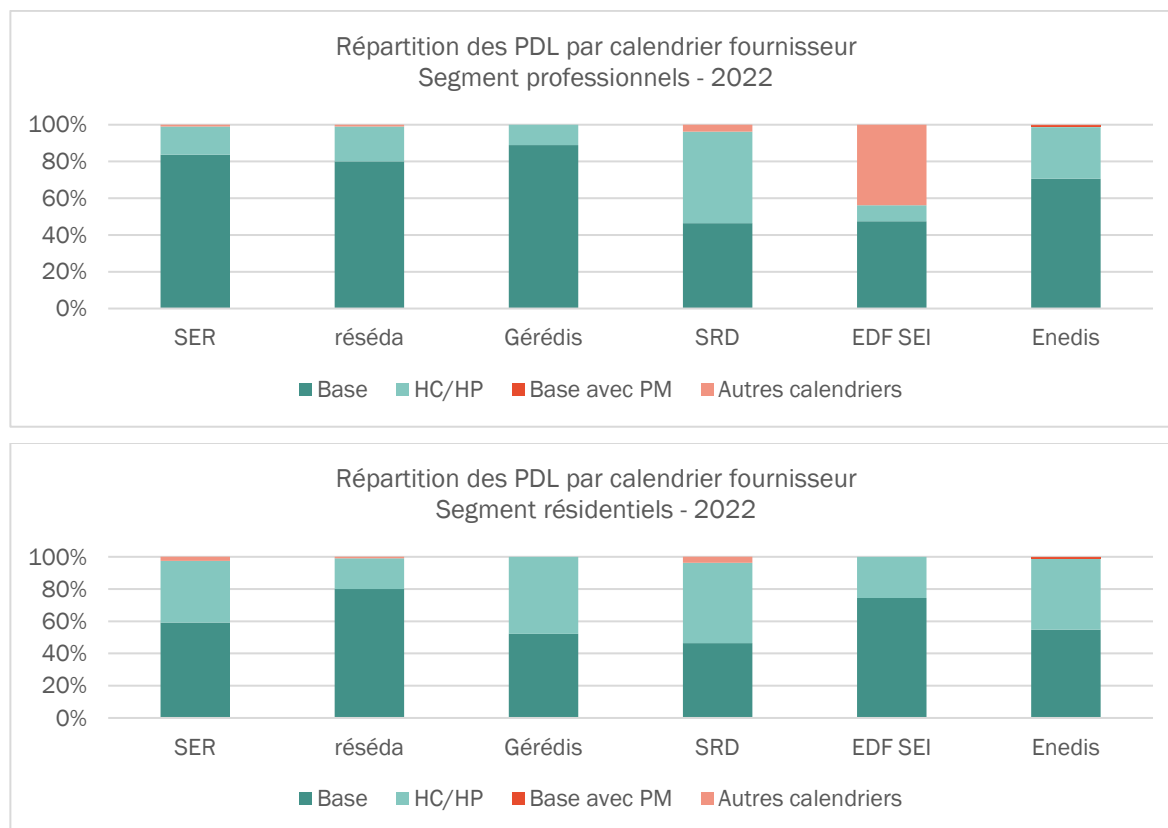


Figure 7 : Répartition des PDL par calendrier fournisseur

La CRE souligne que le large déploiement des compteurs évolués par les gestionnaires de réseaux de distribution est un facteur très favorable au développement d'offres de fourniture innovantes, qui seront de plus en plus utiles au fur et à mesure de l'accélération de la transition énergétique.

4.2 Des plateformes développées par les gestionnaires de réseau au service des utilisateurs

La numérisation des réseaux électriques s'est accompagnée de l'arrivée de plateformes et services accessibles en ligne aux acteurs (consommateurs, fournisseurs, responsables d'équilibre, etc.). Les différents gestionnaires de réseaux français ont entamé cette démarche de numérisation des services depuis plusieurs années déjà.

En lien avec le déploiement des compteurs évolués, les gestionnaires de réseaux ont développé et mis à disposition des clients en bas de portefeuille des espaces client qui leur permettent de :

- consulter leurs données de consommation quotidiennes, mensuelles ou annuelles, comme les puissances maximales atteintes ;
- enregistrer et collecter la courbe de charge, après avoir donné son consentement ;
- transmettre à un tiers, des données de consommation.

Ces espaces clients se doivent de respecter les exigences de la réglementation sur les données, notamment en matière de protection des données (RGPD), ainsi que le décret n°2017-948 du 10 mai 2017 relatif aux modalités de mise à disposition des consommateurs des données de consommation d'électricité et de gaz. Des plateformes similaires dédiées aux entreprises et collectivités ont aussi été développées. Sur ses plateformes, Enedis compte aujourd'hui 1,9 M de comptes clients particuliers, 23 000 comptes clients professionnels, et près de 20 000 comptes clients collectivités.

Lorsque les consommateurs (particuliers ou professionnels) y consentent, leurs données peuvent être partagées à des tiers qui à partir d'elles peuvent leur fournir des services ou des conseils en matière d'efficacité énergétique, maîtrise de leur consommation ou d'offres tarifaires adaptées à leur profil de consommation. Afin de faciliter l'accès à ces données, Enedis a développé le portail « Service de Gestion des Echanges » (SGE) qui assure les échanges entre les SI (système d'information) des fournisseurs d'électricité et de services et celui d'Enedis. Il permet de commander les prestations (53 millions de demandes en 2022), et d'acheminer les données contractuelles, de facturation, de relevés vers les fournisseurs, ainsi que les données de mesure. Ce service est déjà largement utilisé par les acteurs.

4.3 Les open data : un levier pour démocratiser les données de l'énergie

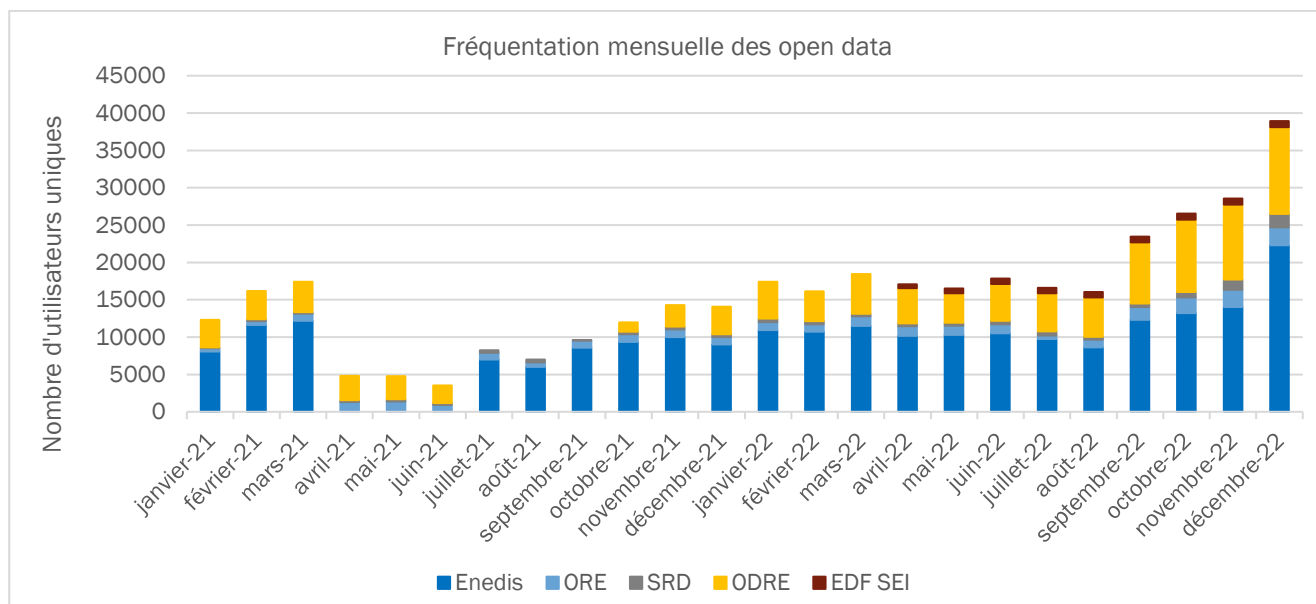
Les gestionnaires de réseaux produisent de nombreuses données sur l'énergie et ces dernières intéressent de nombreuses parties prenantes : collectivités territoriales, État, consommateurs domestiques ou professionnels, producteurs d'énergie, fournisseurs et responsables d'équilibre, fournisseurs de services, 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 120 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. Similairement, la plateforme d'Open Data Réseaux Énergies (ODRÉ) propose elle aussi des données multi-énergies, multi-opérateurs et multi-réseaux. Réseaux Énergies est le fruit de la collaboration de GRTgaz, RTE et Teréga qui ont été à l'origine de sa création. Ils ont depuis été rejoints par l'AFGNV, 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, EDF SEI et SRD. Ceux ne possédant pas une plateforme partagent néanmoins certaines données sur leur site internet comme la cartographie de leur réseau.

Ces plateformes proposent d'accéder à divers jeux de données qui couvrent un large panel de thématiques : infrastructures, production, consommation, mobilité électrique, marché de l'électricité, etc. Ces jeux de données sont généralement accompagnés d'une note méthodologique qui en détaille le contenu, la fréquence de mise à jour et la date de la dernière actualisation. Toutes les plateformes mentionnées permettent de directement parcourir, analyser, visualiser les données, et les télécharger en plusieurs formats.

Si la mise à disposition de données brutes est la vocation des *open data*, ces derniers proposent de plus en plus de *data visualisations*. Ces dernières sont soit le fruit du gérant de la plateforme soit produites par un acteur à partir des données disponibles sur la plateforme qui relaie cette utilisation de ses données. Si les données brutes intéressent essentiellement des acteurs au fait des sujets énergétiques (fournisseurs de services ou d'électricité, responsables d'équilibre, académiques, etc.), les *data visualisations* permettent à un public plus large de s'approprier les données énergie.

La CRE constate que la fréquentation des *open data* est en hausse ces dernières années et en particulier fin 2022, du fait d'une offre de données et services accessibles en hausse mais surtout d'un intérêt croissant d'un public plus large que les acteurs traditionnels du secteur. Ainsi la fréquentation mensuelle de ces *open data* entre janvier et décembre 2022 a bondi passant de 17 419 à 38 944 utilisateurs, soit une augmentation de 128 %. Le graphique ci-dessous l'illustre clairement :



*Données indisponibles pour Enedis en avril, mai et juin 2021, pour ODRE en juillet août et septembre 2021.

Figure 8 : Usage des open-data

Les plateformes *open data* développées par les gestionnaires de réseau 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.

CONCLUSION ET LISTE DES RECOMMANDATIONS

La transformation du réseau électrique vers un réseau « intelligent » est un enjeu majeur pour faire face aux mutations du paysage énergétique qui ont démarré depuis quelques années et qui vont s'accélérer dans la décennie à venir. Faciliter l'intégration des énergies renouvelables, favoriser le développement de la mobilité électrique, améliorer l'exploitation des réseaux ou encore développer des actions de maîtrise de l'énergie et d'efficacité énergétique sont autant de défis compris dans cette transformation des réseaux électriques. Les gestionnaires de réseaux doivent porter ces évolutions et la CRE a pour mission de contrôler et d'évaluer leur performance dans le développement d'un tel réseau, c'est l'objet de ce rapport.

Recommandations portant sur l'optimisation des raccordements pour accélérer l'intégration des EnR et des nouveaux usages dans le contexte de la décarbonation

- La CRE se réjouit de l'intégration des offres de raccordement à modulation de la puissance dans la procédure de raccordement des producteurs EnR de plusieurs gestionnaires de réseau. Elle appelle ceux ne l'ayant toujours pas fait à les intégrer. Néanmoins, la CRE constate un nombre encore faible de demandes et d'offres acceptées. Elle recommande donc la suppression du plafond en puissance (limite de la puissance pouvant être écrêtée par le gestionnaire de réseau) qui encadre de manière excessive ces offres et limite de ce fait l'intérêt d'y recourir.
- La CRE accueille favorablement la proposition par RTE d'offres de raccordement intelligentes aux consommateurs et appelle à les généraliser en particulier dans un contexte de décarbonation de l'industrie.
- La CRE se réjouit également des récentes évolutions autorisant la participation aux marchés de la réserve primaire pour les stockages bénéficiant d'une offre de raccordement optimisée (intégrant des limitations ponctuelles) et continuera de s'assurer de la généralisation de ces offres et de leur amélioration.
- La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de généraliser rapidement les offres de raccordement prenant en compte le caractère contracyclique des stockages.
- 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.

Recommandations portant sur le recours aux nouvelles flexibilités et sur les nouveaux outils au service de la gestion du réseau

S'agissant du recours aux flexibilités

- Les règles d'accès aux différents marchés doivent continuer à faciliter le développement et la participation de nouvelles capacités.
- La CRE souligne les efforts d'Enedis et RTE pour mener des appels d'offres expérimentaux pour les flexibilités locales.
 - La CRE demande à Enedis de généraliser ces appels d'offres et développer l'ensemble des opportunités pour la flexibilité sur son réseau après les résultats positifs de l'AO 2023.
 - Le premier appel d'offres expérimental de RTE est un signal positif envoyé aux acteurs. C'est pourquoi 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.
 - La cartographie des contraintes publiée par RTE doit être enrichie afin de permettre l'identification des futures zones pour le lancement de nouveaux appels d'offres de flexibilités locales et plus largement le développement de mécanismes de marché dédiés à la résolution de ces congestions en complément du réseau. Les cartographies de RTE et d'Enedis doivent être mises à jour plus régulièrement afin de fournir un service fiable aux acteurs.
- 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.
- Compte tenu de l'importance du gisement de production en basse tension, la CRE appelle les gestionnaires de réseaux de distribution à développer conjointement une solution de pilotage de ces producteurs, qui permettrait également de leur proposer des offres de raccordement intelligentes ou encore des offres de raccordement anticipés 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 du réseau et de le partager avec l'ensemble des acteurs de marché.

- La CRE se félicite de l'avancement du projet Reflex et demande à Enedis de généraliser et d'industrialiser les solutions correspondantes.

S'agissant des outils d'observabilité du réseau

- La CRE se félicite du déploiement par les gestionnaires de réseaux français de nombreux capteurs, en particulier sur les réseaux de moyenne et haute tension, mais aussi des compteurs évolués en basse tension. Cela leur permet une excellente remontée des données nécessaires pour optimiser la planification, l'exploitation et la maintenance des réseaux.
- La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de collaborer et de mutualiser leurs travaux sur la gestion intelligente du réseau afin d'en réduire les coûts pour la collectivité.

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 suivi du taux de disponibilité de la courbe de charge issue des compteurs évolués.
- La CRE souligne que le large déploiement des compteurs évolués par les gestionnaires de réseaux de distribution est un facteur très favorable au développement d'offres de fourniture innovantes, qui seront de plus en plus utiles au fur et à mesure de l'accélération de la transition énergétique.
- Les plateformes *open data* développées par les gestionnaires de réseau 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.