

RAPPORT

MAI 2022

Retour d'expérience des démonstrateurs
de réseaux intelligents

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). Depuis près de 10 ans, elle mène une démarche d'information et de partage d'expertise sur les réseaux intelligents au travers de diverses actions, notamment la création du premier *think tank* institutionnel français sur les Smart grids (www.smartgrids-cre.fr).

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 pour répondre aux enjeux de la transition énergétique. L'usage des *smart grids* dans le secteur de l'énergie a vocation à accélérer la transition énergétique et à en maîtriser les coûts pour les consommateurs.

Les acteurs du secteur réalisent depuis plusieurs années de nombreux démonstrateurs visant à tester et démontrer la pertinence et la viabilité de solutions innovantes. Le budget cumulé de ces démonstrateurs est estimé à plus de 600 millions d'euros sur les 10 dernières années. Les démonstrateurs portés par les gestionnaires de réseaux sont largement financés par les consommateurs, que ce soit au travers des tarifs d'acheminements ou de financements publics (Etat, ADEME, collectivités, etc.).

Afin de tirer toute l'utilité de ces investissements en recherche, développement et innovation (R&D&I), il est nécessaire d'en recueillir les enseignements et de communiquer sur la viabilité des technologies et cas d'usages testés. Le 11 juin 2020, la CRE a publié une première délibération portant communication sur le retour d'expérience des démonstrateurs Smart grids¹. Dans cette délibération, la CRE a communiqué sur les retours d'expérience d'une quinzaine de démonstrateurs et a demandé aux gestionnaires de réseaux de transmettre à la CRE annuellement les retours d'expérience des démonstrateurs en cours et achevés et le bilan des actions demandées par la CRE.

Cette année, la CRE renouvelle cette démarche et publie ses analyses portant sur 36 démonstrateurs en cours ou achevés récemment, auxquels participent ou ont participé les gestionnaires de réseaux, et dont les conclusions n'ont jusqu'à présent pas fait l'objet d'une communication. Tous les réseaux sont concernés (réseaux de gaz et d'électricité, réseaux de transport et de distribution) ainsi que toutes les géographies (métropole et zones non-interconnectées).

A l'issue de cette analyse, la CRE constate un manque de rigueur dans le suivi et l'exploitation des résultats des expérimentations par les gestionnaires de réseaux, en particulier sur les volets budgétaires et sur l'analyse économique des solutions testées, ainsi qu'une réticence à communiquer sur leurs résultats. Or, un suivi rigoureux est indispensable pour permettre de tirer des enseignements des projets. La transparence et le partage des enseignements sont dus aux consommateurs et aux citoyens finançant ces expérimentations.

Le présent retour d'expérience s'inscrit dans un contexte de tension accrue du système électrique national et de crise généralisée des prix de l'énergie. La recherche de flexibilité, d'optimisation des consommations énergétiques et de maîtrise de ces dernières devient donc un enjeu non seulement à moyen et long terme, mais également à court terme pour la sécurité des approvisionnements et la protection du pouvoir d'achat des consommateurs. Cette recherche de flexibilité nécessite notamment de bien comprendre en quoi la mise à disposition des données de consommation tant pour les consommateurs que pour les tiers est de nature à permettre des changements ou des adaptations dans les profils de consommation. Il devient urgent de tirer les leçons des retours d'expérience des démonstrateurs pour le développement de la flexibilité et de l'adaptation de la consommation pour une mise en œuvre la plus large et la plus rapide possible.

Cet exercice s'inscrit dans une démarche globale d'accompagnement et d'incitation des opérateurs à rendre leurs réseaux plus efficaces en tirant profit des nouvelles technologies, notamment des *smart grids*. 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.

¹ Délibération de la CRE du 11 juin 2020 portant communication sur le retour d'expérience des démonstrateurs Smart grids : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Communication/retour-d-experience-des-demonstrateurs-smart-grids>

SOMMAIRE

INTRODUCTION	2
1. CONTEXTE	4
1.1.LES RESEAUX INTELLIGENTS PARTICIPENT A LA TRANSITION ENERGETIQUE EN OPTIMISANT LES COUTS	4
1.2.CERTAINES TECHNOLOGIES SMART GRIDS DEVENUES MATURES SONT DEJA EN COURS D'INDUSTRIALISATION, QUAND D'AUTRES SONT ENCORE EN PHASE DE DEMONSTRATION	4
2. LA CRE DRESSE LE BILAN DES 4 PRINCIPALES RECOMMANDATIONS FORMULEES EN 2020	6
2.1.FACILITER L'INSERTION DES ENR DANS LES RESEAUX	6
2.2.INDUSTRIALISER LES OFFRES DE RACCORDEMENTS INTELLIGENTES POUR L'ENSEMBLE DES CLIENTS	6
2.3.FACILITER L'ACCES POUR LES TIERS AUTORISES AUX DONNEES DE CONSOMMATION DE LEURS CLIENTS	7
2.4.EXPLOITER LE POTENTIEL DE LA LIMITATION TEMPORAIRE DE PUISSANCE	7
3. LA CRE COMMUNIQUE SUR LES RETOURS D'EXPERIENCE DE 36 DEMONSTRATEURS EN COURS OU ACHEVES RECEMMENT	8
3.1.FAVORISER L'ESSOR DE LA MOBILITE ELECTRIQUE	10
3.1.1. Pilotage intelligent de la recharge et <i>vehicule-to-grid</i>	10
3.1.2. Couplage de la recharge des VE avec une production EnR locale	11
3.1.3. Couplage d'IRVE avec des batteries stationnaires	11
3.2.PROPOSER DE NOUVEAUX SERVICES AUX CONSOMMATEURS SUR LA BASE DE LEURS DONNEES ENERGETIQUES	12
3.2.1. Valorisation des données énergétiques par les gestionnaires de réseaux et les fournisseurs de services autorisés.....	12
3.2.2. Affichage déporté de la consommation comme levier de maîtrise de l'énergie (MDE)	13
3.3.OPTIMISER LA PLANIFICATION, L'EXPLOITATION ET LA MAINTENANCE DES RESEAUX	14
3.3.1. Optimisation de la planification du réseau HTA.....	14
3.3.2. Meilleure exploitation des réseaux d'énergies	14
3.3.3. Utilisation de l'intelligence artificielle pour optimiser les opérations de maintenance.....	16
3.4.OPTIMISER LES INVESTISSEMENTS EN RENDANT LES RESEAUX PLUS FLEXIBLES	16
3.4.1. Mobilisation de la flexibilité locale et diffuse	16
3.4.2. Ilotage et gestion d'un système comportant une forte proportion d'EnR	17
3.4.3. Stockage par batteries	19
3.4.4. Interconnexion transfrontalière de réseaux de distribution.....	19
3.5.FACILITER L'ACCES DES PRODUCTIONS DE GAZ DECENTRALISEES AUX RESEAUX	20
3.5.1. Leviers pour faciliter l'insertion du biométhane dans les réseaux	20
3.5.2. Stockage local de gaz sur le réseau de distribution	20
3.5.3. Suivi du développement des installations de biométhane	20
3.5.4. Injection de méthane de synthèse dans les réseaux de gaz naturel	21
3.5.5. Injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel	21
3.5.6. Synergies entre les réseaux d'énergies.....	22
4. SYNTHESE ET RECOMMANDATIONS	23
ANNEXE : DEMONSTRATEURS AYANT FAIT L'OBJET D'UN SUIVI EN 2022	26

1. CONTEXTE

1.1. Les réseaux intelligents participent à la transition énergétique en optimisant les coûts

Sous l'effet principal de la transition énergétique, de la révolution numérique et de l'ouverture du secteur à la concurrence, le paysage énergétique connaît des transformations majeures qui redessinent progressivement le modèle français tel qu'il avait été construit après la Seconde Guerre mondiale. La gestion des réseaux d'électricité et de gaz centralisée et unidirectionnelle, allant des sites de production aux sites de consommation, se reconfigure en une gestion plus répartie et bidirectionnelle. Ceci constitue un changement sans précédent dans la façon de concevoir et de piloter les réseaux.

Parallèlement au développement des EnR distribuées, de nouveaux usages, tels que l'autoconsommation, le véhicule électrique (VE) ou encore le stockage, apparaissent et d'autres, déjà existants, comme le chauffage électrique ou la climatisation, s'intensifient. Ces changements contraignent à un meilleur pilotage des réseaux car :

- la consommation d'électricité et de gaz naturel se caractérise par d'importantes variations horo-saisonnnières. La consommation d'énergie est plus importante en hiver qu'en été. Elle fait par ailleurs l'objet de pointes et de creux journaliers ;
- les moyens de production d'électricité et de gaz naturel sont de plus en plus intermittents et décentralisés, ce qui conduit à multiplier les sites de production, et à injecter de l'énergie sur des réseaux de distribution conçus à l'origine pour acheminer l'énergie et non la collecter.

Pour faire face aux mutations du paysage énergétique, les réseaux d'énergie doivent se transformer et devenir intelligents. La solution qui consisterait à systématiquement renforcer les réseaux paraît sous-optimale et d'ailleurs difficilement réalisable, eu égard à la concentration urbaine croissante, à la difficile acceptabilité sociale des nouvelles infrastructures et aux coûts importants des investissements à consentir. Les réseaux intelligents offrent une alternative au remplacement et au renforcement massif des réseaux, tout en garantissant une livraison d'énergie efficace, économiquement viable, sûre et de qualité. Ces enjeux sont d'autant plus d'actualité à l'heure de la crise énergétique que nous traversons. Les réseaux intelligents contribuent en effet à assurer la sécurité d'approvisionnement et permettre de réduire l'impact sur les consommateurs en cas d'incidents.

Les *smart grids* reposent sur la superposition d'une couche numérique à la couche physique historique des réseaux pour le transit d'énergie. Celle-ci joue un rôle de plus en plus important pour le pilotage des réseaux. Ces couches sont reliées entre elles par de nombreux points d'interface (capteurs, automates, compteurs intelligents) qui constituent les briques essentielles de cette nouvelle architecture des réseaux. Cette nouvelle architecture permet notamment :

- de faciliter l'insertion des EnR et des nouveaux usages dans les réseaux ;
- de proposer de nouveaux services aux consommateurs sur la base de leurs données énergétiques ;
- d'optimiser la planification, l'exploitation et la maintenance des réseaux ;
- d'optimiser les besoins d'investissements pour renforcer les réseaux en les rendant plus flexibles.

Ainsi, les réseaux intelligents répondent à un impératif d'efficacité technico-économique, et participent à la réalisation des objectifs de transition énergétique.

1.2. Certaines technologies smart grids devenues matures sont déjà en cours d'industrialisation, quand d'autres sont encore en phase de démonstration

De nombreuses briques technologiques sont progressivement déployées rendant désormais les réseaux d'électricité et de gaz de plus en plus intelligents. De nombreux cas d'usage restent à développer grâce à l'interaction de ces différentes briques, comme en témoigne la taille du marché des *smart grids* : en 2020 le marché était évalué à 1 Md€ environ, et pourrait représenter environ 6 Md€ en 2030².

Parmi les briques industrialisées figurent en premier lieu, les compteurs d'électricité et de gaz qui, pour plus de 80% d'entre eux, ont désormais été remplacés par des compteurs évolués (type Linky ou Gazpar) permettant à la fois des mesures plus fines, une relève des données de consommation automatique, la réalisation d'opérations à distance, l'affichage déporté de la consommation instantanée et le pilotage de différents équipements. Ces possibilités offertes par ces compteurs évolués respectent le caractère privé des données personnelles : il est important de rappeler que ces compteurs ne communiquent pas d'information à une maille infra-journalière sans le consentement des clients.

² Etude EY Parthenon pour Think SmartGrids de mars 2022 « Le marché français des smart grids en 2030 »

Les opportunités offertes par ces compteurs ne sont pas encore utilisées à leur plein potentiel, comme l'a constaté la CRE dans le bilan qu'elle a effectué sur le déploiement de Linky fin 2021³. Alors que le déploiement de ces compteurs touche à sa fin et compte tenu d'un contexte de prix de l'énergie élevés et fortement volatils, de nombreux services pourraient commencer à se développer, à condition que les signaux économiques rendent leurs modèles viables. La CRE a renforcé la régulation incitative de la performance du système Linky afin de faciliter l'appropriation par les tiers des fonctionnalités avancées des compteurs.

Focus ZNI

Les zones non-interconnectées aux réseaux métropolitains (ci-après « ZNI ») sont sujettes à des problématiques similaires tout en étant plus spécifiques. En effet, en raison de leurs petites dimensions, l'impact de la transition énergétique sur le système électrique se fait ressentir beaucoup plus rapidement dans ces territoires. Ainsi, des actions telles que l'intégration des EnR et le développement de la mobilité électrique ont des impacts davantage significatifs sur ces réseaux.

Dans ce contexte, les ZNI sont des territoires précurseurs, dans lesquels des solutions ont été développées rapidement visant par exemple à mobiliser des flexibilités diffuses (projet **SIGMA**) ou à piloter des réseaux dont le mix est 100% EnR (projet mené à l'**île de Sein**). Les retours d'expérience des projets ancrés dans ces territoires sont très riches d'enseignements.

Les technologies et les modèles d'affaires autour de l'autoconsommation gagnent en maturité. L'autoconsommation connaît en effet un important développement, avec plus de 120 000 sites autoconsommateurs sur le territoire français⁴, renforçant à la fois le caractère bidirectionnel des réseaux et l'implication des consommateurs dans la production et la flexibilité de la consommation. La tendance devrait se poursuivre dans les années à venir puisque la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) fixe à 200 000 le nombre d'opérations d'autoconsommation en 2023⁵.

En parallèle, la mobilité électrique est en plein essor. En 2021, plus de 162 000 véhicules électriques ont été immatriculés en France, une hausse de 45,6% par rapport à 2020, portant le parc de voitures électriques français à plus de 400 000⁶. Près d'un million de véhicules électriques ou hybrides rechargeables pourraient être en circulation en 2022. Cet essor s'accompagne du déploiement de bornes de recharge, dont la praticité d'utilisation est conditionnée par l'interopérabilité des données, l'itinérance de la recharge, etc.

L'utilisation des technologies *smart grids* permettra d'accélérer le déploiement des bornes de charges. Malgré les opportunités qu'il représente, le pilotage de la recharge reste encore sous-développé. L'enquête comportementale menée par Enedis en 2020 auprès des possesseurs de véhicules électriques⁷ révèle que seuls 40% d'entre eux disposent d'un système de pilotage, se résumant la plupart du temps à la simple activation de la recharge durant les heures creuses. Dans le cadre de l'exercice France 2050, RTE a identifié dans tous ces scénarios une augmentation très significative de la consommation électrique globale. Au-delà de la reconfiguration des réseaux, leur utilisation plus intensive ou mieux répartie dans le temps devient un enjeu de soutenabilité majeur (physique pour éviter que les réseaux ne fassent apparaître trop de congestion, économique pour éviter des surinvestissements massifs pouvant mettre en péril les trajectoires de décarbonation de la France).

Le recours à la flexibilité en alternative à des renforcements de réseaux coûteux commence également à apparaître et doit être encouragé. Le recours à la flexibilité favorisera l'intégration des énergies renouvelables sur les réseaux de gaz et d'électricité. Certains développements (techniques et contractuels notamment) sont encore à réaliser avant d'industrialiser ces solutions.

³ Consultation publique n° 2021-13 du 25 novembre 2021 relative au bilan du projet Linky sur la période 2016-2021 et au futur cadre de régulation incitative : <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/bilan-du-projet-linky-sur-la-période-2016-2021-et-au-futur-cadre-de-regulation-incitative>

⁴ Plus de 33 millions de compteurs communicants Linky au service des Français et de la transition écologique : https://www.enedis.fr/sites/default/files/documents/pdf/DP_Le_compteur_change_pas_notre_engagement_de_service_public.pdf

⁵ Programmation pluriannuelle de l'énergie : <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/20200422%20Synthe%CC%80se%20de%20la%20PPE.pdf>

⁶ Pour suivre le nombre d'immatriculations de véhicules électriques en France : https://www.automobile-propre.com/dossiers/chiffres-vente-immatriculations-france/#Immatriculations_de_voitures_electriques_en_France

⁷ Utilisation et recharge : Enquête comportementale auprès des possesseurs de véhicules électriques : <https://www.enedis.fr/presse/retrouvez-letude-comportementale-aupres-des-possesseurs-de-vehicules-electriques>

2. LA CRE DRESSE LE BILAN DES 4 PRINCIPALES RECOMMANDATIONS FORMULEES EN 2020

Dans la délibération du 11 juin 2020, la CRE avait formulé 4 demandes principales pour accélérer le déploiement des smart grids. Celles-ci visaient à (i) faciliter l'insertion des EnR dans les réseaux, (ii) industrialiser les offres de raccordement intelligentes (ORI) pour les clients qui soutirent, (iii) faciliter l'accès pour les tiers autorisés aux données de consommation de leurs clients et (iv) exploiter le potentiel de la limitation temporaire de puissance. Dans la présente délibération, la CRE dresse un bilan de ces recommandations.

2.1. Faciliter l'insertion des EnR dans les réseaux

La CRE avait demandé aux gestionnaires de réseaux de développer tous les leviers pour augmenter les capacités d'accueil des EnR sur les réseaux, en particulier en matière de raccordement et de flexibilité. La CRE constate que plusieurs actions ont été réalisées depuis juin 2020 par les gestionnaires de réseaux, mais aussi par les pouvoirs publics.

En premier lieu, la proposition d'ORI aux producteurs EnR est désormais industrialisée. Les ORI sont des offres de raccordement plus rapides et moins coûteuses que les offres de raccordement de référence dont les producteurs peuvent bénéficier s'ils acceptent, en échange, des écrêtements ponctuels de leur production. Les ORI, qui sont donc des optimisations du dimensionnement des ouvrages propres, dédiés à une unique installation de production, sont désormais permises par la réglementation⁸, et Enedis a adapté ses procédures de raccordement pour les proposer aux producteurs⁹.

De plus, Enedis, en coordination avec RTE a lancé une expérimentation commune pour optimiser le dimensionnement des ouvrages de raccordement mutualisés (postes sources notamment) : le projet Reflex¹⁰. Ce projet vise à augmenter les capacités disponibles sur le réseau à investissement constant, en ayant recours à la flexibilité des moyens de production EnR ou à de la flexibilité offerte par des tiers. RTE utilise déjà ce type de méthodes de dimensionnement pour ses ouvrages, mais il s'agit d'une première pour Enedis. Deux zones d'expérimentations ont été sélectionnées dans les Landes et la Somme.

Par ailleurs, la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) a autorisé, dans le cadre du bac à sable réglementaire, 3 expérimentations pour tester l'optimisation des raccordements. En effet, les 3 expérimentations visent à raccorder des producteurs au réseau public de distribution avec une puissance installée supérieure à la puissance limite réglementaire de 17 MW. Dans un contexte d'augmentation de la taille des parcs de production, ces expérimentations permettront d'étudier la pertinence technico-économique de recourir plus fréquemment à des raccordements en distribution plutôt qu'au réseau de transport, les raccordements au réseau de distribution étant souvent plus compétitifs en termes de coûts et de délais.

Enfin, les ZNI devraient être capables d'accueillir un mix énergétique composé de davantage d'ENR. En effet, dans ces territoires, les projets de PPE pour les périodes 2023-2028 devraient acter une augmentation « des seuils de déconnexion des EnR fatales » (i.e. le pourcentage de production EnR non pilotable instantané dans le mix électrique au-delà duquel le GRD peut écrêter cette production). A la Réunion par exemple, le projet de PPE prévoit de faire passer ce seuil de 35% aujourd'hui, à 45% en 2023¹¹, et potentiellement 55% en 2028¹². Des solutions sont progressivement déployées pour répondre à ces enjeux : synchronisation de la recharge avec les pics de production EnR, intégration de stockages pour stabiliser les systèmes électriques, etc.

2.2. Industrialiser les offres de raccordements intelligentes pour l'ensemble des clients

La CRE avait recommandé aux pouvoirs publics d'étendre les ORI pour les consommateurs. En effet, ce cadre permettrait, notamment, de généraliser les raccordements innovants des dépôts de bus et de flottes de véhicules électriques, mais aussi faciliter le développement du stockage dans les réseaux dans lesquels se trouvent des contraintes.

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

⁹ Procédure de traitement des demandes de raccordement d'une Installation de Production en BT de puissance supérieure à 36kVA et en HTA, au Réseau Public de Distribution géré par Enedis (Enedis-PRO-RES_67E)

¹⁰ <https://www.enedis.fr/presse/enedis-devoile-une-nouvelle-experimentation-de-flexibilites-le-projet-reflex-pour-contribuer>

¹¹ Décret n° 2017-530 du 12 avril 2017 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de La Réunion

¹² Projet de PPE 2019-2028 mis en consultation publique du 15 décembre 2021 au 16 janvier 2022

A date, la réglementation encadrant le raccordement des consommateurs n'a pas évolué. La DGEC a néanmoins lancé fin 2021 un groupe de travail sur le raccordement qui devrait aboutir à une proposition de refonte de certaines parties du code de l'énergie dédiées au raccordement. Les ORI consommateurs sont à l'ordre du jour de ce groupe de travail.

2.3. Faciliter l'accès pour les tiers autorisés aux données de consommation de leurs clients

La CRE avait demandé à Enedis d'étudier la possibilité de donner accès à certains tiers autorisés (les fournisseurs de services notamment) aux données et aux fonctionnalités de Linky pour en développer les usages, dans le respect des règles en matière de protection des données personnelles. La CRE constate plusieurs avancées en la matière. En effet, depuis 2020, Enedis a amélioré le service DATA CONNECT qui permet à ces tiers d'accéder aux données des clients, via des canaux de communication standardisés (des API). Les tiers fournisseurs de services accèdent ainsi plus facilement aux données de consommation, contractuelles et techniques des clients qui ont donné leur consentement.

Des axes d'amélioration ont été identifiés pour améliorer le service. Enedis travaille notamment à l'amélioration de l'accessibilité de la plateforme et des processus de recueil du consentement. Ces améliorations sont indispensables. En effet, les données doivent être facilement accessibles aux tiers autorisés et les processus de recueil du consentement doivent être simples et intuitifs pour les clients afin que des services innovants reposant sur l'exploitation des données énergétiques se développent,

De plus, la CRE constate que de plus en plus de services se développent. Ces services vont du suivi de la consommation, aux effacements, de l'optimisation d'autoconsommation au pilotage de la recharge de VE. Ces différents services peuvent nécessiter de recueillir des données plus proches du temps réel (en moins de 24h) et de piloter des usages sur des signaux mobiles. Dans ces cas, ils nécessitent l'installation de dispositifs complémentaires au compteur Linky, tels que des prises connectées, des capteurs, des box énergétiques, etc.

2.4. Exploiter le potentiel de la limitation temporaire de puissance

La CRE a demandé à Enedis de travailler à la mise en place d'un cadre contractuel pour l'écèlement de puissance comme source de flexibilité offerte par des tiers et comme dernier recours en alternative aux délestages. Cette demande faisait suite au projet Solenn (SOLidarité ENergie iNnovation), dans lequel Enedis a expérimenté la limitation temporaire de puissance (également appelée écèlement ciblé) de certains clients. La limitation temporaire de puissance consiste à réduire, de manière ciblée et sur une période donnée, la puissance souscrite des compteurs. En cas de contraintes importantes sur le système électrique ou sur le réseau, elle constitue un moyen d'éviter les délestages et donc de réduire le désagrément pour les usagers.

En pratique, les consommateurs soutirant une puissance inférieure à la puissance limitée continuent d'être alimentés (cas 1, figure 1), sans effet pour le réseau, tandis que les consommateurs soutirant une puissance supérieure à la puissance limitée ne sont plus alimentés. Ils doivent diminuer leur consommation et réactiver manuellement le courant (cas 2, figure 1). Sans action de leur part, le courant est rétabli automatiquement à la fin de l'écèlement (cas 3, figure 1).

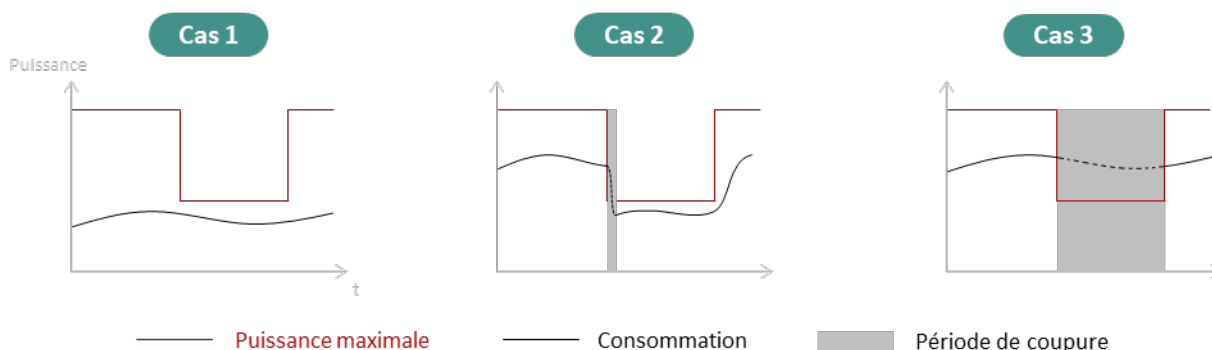


Figure 1 : Illustration de la limitation temporaire de puissance

L'analyse coût-bénéfice réalisée par Enedis à l'échelle de la Bretagne était positive, bien que reposant sur une liste limitée de cas d'usages (incidents réseaux) et prenant des hypothèses conservatrices.

La fonctionnalité de limitation temporaire de puissance peut être un levier économiquement pertinent, à la fois comme alternative aux délestages et comme outil complémentaire de priorisation de l'approvisionnement. L'écêtement de la puissance permet de réduire le désagrément supporté par les consommateurs, en comparaison d'un délestage total. Diverses modalités d'activation et de valorisation pour les clients sont envisageables.

Dans un contexte de risques accrus pour la sécurité d'approvisionnement énergétique en Europe, la limitation temporaire de puissance peut constituer un levier particulièrement utile pour éviter des coupures d'alimentation et les black-out. Une telle fonctionnalité devrait donc être déployée rapidement.

La CRE demande à Enedis de développer les outils permettant le recours à la limitation temporaire de puissance et de travailler avec la CRE sur le cadre d'activation de ce levier.

3. LA CRE COMMUNIQUE SUR LES RETOURS D'EXPERIENCE DE 36 DEMONSTRATEURS EN COURS OU ACHEVES RECEMMENT

Dans la présente délibération, la CRE publie les retours d'expérience de 36 démonstrateurs (14 en cours, et 18 achevés récemment) auxquels participent ou ont participé les gestionnaires de réseaux de gaz et d'électricité, et dont les conclusions n'ont jusqu'à présent pas été pleinement tirées. La répartition de ces démonstrateurs par gestionnaires de réseau est présentée ci-dessous :

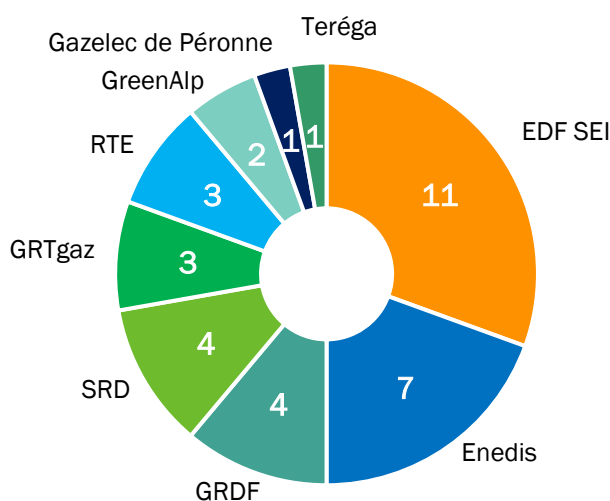


Figure 2 : Répartition des démonstrateurs par gestionnaires de réseau

Sur la période 2012-2021, la CRE a identifié près d'une soixantaine de démonstrateurs pour un budget total de l'ordre de 600 M€. Les 36 démonstrateurs qui font l'objet d'une communication dans la présente délibération représentent un budget total d'environ 307 millions d'euros, dont environ 203 millions ont été financés par les tarifs des gestionnaires de réseaux. La répartition approximative des budgets par opérateur est reportée en Figure3.

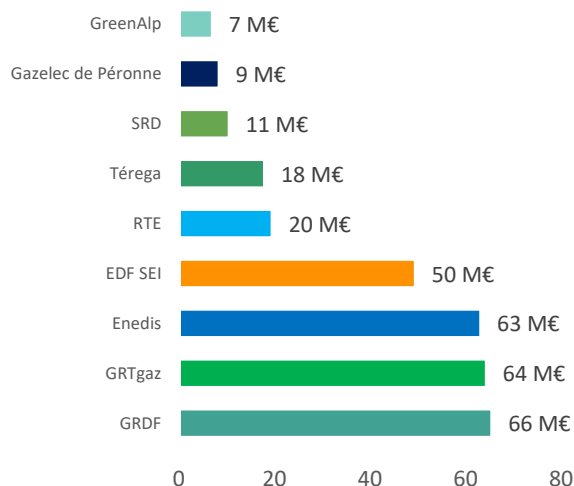


Figure 3 : Répartition approximative des budgets par opérateur (en M€)

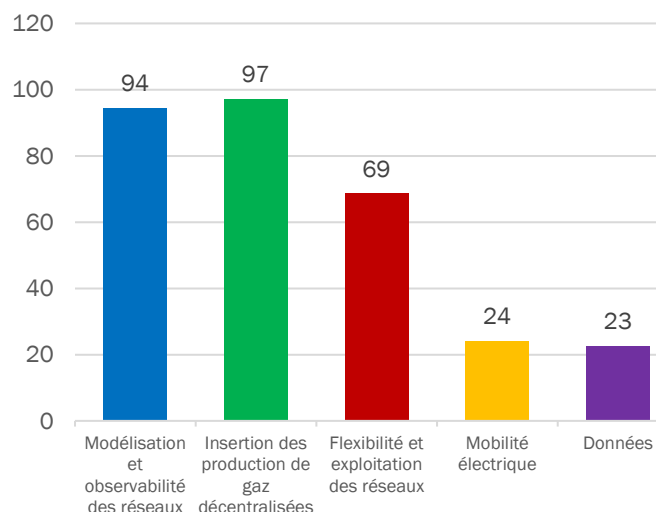


Figure 4 : Répartition approximative des budgets par thématique (en M€)

Comme indiqué en Figure 4, les démonstrateurs visaient principalement à identifier des solutions et qualifier leur pertinence technique et économique en vue de :

- favoriser l'essor de la mobilité électrique ;
- proposer de nouveaux services aux consommateurs sur la base de leurs données d'usages énergétiques ;
- optimiser l'exploitation et la maintenance des réseaux ;
- optimiser les besoins d'investissements pour renforcer les réseaux en rendant les réseaux plus flexibles ;
- faciliter l'accès aux réseaux des productions de gaz décentralisées.

A l'issue des travaux d'analyse, la CRE constate un manque de rigueur dans le suivi des expérimentations par les gestionnaires de réseaux, en particulier sur les volets budgétaires et l'analyse économique des solutions testées, ainsi qu'une réticence à communiquer sur leurs résultats, en particulier lorsque ceux-ci ne sont pas positifs. Or, comme indiqué, les retours d'expérience sont essentiels pour développer les technologies pertinentes en vue de réaliser la transition énergétique à un coût maîtrisé pour les consommateurs.

Le coût de ces démonstrateurs, portés en tout ou partie par la collectivité (à travers les tarifs d'acheminement ou des subventions publiques), exige que leur suivi soit réalisé sérieusement afin de permettre de tirer pleinement profit des enseignements de ces expérimentations. Sur ce point, les gestionnaires de réseaux n'ont de manière générale, pas fait preuve d'assez de rigueur. **Il convient ainsi d'assurer un suivi plus rigoureux des projets en cours et de communiquer plus largement sur les projets en cours et achevés.**

Par ailleurs, les expérimentations Smart Grids se sont multipliées avec une certaine redondance, relativement indépendamment des résultats des précédents démonstrateurs, et alors que certains projets auraient pu être mutualisés. La coordination entre les opérateurs et entre les institutions publiques pourrait être très nettement et utilement améliorée. Il convient que les gestionnaires de réseaux et les organismes publics décidant du lancement ou attribuant des financements à des expérimentations approfondissent en amont les études de la pertinence économique du projet et son intérêt, notamment au regard des solutions précédemment testées.

Pour répondre à ces différents objectifs, la CRE considère qu'un porteur de projet efficace devrait :

- définir des objectifs clairs avant le lancement des projets, et proposer une série d'indicateurs de suivi (dont une partie aura vocation à être rendue publique), afin de vérifier en cours et à l'issue de l'expérimentation que les objectifs initiaux ont été atteints ;
- s'assurer que les résultats des projets puissent en tout ou partie être rendus publics ;
- solliciter les autres gestionnaires de réseaux pour mutualiser les expérimentations dès que cela est pertinent.

3.1. Favoriser l'essor de la mobilité électrique

La mobilité électrique est en plein essor : près d'un million de véhicules électriques ou hybrides rechargeables est attendu en circulation en 2022. Cet essor s'accompagne du déploiement de bornes de recharge dont l'impact sur le réseau et le système électrique peut être significatif. Les acteurs cherchent à identifier les cas d'usages les plus pertinents du pilotage de la recharge des VE ainsi qu'à coupler les bornes de recharge avec des sites de production EnR et des actifs de stockage.

3.1.1. Pilotage intelligent de la recharge et *vehicule-to-grid*

Le développement de la mobilité électrique peut générer des coûts importants pour le système électrique. La flexibilité peut être un bon moyen de diminuer les coûts de la recharge et donc de favoriser le développement de la mobilité électrique en facilitant son intégration. Déplacer la recharge aux heures où le réseau est le moins sollicité ainsi qu'aux heures où le moyen marginal de production d'électricité est décarboné est un levier central pour diminuer les coûts de réseaux, de l'électricité et réduire son impact environnemental. En outre, le pilotage de la recharge peut participer à la réduction des coûts et des délais de raccordement.

Les projets **So MEL So Connected**, **SMAC (SMart CHarging)** et **aVEnir**¹³, menés entre autres par Enedis, ont investigué différents cas d'usages du pilotage de la recharge, allant d'un pilotage en fonction des consommations et des contraintes locales, à l'appel au *Vehicule-to-Grid* (V2G) pour des besoins locaux du réseau en passant par le pilotage de la recharge pour optimiser les puissances de raccordement.

La CRE considère que ces démonstrateurs ont permis de montrer que le pilotage est techniquement faisable et ont par ailleurs révélé un important enjeu de standardisation des protocoles de communication, aujourd'hui source de complexité et de coûts pour le développement du pilotage de la recharge. En effet, les principales difficultés rencontrées portaient sur la mise en place de la communication entre les différents acteurs, en particulier entre l'opérateur de recharge et le gestionnaire de réseaux : pour le projet **So MEL So Connected**, 15 mois de développement ont été nécessaires pour rendre cette communication fonctionnelle.

D'un point de vue économique, le pilotage de la recharge est également pertinent. S'agissant du pilotage bidirectionnel, la faisabilité technique du V2G a été établie, même si la structure du TURPE implique la facturation des flux d'énergie soutirée et réinjectée sur le réseau ce qui limite l'intérêt économique de ce type de solution. Le V2H (*Vehicule-to-Home*) ou V2B (*Vehicule-to-Building*) peuvent plus facilement trouver une rentabilité notamment puisqu'ils n'augmentent pas les flux d'énergie sur les réseaux.

Par ailleurs, les expérimentations ont montré que l'accès aux données de charge des batteries par les acteurs responsables du pilotage a un potentiel de valeur important. En effet, en connaissant par exemple l'état de charge de la batterie, l'algorithme pourra optimiser l'utilisation de cette dernière et s'assurer de répondre aux besoins des usagers. La CRE considère donc que le propriétaire du VE devrait pouvoir utiliser et partager les données de charge de son véhicule avec les tiers de son choix.

Des mécanismes tarifaires semblent plus appropriés et plus économiques pour mobiliser la flexibilité de VE diffus en comparaison de mécanismes nécessitant de s'engager en amont sur une capacité d'effacement. De tels mécanismes tarifaires permettraient notamment de s'affranchir d'un coûteux et complexe contrôle du réalisé pour le remplacer par un simple comptage et une facturation a posteriori.

Focus ZNI

Du fait de leurs tailles réduites, les systèmes électriques des ZNI sont fortement affectés par le déploiement important des infrastructures de recharge des véhicules électriques (IRVE). Plusieurs projets ont donc été menés pour identifier les leviers permettant d'intégrer au mieux les IRVE aux réseaux, en particulier grâce au pilotage de la recharge. Le projet **V2G Corse**, lancé en 2019 et doté d'un budget de 20 k€, mené par EDF SEI et DREEV visait à piloter la recharge des VE et expérimenter le V2G en Corse afin de valider la faisabilité technique des réinjections tout en favorisant la recharge pendant les heures où les coûts de production sont les moins élevés. Le pilotage prenait également en compte des contraintes définies par l'utilisateur dans une application. La valeur économique du pilotage de la recharge, bien que très différente selon les coûts de production des territoires, est positive. La nécessité de mettre en œuvre un contrôle du réalisé (télémesures et analyses pour s'assurer que le

¹³ Les projets **So MEL So Connected**, **SMAC (SMart CHarging)** et **aVEnir** ont été lancés respectivement en 2016, 2018 et 2019 et dotés de budgets de 20 M€, 3.6 M€ et 7.1 M€.

service de flexibilité est rendu) est toutefois une source de coûts supplémentaires. La question de la compétitivité du V2G en comparaison de batteries stationnaires reste à approfondir, ainsi que la profondeur de ce gisement.

EDF SEI a mené 6 autres projets dans d'autres territoires, associant production photovoltaïque et recharge de véhicules électriques. Il s'agit des projets **Vert**, **Degrad'des cannes**, **D.R.I.V.E.**, **ViaSole**, **Madin'Drive** et **SunnyMouv**¹⁴. EDF SEI a mis en place un signal basé sur les coûts économiques et environnementaux afin de piloter la recharge en fonction de la disponibilité de l'énergie renouvelable et des moments les moins contraints sur les systèmes électriques. Ce signal n'est aujourd'hui pas associé à un signal tarifaire. L'absence d'incitations suffisantes à piloter la recharge pourrait conduire à un risque de développement non contrôlé de la mobilité électrique en ZNI et des surcoûts induits de production et de renforcement du réseau.

En ZNI, le pilotage de la recharge a un potentiel de valeur important, bien que dépendant des réseaux et des coûts de production de chaque territoire. Un cadre réglementaire favorable est nécessaire pour développer des services de flexibilité auxquels pourront participer les VE, permettant de les rémunérer en fonction du réel service rendu tout en s'adaptant au contexte tarifaire spécifique de ces territoires. Il convient d'ouvrir la réflexion à ce sujet, sans perdre de vue le besoin de contrôler à moindre coût l'effectivité du pilotage.

3.1.2. Couplage de la recharge des VE avec une production EnR locale

Le couplage de la recharge avec une production renouvelable locale est un moyen de maximiser l'autoconsommation et potentiellement d'éviter des coûts de réseaux ou de raccordement. Plusieurs projets ont testé la viabilité des modèles d'affaires associés à ces innovations.

Les projets **SMAC** et **aVEnir**, lancés par Enedis respectivement en 2018 et en 2019, testaient notamment la synchronisation des recharges avec la production EnR locale. La production d'énergie locale provenait d'un parc éolien pour **SMAC**, et d'un site PV pour **aVEnir**.

Dans l'expérimentation **SMAC**, Enedis a développé l'application **SIDE** permettant une recharge « écologique » incitée ou pilotée. Dans le premier cas, un code couleur est envoyé aux participants pour que ces derniers lancent la recharge aux moments les plus favorables, dans le second cas, le pilotage est automatisé.

Six autres projets ont été menés en ZNI par EDF SEI, associant production photovoltaïque et recharge de VE : les projets **Vert**, **Degrad'des cannes**, **D.R.I.V.E.**, **ViaSole**, **Madin'Drive** et **SunnyMouv**.

Sur la base de ces expérimentations, Enedis et EDF SEI ont démontré la faisabilité technique de piloter la recharge en fonction de la production EnR et l'acceptabilité des clients. En revanche, l'intérêt économique n'existe pas à ce stade. En effet, les analyses montrent qu'à ce stade la synchronisation de la recharge avec la production EnR ne présente un intérêt que lorsque cela conduit à une optimisation du raccordement, ce qui n'était pas le cas pour les expérimentations. Un signal basé sur la seule production EnR ne tient pas compte des contraintes du réseau et du coût de l'énergie, et par conséquent ne donne pas lieu à un gain économique pour la collectivité.

De plus, l'installation sur un même site des bornes de recharge et de la production EnR peut conduire à un choix sous-optimal des lieux d'implantation des éoliennes ou panneaux photovoltaïques (coût du foncier ou de l'installation de production, potentiel de production plus faible...). La valeur ainsi perdue n'est pas compensée par les gains pour le réseau, à moins de permettre de réduire la puissance de raccordement.

3.1.3. Couplage d'IRVE avec des batteries stationnaires

Le couplage de la recharge avec des batteries stationnaires peut être un moyen de maximiser l'autoconsommation. La viabilité des modèles d'affaires a été évaluée au travers des démonstrateurs **Vert**, **ViaSole** et **So MEL So Connected**. A travers le projet **So MEL So Connected**, Enedis et ses partenaires ont expérimenté le couplage d'IRVE avec une production PV et des batteries stationnaires dans l'objectif de maximiser l'autoconsommation. La mise en œuvre du projet a pâti d'une détérioration des batteries par des perturbations attribuées à une résonance des productions PV et des IRVE, résolue en septembre 2021. De plus, le couplage n'a pas démontré son intérêt économique. Cette conclusion est partagée dans les projets **Vert** et **ViaSole** menés par EDF SEI à la Réunion et en Corse. Dans l'ensemble de ces projets, les coûts liés à l'installation des batteries avec les bornes de recharge ne s'avèraient pas économiquement pertinents en comparaison du recours au réseau.

La CRE retient donc que le couplage d'une IRVE avec une batterie stationnaire sur un même site s'avère pertinent lorsqu'il permet d'optimiser la puissance souscrite ou le raccordement de bornes de recharge (cf. paragraphe 2.2). Il a peu d'intérêt pour le système dans les autres cas.

¹⁴ Les projets **Vert**, **Degrad'des cannes**, **D.R.I.V.E.**, **ViaSole**, **Madin'Drive** et **SunnyMouv** ont été lancés entre 2013 et 2020 pour un budget cumulé de 1.8 M€

Par ailleurs, la CRE a relevé, à la suite des échanges avec les différentes parties prenantes, que certains projets avaient une dimension politique, et que le choix de certains cas d'usages répondait davantage à un enjeu de communication qu'à un intérêt économique ou environnemental. Si l'implication des territoires dans les expérimentations est une excellente chose pour répondre à leurs besoins et emporter l'adhésion des populations, il est nécessaire de veiller à ce que des projets en partie financés par les tarifs nationaux des gestionnaires de réseaux ne soient pas guidés par des seuls enjeux de communication des collectivités locales.

Pour réduire les coûts et l'impact de la mobilité électrique sur l'environnement et sur les réseaux d'électricité, il est pertinent que la recharge ait lieu lorsqu'elle ne nécessite pas d'augmenter la production d'électricité carbonée et en dehors de la pointe sur les réseaux. Cela implique que le cadre réglementaire permette une restitution fidèle des signaux-prix et que les acteurs privés s'en emparent pour piloter ou inciter à la recharge aux meilleurs moments. La CRE recommande que, dans les ZNI, un cadre incitatif soit élaboré pour tenir compte des spécificités de ces territoires.

Les expérimentations ont montré que l'accès aux données de charge des batteries a une valeur significative pour le pilotage de la recharge. La CRE recommande donc que les propriétaires des VE puissent utiliser et partager les données de charge de leurs véhicules avec les tiers de leur choix.

Le couplage d'IRVE avec des unités de production ou de stockage sur un même site est pertinent lorsqu'il permet d'optimiser la puissance souscrite ou de réduire les coûts de raccordement. Dans le cas contraire, il ne présente pas d'intérêt pour le système électrique et pourrait conduire à une localisation sous-optimale des installations.

3.2. Proposer de nouveaux services aux consommateurs sur la base de leurs données énergétiques

Comme indiqué précédemment, le déploiement des compteurs intelligents avait pour but de faciliter l'exploitation du réseau (télérelèves, diagnostics et opérations de maintenance à distance, etc.) et de permettre aux acteurs de l'ensemble de la chaîne de valeur de proposer des services aux clients. Alors que l'industrialisation par les gestionnaires de réseaux du premier volet est quasi finalisée, on assiste à l'amorçage de l'industrialisation du second volet avec des gestionnaires de réseaux et des fournisseurs de service qui valorisent des données énergétiques et proposent des affichages déportés de la consommation pour inciter à des actions de maîtrise de l'énergie (MDE).

3.2.1. Valorisation des données énergétiques par les gestionnaires de réseaux et les fournisseurs de services autorisés

Le comptage évolué et les données qui en sont issues sont une source d'innovations pour la création de services qui apporteront des bénéfices aux clients finals. Ces services sont développés par des acteurs de l'ensemble de la chaîne de valeur (gestionnaires de réseaux, fournisseur d'énergie, fournisseur de services, etc.), à l'image de Gazélec de Péronne qui a monté en 2017 le projet **VertPOM**, doté d'un budget de 8,5 M€. Ce projet visait à valoriser les données de consommation des clients remontées par les compteurs communicants d'eau, d'électricité et de gaz.

A partir de ces données de consommation, Gazélec de Péronne a en effet développé plusieurs services à ses clients, allant de l'affichage et du suivi de la consommation sur des afficheurs déportés pour les clients précaires, à la gestion de la consommation pour les bâtiments communaux et l'éclairage public. Toutefois, les algorithmes et la modélisation des réseaux n'ont à ce jour pas abouti à des gains économiques quantifiables pour la collectivité.

Afin que des tiers développent des services innovants, ces derniers doivent pouvoir accéder facilement aux données de leurs clients. Ainsi, en 2020, GRDF a monté en le service **GRDF Adict**, pour un budget de 2 M€. Il consiste en une mise à disposition des données individuelles de gaz via des canaux de communication standardisés (des API). Les tiers fournisseurs de services accèdent ainsi plus facilement aux données de consommation, contractuelles et techniques des clients (tous Points de Comptage et d'Estimation confondus). Avant d'accéder aux données, les tiers doivent recevoir les consentements des clients. Cette étape est essentielle pour garantir le respect du règlement RGPD et obtenir la confiance des consommateurs sur le long terme.

Le service fonctionne et est largement utilisé (plus d'une centaine d'acteurs utilisent ce service). Les API favorisent la mise en place de services digitaux œuvrant pour la maîtrise de l'énergie (suivi de consommation, conseil...), la concurrence sur le marché de détail, le pilotage, etc. A date, l'analyse coût-bénéfice n'a pas été menée.

Au cours de groupes de travail réguliers, des axes d'amélioration ont été identifiés par GRDF. Les équipes de GRDF travaillent notamment à : (i) la rationalisation de l'envoi des courriels aux titulaires des points de livraison, (ii) la mise en place de fonctionnalités pour valider la souscription à un service sur une multitude de sites (« validation en masse ») pour améliorer l'expérience client, etc., (iii) l'amélioration de l'expérience utilisateur (en facilitant notamment le recueil du consentement du consommateur), (iv) l'enrichissement de l'offre de données pour répondre aux enjeux des tiers fournisseurs de services et à (v) la garantie de la sécurité et de la performance de l'interface.

Afin que des services innovants reposant sur l'exploitation des données énergétiques se développent, la CRE retient que deux conditions sont indispensables : les données doivent être facilement accessibles aux tiers autorisés et les processus de recueil du consentement doivent être simples et intuitifs pour les clients.

Les analyses des données de consommations basées sur un historique significatif sont importantes pour les consommateurs. Afin de disposer d'un tel historique, le gestionnaire de réseau doit pouvoir, par défaut, collecter et stocker les courbes de charges des compteurs, sauf opposition explicite des clients, comme dans certains pays européens.

3.2.2. Affichage déporté de la consommation comme levier de maîtrise de l'énergie (MDE)

L'affichage déporté (sur un écran dédié ou un smartphone) de la consommation des foyers en temps réel (à l'aide d'un Emetteur Radio Local (ERL)¹⁵ ajouté au compteur) vise à encourager la maîtrise de la consommation, à travers notamment une meilleure prise de conscience de l'énergie demandée par chaque usage de l'électricité. A compter du 1^{er} octobre 2022, les principaux fournisseurs seront contraints par un décret de proposer gratuitement ce dispositif à leurs clients bénéficiant du chèque énergie¹⁶.

Dans le cadre du projet **So MEL So Connected** lancé en 2016 et doté d'un budget de 20 M€, Enedis et EDF ont tenté de proposer des dispositifs d'affichage déporté de la consommation à des clients. Seuls 6 foyers ont accepté de l'expérimenter, leur utilisation s'étant limitée à quelques semaines. Un manque d'intérêt, ainsi qu'un affichage trop complexe peuvent expliquer le faible succès de l'outil.

La proposition aux clients d'analyses de données ainsi que des dispositifs d'alertes et notifications est probablement un levier plus prometteur pour tirer profit des données de consommation en temps réel, plutôt que leur simple mise à disposition. Le suivi de la consommation en temps réel a par ailleurs davantage d'intérêt pour des consommateurs dotés de tarifs de fournitures élaborés que pour des consommateurs dotés d'un tarif de base.

Par ailleurs, les coûts de livraison et de renvoi des ERL proposés par certains fournisseurs constituent un frein au développement d'un modèle économique. Il serait opportun que soient définis des standards d'interopérabilité permettant à un consommateur de changer de fournisseur sans avoir à restituer et réinstaller un ERL. Compte tenu de la prise unique de la TIC, une telle interopérabilité est également nécessaire pour permettre à un client de partager ses données de consommation fines avec plusieurs tiers.

La CRE retient que pour tirer le maximum des affichages déportés de la consommation, il est nécessaire de fournir des analyses de données et de mettre en place des systèmes d'alerte, le particulier n'ayant pas vocation à consulter régulièrement les données de lui-même. Ce suivi de la consommation en temps réel gagne également en intérêt pour des consommateurs dotés de tarifs de fournitures élaborés. Associer ce suivi de consommation au pilotage automatique de certains usages offrant des possibilités de flexibilité serait également pertinent.

Les coûts de livraison et de renvoi des Emetteurs Radio Locaux proposés par des fournisseurs constituent un frein au développement d'un modèle économique. La CRE recommande que des standards d'interopérabilité soient définis pour permettre aux consommateurs de partager leurs données et de changer de fournisseur sans avoir à restituer et réinstaller les ERL. Cela permettrait de réduire les coûts et de favoriser leur déploiement.

¹⁵ Un Emetteur Radio Local (ERL) est un dispositif pouvant être connecté à la Télé-information client (TIC) des compteurs communicants. Il permet de récupérer les informations du compteur, dont les index et la puissance instantanée. Son installation est nécessaire pour permettre un suivi en quasi-temps réel de la consommation.

¹⁶ Décret n° 2021-608 du 19 mai 2021 relatif à l'offre de transmission des données de consommation d'électricité et de gaz naturel aux consommateurs précaires

3.3. Optimiser la planification, l'exploitation et la maintenance des réseaux

3.3.1. Optimisation de la planification du réseau HTA

L'optimisation du dimensionnement des réseaux permet de réduire les besoins d'investissements et ainsi de réduire les délais de renforcements des réseaux. A travers les projets **LabCom @Lienor** (Laboratoire pour l'Insertion des Energies Nouvelles et l'Optimisation des réseaux) et **NEXT**, lancés indépendamment par SRD et GreenAlp ainsi que leurs partenaires, les gestionnaires de réseaux développent des logiciels d'exploitation, de planification et de dimensionnement des réseaux de distribution en se basant sur les données du réseau (par exemple, courbes de charge au niveau des sites de production et des postes de transformation). Ces logiciels incluent un algorithme permettant de recommander la meilleure décision d'investissement ou de recours à des moyens de flexibilité. Ces projets, lancés en 2017 pour des budgets respectifs de 2.4 M€ et 7.1M€, sont toujours en cours et doivent encore faire leurs preuves. Ces outils ont vocation à pouvoir être utilisés par d'autres gestionnaires de réseaux de distribution, sous réserve de contraintes d'interfaçage.

Ces deux projets ont été lancés indépendamment. La CRE regrette l'absence de mutualisation des moyens de développement en la matière. La mutualisation du développement d'outils d'observation, de pilotage et de simulation des réseaux permettra de bénéficier d'économies d'échelles afin de réduire les coûts pour les gestionnaires de réseaux et la collectivité. Le déploiement de tels logiciels à tous les gestionnaires de réseaux nécessite la prise en compte d'enjeux d'interfaçage et éventuellement de standardisation dès les premières phases de développement des logiciels.

Ces outils peuvent s'avérer précieux pour mieux identifier les besoins de renforcements et éviter des investissements coûteux. Ces démarches pourraient être étendues de manière simplifiée au réseau BT pour mieux identifier les besoins de renforcements. En particulier, les données issues des compteurs communicants pourraient participer à une modélisation plus précise des flux d'énergie.

Des outils de modélisation du réseau, développés dans le cadre de démonstrateurs, peuvent s'avérer précieux pour optimiser le dimensionnement et la maintenance des réseaux.

3.3.2. Meilleure exploitation des réseaux d'énergies

L'optimisation de l'exploitation des réseaux d'énergies permettra d'atteindre les objectifs de transition énergétique au meilleur coût. Cette optimisation passe par l'utilisation d'outils d'observabilité et de pilotabilité des réseaux, dont certaines fonctionnalités ont été testées dans plusieurs démonstrateurs.

3.3.2.1. Sur le réseau public de transport d'électricité

Le projet Poste Intelligent a permis d'identifier des solutions pour améliorer l'exploitation du réseau de transport. Lancé en 2013 et doté d'un budget initial de 32 M€, le projet a démontré la faisabilité technique du déploiement (i) d'outils d'observabilité sur un poste source (HTB/HTA) pour avoir une connaissance plus fine de l'état du réseau et de son environnement et (ii) de dispositifs de pilotage du réseau. Le projet **Poste Intelligent** a livré de nombreux enseignements.

En premier lieu, selon RTE, l'utilisation du dispositif DLR (Dynamic Line Rating) pourrait augmenter la capacité de transit dans les lignes de 30%, suivant les configurations de réseaux et les conditions météorologiques. Ces dispositifs, qui sont capables d'estimer plus précisément la capacité de transit des lignes, sont en cours de déploiement dans certaines zones et devraient apporter des bénéfices dès 2022.

Les études économiques complémentaires menées lors de l'exercice du Schéma décennal de développement du réseau (SDDR), ont démontré l'intérêt économique du déploiement industriel de certaines des solutions testées dans **Poste Intelligent**, notamment les programmes **R#SPACE** (programme de numérisation de RTE, visant à digitaliser certains équipements du réseau comme les postes de transformation) et **NAZA** (Nouveaux Automates de Zone Adaptatifs, visant à déployer des solutions d'observabilité et de pilotage pour éviter des congestions en écrêtant automatiquement une partie de la production EnR).

De manière générale, la numérisation de certains équipements du réseau pour déployer des outils d'observabilité et de pilotabilité est nécessaire à l'insertion des EnR. En particulier, le déploiement des programmes NAZA est nécessaire au dimensionnement optimal du réseau de transport. Le dimensionnement optimal des réseaux repose sur « la recherche d'un optimum entre les coûts pour la collectivité des limitations d'une part et des nouvelles infrastructures de réseau d'autre part ». En pratique, cela nécessite d'écrêter une partie de la production EnR pour éviter des congestions. Le dimensionnement optimal des réseaux devrait conduire à la réduction des dépenses sur le réseau de transport à hauteur de 7 Md€ sur la période 2021-2035.

3.3.2.2. Sur les réseaux publics de distribution d'électricité

Dans un souci d'amélioration de la gestion du réseau de distribution, plusieurs projets avaient pour but de tester la viabilité technico-économique de solutions d'observabilité et de pilotabilité des réseaux. Le projet ODRI par exemple, lancé par SRD¹⁷ en 2021 et doté d'un budget de 1.2 M€, teste des solutions pour pallier les problèmes soulevés par le raccordement de la production EnR décentralisée sur les réseaux de distribution d'électricité, comme les problématiques de tension sur les réseaux. Pour cela, SRD a défini plusieurs axes de recherche, notamment : (i) la mise en œuvre de solutions de compensation par SELF¹⁸, (ii) le pilotage dynamique du réactif des producteurs EnR (photovoltaïque et éolien) et (iii) l'étude, le test et la validation d'une offre de raccordement intelligent (ORI). L'expérimentation en est à ses débuts, toutefois, elle a déjà livré quelques résultats probants.

En premier lieu, les analyses préliminaires montrent que la digitalisation du réseau a un coût. Dès lors, afin de minimiser les coûts et apporter un bénéfice pour la collectivité, il importe de placer les outils numériques (capteurs et actionneurs notamment) aux bons endroits et non de manière systématique. Cette analyse est confirmée par les projets **Smart Occitania** et **SISTER**¹⁹, portés respectivement par Enedis et SRD, qui visaient eux aussi à trouver des solutions d'intégration des EnR en milieu rural. Cette meilleure intégration devait être permise par l'amélioration de l'observabilité et du pilotage du réseau de distribution (HTA et BT) via l'utilisation de détecteurs de défauts communicants et des centrales de mesures dans les postes HTA/BT (Pinky) pour le projet **Smart Occitania** et via un transformateur intelligent permettant de résoudre les problématiques de tension pour le projet **SISTER**.

Les expérimentations ont démontré que le déploiement des détecteurs de défauts communicants conduit à un bénéfice pour la collectivité. En effet, Enedis est capable de réagir plus rapidement en cas de panne. En revanche, le déploiement [REDACTED] des transformateurs intelligents n'était pas pertinent d'un point de vue économique dans la majorité des configurations de réseaux. En effet, le coût de ces dispositifs est supérieur aux solutions classiques d'observabilité, tout en présentant une fiabilité et une durée de vie moindre. Par conséquent, leur déploiement ne doit pas être automatique, mais conditionné à une analyse coût-bénéfice positive.

3.3.2.3. Sur les réseaux publics de distribution de gaz naturel

En plus de contribuer à l'intégration des sites de productions de gaz renouvelables, l'observabilité des réseaux publics de distribution de gaz naturel participe également à l'amélioration de la qualité de service. En particulier, le programme **TEX (Télé-Exploitation)** désigne le programme opérationnel de digitalisation du réseau de GRDF. Ce programme consiste à déployer la solution de télésurveillance des organes critiques du réseau (4600 postes de détente et 100% des stations biométhane) pour répondre à des exigences réglementaires de sécurité.

La digitalisation du réseau de GRDF pour répondre à des exigences réglementaires a également amélioré la qualité de service en évitant des coupures clients grâce à une anticipation de phénomènes critiques sur le réseau (actes de vandalisme, suppressions, inondations de postes, etc.).

Plusieurs cas d'usage de la numérisation des réseaux ont été identifiés et semblent offrir de nombreuses promesses : optimisation du dimensionnement des réseaux et de la gestion des flux, télésurveillance pour augmenter la qualité de service, etc. La CRE demande aux GRD d'industrialiser rapidement les fonctionnalités qui se sont avérées matures et bénéfiques pour la collectivité, et les encourage à continuer d'expérimenter de nouvelles fonctionnalités.

¹⁷ SRD, 5ème gestionnaire de réseau de distribution d'électricité en France, développe, exploite, entretient, gère les données associées et modernise les réseaux de distribution d'électricité sur le département de la Vienne (86)

¹⁸ La compensation par SELF consiste à intégrer des composants inductifs pour régler les problématiques de tension.

¹⁹ Le projet **Smart Occitania** a été lancé en 2017, pour un budget de 8 M€. Le projet **SISTER** a été lancé en 2013 pour un budget de 100 k€.

3.3.3. Utilisation de l'intelligence artificielle pour optimiser les opérations de maintenance

L'optimisation des maintenances permet de diminuer les coûts en conservant une qualité de service élevée. Elle pourrait être rendue possible sur les réseaux de gaz et d'électricité grâce à une connaissance plus fine de l'état des actifs du réseau et grâce à l'utilisation d'algorithmes d'intelligence artificielle. RTE, Enedis et GRTgaz mènent 3 projets en ce sens : les projets **Poste Intelligent**, **Smart Occitania** et **West Grid Synergy**.

Le démonstrateur **Poste Intelligent** a testé la faisabilité technique du déploiement d'outils d'observabilité sur un poste source (HTB/HTA) pour avoir une connaissance plus fine de l'état des actifs du réseau et de son environnement. L'installation de ces capteurs permet de mesurer le vieillissement des machines pour conditionner la maintenance préventive et d'aider à bâtir de nouveaux modèles de vieillissement pour aider à l'élaboration des politiques de gestion des actifs à terme.

Le projet **Smart Occitania** vise à tester des solutions pour optimiser les opérations de maintenance prédictive et les actions en cas de crise. Pour cela, Enedis et ses partenaires ont également développé des algorithmes d'intelligence artificielle. Le projet a démontré que, dans certains cas, l'utilisation de l'intelligence artificielle permet d'optimiser certains processus. Ces algorithmes requièrent un nombre de données important pour s'entraîner. A date, faute d'un nombre suffisant de données, l'utilisation de ce type d'outils ne permet pas d'optimiser la maintenance ou la gestion de crise.

Enfin, le projet **West Grid Synergy** teste des solutions de maintenance prédictive dans les postes d'injection de biométhane, de détente, etc. En particulier le projet expérimente le suivi d'une mesure qui traduit un encrassement de la colonne de l'appareil de contrôle de la qualité du gaz pour optimiser la date de la maintenance. Ainsi, GRTgaz pourra intervenir avant que l'encrassement de cette colonne ne soit trop important, évitant ainsi des coupures d'injection. A date, les solutions de maintenance prédictive sont encore en cours de test par GRTgaz et les analyses coût-bénéfice n'ont pas été menées. Des études supplémentaires sont nécessaires pour démontrer la pertinence notamment économique de ces solutions.

Plusieurs cas d'usage de l'utilisation de l'intelligence artificielle ont été identifiés pour optimiser les opérations de maintenance. Ces solutions ne sont pas encore matures, notamment en raison du manque de profondeur, de qualité et de quantité d'historiques de données.

3.4. Optimiser les investissements en rendant les réseaux plus flexibles

3.4.1. Mobilisation de la flexibilité locale et diffuse

La mobilisation de moyens de flexibilité de la production ou de la consommation constitue une alternative parfois moins coûteuse que les renforcements de réseaux. En effet, historiquement le dimensionnement des réseaux est effectué selon la pointe de puissance y transitant. Une augmentation de la consommation ou de la production peut donc nécessiter des renforcements coûteux pour le réseau. Enedis a tiré de nombreux enseignements de 2 projets visant à tester la mobilisation de flexibilité locale offerte par des tiers : les projets **Nice Smart Valley**²⁰ et **Smart Occitania**.

Tout d'abord, la CRE retient que mobiliser des flexibilités locales est techniquement possible, Enedis n'ayant pas rencontré de barrière bloquante et le service de flexibilité ayant été rendu. En outre, Enedis a développé des outils qui permettent de prévoir l'apparition de contraintes sur son réseau et de faire appel aux flexibilités. Ces outils ont été réutilisés pour les appels d'offres de flexibilité locale lancés par la suite.

De plus, ces expérimentations ont montré que le service de flexibilité pouvait être rendu par de nombreux actifs. En effet, lors de ces projets, Enedis a mobilisé la flexibilité d'actifs très divers (chauffage hybride, cogénération, batterie, V2X, méthaniseur, pompes d'un réseau de distribution d'eau) offerte par des particuliers et des entreprises.

Par ailleurs, les projets ont confirmé l'intérêt économique de l'appel aux flexibilités locales en alternative à des renforcements. En effet, dans le cadre du projet **Smart Occitania**, moyennant des hypothèses favorables selon lesquelles les équipements raccordés au réseau sont pilotables et répondent aux signaux du GRD, l'analyse coût-bénéfice de la mobilisation de flexibilité est positive.

Enfin, le retour d'expérience montre également que mobiliser la flexibilité des consommateurs nécessite de la pédagogie, notamment concernant l'intérêt de la flexibilité pour la collectivité et l'environnement.

²⁰ Lancé en 2017, le projet Nice Smart Valley est doté d'un budget de l'ordre de 3 M€.

Focus ZNI

Assurer le bon fonctionnement des systèmes électriques insulaires comportant une forte proportion d'énergies renouvelables fait apparaître des besoins croissants de flexibilité pour assurer à tout instant le bon équilibre entre l'offre et la demande. La mobilisation de la flexibilité des clients résidentiels constitue une des réponses possibles aux besoins de flexibilités.

EDF SEI a réalisé deux projets pour explorer les gisements de flexibilité résidentiels et pour activer ces flexibilités.

Le premier projet, le projet **Millener**, lancé en 2011 sur une durée de 4 ans, d'un budget total de 26,5M€, explorait les gisements de flexibilités résidentiels pour le système électrique dans les ZNI. Le projet reposait sur deux cas d'usage, proposés à plus de 700 participants résidentiels volontaires. D'une part, EDF SEI et ses partenaires effaçaient des usages tels que le chauffage (en Corse), la climatisation et les pompes de piscines pour diminuer la pointe du soir. D'autre part, ils pilotaient des installations résidentielles de stockage liées à des panneaux photovoltaïques pour lisser la production et fournir un service de réserve rapide. Le consortium a également mesuré l'acceptabilité de ce type de dispositifs sur le marché résidentiel.

En parallèle, EDF SEI a réalisé le projet **SIGMA** en Martinique. D'un budget de 175 k€, le projet lancé en 2012 visait à apporter aux ZNI une capacité d'effacement fiable. Le télépilotage des équipements ne s'est pas avéré viable économiquement compte tenu de la complexité technique, mais EDF SEI a revu sa démarche pour recourir à des effacements programmables en anticipation des risques de déséquilibre sur le réseau. Le projet a mené à l'intégration de développements spécifiques dans la plateforme de flexibilité **Agreggio**, aujourd'hui utilisée plus largement par EDF SEI dans les ZNI.

Ces deux expérimentations ont été riches d'enseignements à la fois sur le potentiel théorique de ces solutions et sur l'acceptabilité sociale. Le chauffage résidentiel peut représenter un gisement intéressant de flexibilité en pratique limité par sa faible présence dans les ZNI (hormis en Corse) : l'inertie thermique permet un pilotage sans impact significatif sur le confort des clients. En revanche, la climatisation est moins utilisée lors des pointes, ce qui en fait un gisement moindre de flexibilité. Enfin, le pilotage, par le gestionnaire de réseaux, de la production photovoltaïque résidentielle et des stockages de particuliers, est complexe à mettre en œuvre et assure une rentabilité modeste.

S'agissant de l'acceptabilité sociale, les clients participants ont majoritairement salué l'intérêt de l'expérimentation et compris l'utilité de la flexibilité, mais ont eu besoin d'un accompagnement tout au long de l'expérimentation.

De manière générale, la CRE retient que la flexibilité des consommateurs résidentiels est un gisement important, dont la valeur dépend du mix de production et des infrastructures de chaque territoire. La mobilisation de cette flexibilité diffuse peut engendrer des coûts importants (pour le pilotage des effacements ou la mesure de son efficacité (contrôle du réalisé) : coût matériel, installation, SAV, accompagnement des clients). En métropole, des mécanismes techniques et réglementaires simplifiés, tels que des signaux tarifaires, pourraient permettre de diminuer les coûts et de mieux mobiliser ces flexibilités diffuses. Dans les zones non-interconnectées, les consommateurs finals ne sont pas exposés aux coûts de production réels grâce à la péréquation tarifaire. La valorisation des flexibilités ne peut donc pas reposer uniquement sur le prix de l'électricité. Il convient de trouver d'autres mécanismes d'incitations financières ou réglementaires pour mobiliser cette flexibilité.

3.4.2. Pilotage et gestion d'un système comportant une forte proportion d'EnR

3.4.2.1. Gestion d'un système comportant une forte proportion d'EnR

La forte pénétration des EnR dans les réseaux implique d'apprendre à piloter un réseau dont la production est majoritairement renouvelable et donc dont l'inertie est faible. Un réseau à faible inertie est moins stable. Il convient de trouver des solutions pour rendre le réseau plus stable, notamment en imposant une fréquence au réseau sans machines tournantes.

Alors que la fréquence à laquelle bat le réseau est traditionnellement fixée par les machines tournantes, RTE et ses partenaires ont démontré que des installations de stockage pouvaient elles aussi imposer une fréquence à un réseau (faire du « *grid forming* ») tout en fournissant des services complémentaires. Cette démonstration technique signifie qu'il serait possible d'exploiter de grands réseaux sans (ou avec moins de) machines tournantes à plus long terme.

Cette démonstration a été réalisée dans le cadre du projet européen **OSMOSE** (Optimal System-Mix Of flexibility Solutions for European electricity), lancé en 2018 et doté d'un budget de 2.5 M€, qui visait à identifier et développer le mix optimal de flexibilités. Le volet développé en France a pour but de démontrer qu'il est possible d'exploiter un réseau sans machines tournantes. Pour cela RTE a montré que des dispositifs comme des installations de stockage avaient la capacité d'imposer une fréquence aux réseaux tout en fournissant des services complémentaires (approches multi-services dans un objectif de réduction des coûts). RTE a ensuite démontré que les algorithmes pouvaient être utilisés sur différents matériels.

3.4.2.2. Ilotage et petits réseaux isolés

Sur certaines zones éloignées raccordées au réseau d'électricité métropolitain, la maintenance des câbles ou des incidents peuvent nécessiter de rendre temporairement le territoire autonome en énergie. Ces situations requièrent historiquement la mise en place de groupes électrogènes. L'utilisation de solutions décarbonées permettrait de réduire l'impact environnemental.

Enedis a mené 2 projets visant à démontrer la faisabilité de gérer un système majoritairement renouvelable la plus grande partie de l'année (**Saint-Nicolas des Glénan**) ou lorsqu'une poche de réseau n'est plus alimentée par le réseau métropolitain (**Nice Smart Valley**). En effet, lancé en 2018 et doté d'un budget de 1 M€, le projet de modernisation du système électrique de l'île de **Saint-Nicolas des Glénan** visait à tendre vers un mix 100% ENR en (i) raccordant de nouvelles EnR, (ii) assurant l'équilibre du système et la qualité d'alimentation et (iii) gérant de façon active la consommation. Le projet **Nice Smart Valley**, mené par Enedis et ses partenaires pour un budget de 3,7M€, a été quant à lui l'occasion de tester l'ilotage des îles de Lérins à l'aide de batteries ■■■.

D'un point de vue technique, la CRE retient qu'il est techniquement possible de gérer un système électrique de petite dimension (micro-réseaux) dont le mix énergétique est à 100% renouvelable, grâce à l'utilisation de batteries et sans machines tournantes. Le démonstrateur situé à **Saint-Nicolas des Glénan** a d'ailleurs vocation à rester en exploitation. Toutefois, le démonstrateur **Nice Smart Valley** a rencontré quelques difficultés. En effet, en raison de la petite dimension des stockages et de l'impossibilité d'installer davantage de production EnR (notamment en raison du caractère protégé des îles de Lérins), la solution mise en œuvre n'a pas permis de subvenir aux besoins d'alimentation des îles durant plusieurs jours. Le projet a néanmoins été l'occasion de concevoir un nouveau service permettant à un acteur exploitant un actif de stockage de contribuer à l'ilotage.

Enfin sur le plan sociétal, l'acceptabilité et la participation des citoyens de l'île ont facilité la mise en œuvre de ce projet.

Focus ZNI

La décarbonation des territoires isolés implique d'atteindre des mix de production majoritairement renouvelables. L'exploitation et l'équilibrage de ces réseaux, par nature moins stables en raison de leur petite taille, avec un nombre de machines tournantes limité voire nul constituent un enjeu central. Deux projets phares, menés par EDF SEI à l'île de Sein et à **Saint-Georges de l'Oyapock** en Guyane, ont permis de réaliser des avancées majeures.

Le projet mené sur l'île de Sein (242 habitants) depuis 2017 pour un budget de l'ordre de 400 k€²¹ a pour but de rendre possible un réseau 100% EnR, grâce au déploiement de batteries et systèmes de pilotage. La part d'EnR dans le mix a pu atteindre 10% en 2020. Le stockage a pu à lui seul assurer l'équilibrage du réseau sur certaines périodes. Le recours au stockage doit se justifier par d'importants surplus de production EnR, permettant l'extinction régulière de la centrale thermique. Le coût des solutions de stockage (de l'ordre de 1 k€/habitant dans le cas de l'île de Sein pour un mix renouvelable à 10%) doit être justifié au regard de la capacité de production renouvelable supplémentaire qu'ils permettent d'installer et des émissions de GES évitées.

En outre, un affichage dynamique va être mis en place sur le port et informe les habitants de l'état du réseau et des périodes favorables à la consommation. L'association à un signal-prix renforcerait l'incitation à adapter les comportements.

Lancé en 2018 pour un budget de 14²² M€, le projet mené à **Saint-Georges de l'Oyapock** en Guyane (4000 habitants) a pour ambition la conversion du micro-réseau au 100% EnR en s'appuyant sur une centrale hydroélectrique, une centrale fonctionnant à partir de biomasse, une batterie asservie à la fréquence du réseau et un système de pilotage. D'après EDF SEI, le projet permettra d'éviter l'émission de 5000 tonnes de CO₂eq par an.

²¹ Comprenant le système de stockage et l'EMS (Energy Management System)

²² Comprenant le système de stockage, l'EMS (Energy Management System), le poste d'interconnexion, la rénovation de la centrale hydraulique et le contrôle commande de la centrale thermique

Les résultats finaux sont attendus courant 2022. Fin 2021, à la suite de la mise en service de la centrale fonctionnant à partir de biomasse, la commune de Saint George a pu être alimentée pendant 3 mois consécutifs, à plus de 95% par de l'EnR.

De manière générale, les études économiques menées par EDF SEI montrent que les coûts pour l'insertion des productions intermittentes augmentent très fortement à partir de 75%²³ du mix électrique, du fait du dimensionnement nécessaire des installations de production et des stockages pour couvrir la pointe. Pour atteindre un mix 100% renouvelable à moindre coût, l'utilisation de manière transitoire de bioliquides est considérée comme intéressante, afin d'utiliser les centrales thermiques existantes.

Il est techniquement possible de rendre le mix énergétique des petits réseaux 100% renouvelable. Toutefois, les gestionnaires de réseaux doivent recourir à diverses solutions pour résoudre la problématique principale du coût. En effet, le recours au stockage uniquement augmente fortement les coûts. D'autres solutions pourraient être envisagées pour dépasser le seuil des 75% d'EnR dans le mix énergétique à moindre coût pour la collectivité, telles que le recours au biogaz ou aux bioliquides dans les centrales thermiques existantes à titre transitoire.

3.4.3. Stockage par batteries

Assurer le bon fonctionnement d'un système électrique qui intègre une forte proportion de production intermittente, fait apparaître des besoins supplémentaires de flexibilité sur les réseaux, que le stockage peut contribuer à résoudre. Plusieurs projets ont testé la viabilité des modèles d'affaires associés à la participation aux divers mécanismes de flexibilité.

Dans le cadre du projet **Nice Smart Valley**, Enedis et Engie ont démontré la faisabilité de la valorisation d'un actif de stockage par batteries rendant plusieurs services : autoconsommation collective, services systèmes, marché de capacité, résolution de contraintes sur le réseau de distribution et pilotage. Le projet a livré plusieurs enseignements. En premier lieu, les stockages peuvent délivrer plusieurs services (empilement de services). En l'espèce, il est techniquement possible pour une batterie de résoudre des contraintes locales et de valoriser la flexibilité de cet actif sur d'autres marchés. Toutefois, l'utilisation d'une batterie présente des risques de défaillance plus importants qu'un renforcement du réseau.

Au regard des coûts du stockage en 2017, l'empilement des services n'avait pas permis d'atteindre un seuil de rentabilité pour le stockage. De manière analogue, le projet **IPERD**, mené par SRD entre 2011 et 2016 et doté d'un budget de 1,6 M€, visait à évaluer la pertinence de l'utilisation de batteries pour résoudre des contraintes d'élévation de tension sur le réseau BT. Le coût des batteries (en 2012) et de leur exploitation s'est révélé bien supérieur aux coûts des solutions de renforcement. La baisse des coûts du stockage observée depuis lors devrait avoir changé la donne puisque de nombreux projets de stockage sont en cours de raccordement aujourd'hui.

Le stockage pourrait également être utilisé pour résoudre des problématiques de tension. Lancé en 2021 par SRD et doté d'un budget de 1,2 M€, le projet **ODRI** teste des solutions pour pallier les problématiques d'élévation de tension soulevée par le raccordement de la production EnR décentralisée sur les réseaux de distribution d'électricité, notamment via l'utilisation de stockage par batteries pour rendre des services systèmes tension. En cas de succès, cette expérimentation permettra de proposer un cadre pour que les stockages fournissent un nouveau service aux réseaux.

De manière générale, le recours à des solutions de stockage d'électricité doit avoir lieu lorsque leurs coûts sont inférieurs à ceux d'autres solutions de flexibilités, d'écêtement de la production ou de renforcement des réseaux.

3.4.4. Interconnexion transfrontalière de réseaux de distribution

L'interconnexion de deux réseaux de distribution transfrontaliers doit permettre de valoriser la complémentarité entre ces réseaux et éviter des renforcements en amont. Le projet **Smart Border Initiative**²⁴ mené par Enedis, Innogy et Energis, visait à étudier l'opportunité d'une interconnexion de réseaux HTA à la frontière franco-allemande entre la Lorraine et la Sarre. L'étude a conclu en la faisabilité technique de l'interconnexion. Toutefois, une analyse coût-bénéfice a mis en lumière que les coûts de l'interconnexion, déduction faite de la valeur dégagée actualisée, seraient supérieurs aux coûts d'un renforcement des réseaux nationaux.

²³ Ce pourcentage est variable en fonction des micro-réseaux et du potentiel EnR présent

²⁴ Le projet a été lancé en 2018 et doté d'un budget de 1.6 M€

Une interconnexion transfrontalière entre deux réseaux de distribution ne s'est pas révélée pertinente sur la zone étudiée.

3.5. Faciliter l'accès des productions de gaz décentralisées aux réseaux

3.5.1. Leviers pour faciliter l'insertion du biométhane dans les réseaux

Pour atteindre les objectifs de transition énergétique, il est impératif de développer les capacités d'accueil de sites d'injection de biométhane sur les réseaux en respectant un principe d'efficacité économique. Lancé en 2017 et doté d'un budget de 16.3 M€, le projet **West Grid Synergy** vise justement à tester plusieurs solutions pour maximiser l'injection de biométhane dans les réseaux et optimiser les coûts. Lorsqu'un site de biométhane demande à se raccorder dans une zone saturée en injection, il peut s'avérer nécessaire d'adapter réseau : rebours, compressions mutualisées, maillages, ou dorsales. Ces adaptations sont encadrées par le droit à l'injection.

Pour optimiser les investissements (*i.e.* les éviter ou les reporter), GRTgaz teste des solutions alternatives dans le cadre du projet **West Grid Synergy**, notamment le stockage en conduite et le pilotage de la consommation (en particulier les compresseurs des stations GNV et des industriels). La première solution consiste à se servir de la canalisation de gaz comme d'un stockage. Lorsque la consommation est faible dans une zone, GRTgaz abaisse volontairement la consigne de pression. Ainsi, le producteur peut injecter jusqu'à ce que la pression du réseau remonte et atteigne la valeur maximale autorisée.

L'analyse coût-bénéfice montre que le déploiement de ces solutions sur les zones envisagées n'est pas pertinent dans la configuration actuelle des réseaux, en raison de coûts trop élevés. Toutefois, en fonction de la typologie du réseau (par exemple, présence d'un client industriel flexible à proximité d'un site d'injection de biométhane) et de la dynamique d'arrivée des projets d'injection de biométhane, il est pertinent d'avoir un catalogue de solutions afin de choisir la solution la plus économique pour la collectivité.

3.5.2. Stockage local de gaz sur le réseau de distribution

La création de capacités de stockage sur les réseaux de distribution peut constituer une alternative aux rebours et aux maillages lorsque ceux-ci s'avèrent plus onéreux, afin de faciliter l'intégration des sites de production de gaz renouvelables. Le projet Flores porté par GRDF en partenariat avec Azola, doté d'un budget de 2,1M€, vise à tester deux solutions de stockage de gaz par liquéfaction et par compression. Débutés en 2020, les tests sont toujours en cours et peu de données sont pour l'instant disponibles sur les coûts et les pertes énergétiques.

La CRE retient qu'il pourrait être intéressant d'ouvrir la réflexion sur des mécanismes de flexibilité en gaz, incitant certains gros consommateurs à moduler leurs usages, ou incitant à l'installation de stockages chez des producteurs ou consommateurs. En tout état de cause, le recours à des stockages ponctuels n'est pertinent que lorsque moins cher que les solutions de rebours et de maillages. Cela dépend donc des caractéristiques du réseau et des profils de production et de consommation. En fonction des besoins, il serait pertinent d'étudier le recours à des stockages modulaires temporaires afin de réduire les délais de mise en service de l'injection du biométhane en attendant la réalisation des rebours.

Les solutions ponctuelles de stockage de gaz pourraient augmenter les capacités d'accueil de biométhane sur les réseaux de distribution. De telles solutions peuvent être envisagées lorsqu'elles sont plus économiques que des rebours ou des maillages, ou bien de manière temporaire en attendant la réalisation des travaux.

3.5.3. Suivi du développement des installations de biométhane

Afin de planifier la transition énergétique dans leurs territoires et s'assurer de son exécution, les collectivités ont besoin de données. Les gestionnaires de réseaux peuvent jouer un rôle essentiel en fournissant les données nécessaires à l'élaboration de ces plans. Dans le cadre du projet **West Grid Synergy**, GRTgaz a mis en place, en lien avec GRDF, un indicateur en open-data²⁵ pour suivre le développement des gaz renouvelables dans les territoires : l'Indicateur Gaz Renouvelables (IGR). A partir de cet indicateur, les gestionnaires de réseaux ont conçu des cartes pour visualiser la part de gaz renouvelable produit localement dans le « mix local », l'ensemble de la France métropolitaine étant couverte.

²⁵ <https://opendata.reseaux-energies.fr/explore/dataset/igrm-reg/map/?location=6,49.38237,1.54907&basemap=jawg.light>

La CRE salue les initiatives des gestionnaires de réseaux visant à mettre à disposition les données nécessaires à la définition d'une stratégie à l'échelle des territoires.

3.5.4. Injection de méthane de synthèse dans les réseaux de gaz naturel

La conversion d'électricité en méthane (P2G) est un moyen de flexibilité permettant de valoriser les surplus d'électricité et de décarboner les usages du méthane et de l'hydrogène, à condition qu'en soit démontré l'intérêt économique. Les projets **GYMNAST** porté par GRDF et GreenAlp et **Jupiter1000** porté par GRTgaz souhaitaient tester la pertinence de ces procédés.

Le projet **GHYMNAST** avait la vocation d'expérimenter un procédé de méthanation biologique, en remplacement de l'étape d'épuration du biogaz produit par méthanisation. Le projet a été abandonné faute de viabilité économique, mais les études ont tout de même révélé que s'affranchir de l'étape d'épuration du biogaz pouvait permettre des économies [REDACTED], insuffisantes pour atteindre l'équilibre économique de l'électrolyse et de la méthanation.

Débuté en 2014, le projet **Jupiter1000**, mené par GRTgaz et ses partenaires avec un budget de 39,3 millions d'euros, a vocation à tester un procédé de méthanation et deux technologies différentes d'électrolyseurs : un électrolyseur alcalin et un électrolyseur par membranes d'échange de protons (PEM). Les résultats des expérimentations et un comparatif entre les technologies sont toujours en attente. En première analyse, la technologie alcaline semble peu flexible, mais avec une meilleure durée de vie que la technologie PEM. GRTgaz n'est pas encore en mesure de fournir des informations sur les coûts de chaque solution. A date, la production d'hydrogène et de méthane de synthèse semble néanmoins trop coûteuse au regard des alternatives.

La CRE retient qu'à date, les modèles d'affaire du P2G ne sont pas matures. En effet, à moins de répondre à des contraintes réseaux, la production de gaz à partir d'électricité n'a pas de pertinence économique et environnementale si la production de cette électricité induit une augmentation de la combustion de gaz. En outre, la méthanation nécessite pour être rentable que les prix du gaz soient élevés et les prix de l'électricité faibles. Cela suppose donc une diminution du recours au gaz comme moyen marginal de production d'électricité.

3.5.5. Injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel

Afin d'atteindre les objectifs de transition énergétique, les gaz doivent se décarboner et l'hydrogène apparaît comme une solution potentielle. Il est nécessaire d'étudier la faisabilité de son injection dans les réseaux de gaz naturel. Les projets **GRHYD**²⁶ et **Jupiter1000** visaient à démontrer la pertinence technique et économique de ces solutions dans les réseaux de distribution et de transport de gaz naturel.

La faisabilité technique de l'injection d'une faible quantité d'hydrogène dans certains réseaux a été démontrée. Le projet **GRHYD** a en effet démontré qu'il est techniquement possible d'injecter un mélange de gaz composé jusqu'à 20% d'hydrogène (en volume) dans les réseaux neufs de distribution de gaz naturel, à l'échelle d'un quartier résidentiel ou d'une plateforme industrielle, moyennant quelques adaptations d'équipements (les appareils de détection notamment). Le projet **Jupiter1000** a quant à lui réussi à injecter jusqu'à 1% d'hydrogène (en volume), et pourrait aller jusqu'à une valeur théorique limite de 6%. En outre, ces projets ont contribué à construire le socle de connaissances sur l'intégration d'hydrogène dans les réseaux.

Toutefois, la compatibilité technique des réseaux existants et des installations en aval avec l'hydrogène reste un sujet à explorer. En effet, historiquement, et encore aujourd'hui, seuls le biométhane et le gaz naturel peuvent être injectés dans les réseaux. Afin d'industrialiser l'injection des nouveaux gaz dans les réseaux, il est donc nécessaire de s'assurer que l'hydrogène n'a aucun impact sur la sécurité des réseaux et des installations en aval, notamment dans le cadre de nouveaux usages liés à la mobilité, et que le cadre juridique évolue. Des expérimentations menées dans le cadre du bac à sable réglementaire sont en cours pour définir un cadre juridique adéquat (cadre réglementaire, normatif et contractuel).

D'autre part, d'un point de vue économique, ces solutions ne semblent pas pertinentes à date. Le projet **Jupiter1000** a subi des surcoûts importants, notamment pour la gestion du risque lié à l'hydrogène qui avait été sous-estimé. A titre indicatif, les coûts ont augmenté de 8 M€ par rapport au budget initial (toutes causes confondues). L'analyse coût-bénéfice de l'injection d'un gaz contenant de l'hydrogène n'a pas encore été menée. A date, les coûts de production et d'injection de l'hydrogène dans les réseaux sont encore élevés (~150-200 €/MWh, contre 90-120 €/MWh pour le biométhane²⁷).

²⁶ Le projet GRHYD, lancé en 2014 était doté d'un budget de 15.3 M€

²⁷ Le verdissement du gaz : <https://www.eclairerlavenir.fr/wp-content/uploads/2020/02/Rapport-GT1.pdf>

Des démonstrateurs ont prouvé que des réseaux neufs de transport et de distribution de gaz naturel, à l'échelle d'un quartier résidentiel ou d'une plateforme industrielle, semblent capables d'accueillir un mélange de gaz composé en partie d'hydrogène moyennant quelques adaptations d'équipements. Le pourcentage d'hydrogène (en volume) dans le gaz injecté a atteint 20% pour le réseau de distribution et 1% (en volume) pour le réseau de transport. S'agissant des réseaux existants, la compatibilité technique de l'hydrogène avec les réseaux et les installations en aval, notamment dans le cadre de nouveaux usages liés à la mobilité, reste un enjeu central.

A moins de répondre à des contraintes réseaux, la production de gaz à partir d'électricité n'a pas de pertinence économique et environnementale lorsque cette consommation d'électricité induit, directement ou indirectement, la production d'électricité à partir de centrales à gaz. Les prix de marché de l'électricité ou de différents services de flexibilité sont les signaux adéquats pour considérer ou non le power-to-gas pertinent.

A date, les coûts de production et d'injection de l'hydrogène dans les réseaux publics de gaz naturel sont encore élevés.

3.5.6. Synergies entre les réseaux d'énergies

Afin d'atteindre les objectifs d'insertion d'EnR, les réseaux d'énergies devront être plus flexibles. Cela pourrait se faire en exploitant les complémentarités des réseaux de gaz et d'électricité. Les projets **Ténore** et **IMPULSE 2025** ont cherché à démontrer l'intérêt de ces solutions.

Lancé en 2017 et d'un budget initial de 9,8 M€²⁸, le projet **Ténore** teste la valorisation de l'énergie fatale des postes de détente à l'interface entre les réseaux dont la pression est de 60 bars environ et les réseaux dont la pression est de 30 bars environ. Pour récupérer l'énergie fatale de détente, GRTgaz et son partenaire Enertime ont construit une cogénération (999 kWe), une turbine de détente (2.5 MW) et un raccordement au réseau de chaleur urbain des villes de Villiers-le-Bel et Gonesse, alimenté principalement en géothermie.

A la suite de nombreux retards, la technologie développée dans le projet Ténore n'est toujours pas mise en service. Cette technologie est répliquable dans 30 installations exploitées par GRTgaz (sous réserve d'analyses spécifiques complémentaires) et dans des postes de clients industriels présentant des différences de pression et débits notables. En outre, l'analyse coût-bénéfice du projet est négative.

Lancé plus récemment, en 2019 pour un budget de 18 M€, le projet **IMPULSE 2025** vise à réaliser un démonstrateur d'un système multi-énergie (électricité, gaz et chaleur) sur un site industriel. Il n'a pas livré d'enseignements à date. De la flexibilité via du stockage ou de la transformation d'énergie sera mobilisée pour faire face à l'intermittence des énergies renouvelables et les profils de consommations industrielles variables. Les échanges d'énergie entre industriels d'une même plateforme seront favorisés pour réduire le gaspillage et améliorer l'efficacité énergétique globale. Enfin, le démonstrateur intégrera de la mobilité propre (électrique, hydrogène, GNV).

Il pourrait être possible de rendre les réseaux plus flexibles en exploitant les complémentarités des réseaux de gaz et d'électricité. Toutefois, malgré de nombreuses promesses théoriques, les synergies entre les réseaux d'énergies sont à date techniquement complexes à mettre en œuvre et représentent des coûts élevés.

²⁸ Après de nombreux surcoûts, le budget du projet Ténore s'élève désormais à 25,6 M€ dont 17,7 M€ d'investissement

4. SYNTHÈSE ET RECOMMANDATIONS

La 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. Dans ce contexte, la CRE accompagne et encourage l'évolution des réseaux d'électricité et de gaz naturel vers des réseaux intelligents. En ajoutant une couche numérique à la couche physique des réseaux, l'usage des smart grids dans le secteur de l'énergie a vocation à accélérer la transition énergétique et à en maîtriser les coûts pour les consommateurs.

Le déploiement des smart grids est une réalité : de nombreuses briques technologiques sont progressivement déployées rendant désormais les réseaux d'électricité et de gaz de plus en plus intelligents. C'est le résultat des travaux menés par les acteurs du secteur qui réalisent depuis plusieurs années de nombreux démonstrateurs, pour un budget estimé à près de 600 M€ sur les 10 dernières années, visant à tester et démontrer la pertinence et la viabilité de solutions innovantes.

Afin de tirer toute l'utilité de ces investissements en recherche, développement et innovation (R&D&I), il est nécessaire d'en recueillir les enseignements et de communiquer sur la viabilité des technologies et cas d'usages testés. C'est la raison pour laquelle, pour la seconde fois, la CRE a analysé les retours d'expérience de 36 démonstrateurs (dont la liste figure en annexe), en cours ou achevés récemment, auxquels participent ou ont participé des gestionnaires de réseaux, et dont les conclusions n'avaient jusqu'à présent pas été pleinement tirées.

Synthèse des retours d'expérience des démonstrateurs visant à faciliter l'essor de la mobilité électrique et de mandes de la CRE associées

- Pour réduire les coûts et l'impact de la mobilité électrique sur l'environnement et sur les réseaux d'électricité, il est pertinent que la recharge ait lieu lorsqu'elle ne nécessite pas d'augmenter la production d'électricité carbonée et en dehors de la pointe sur les réseaux. Cela implique que le cadre réglementaire permette une restitution fidèle des signaux-prix et que les acteurs privés s'en emparent pour piloter ou inciter à la recharge aux meilleurs moments. La CRE recommande que dans les ZNI, un cadre incitatif soit élaboré pour tenir compte des spécificités de ces territoires.
- Les expérimentations ont montré que l'accès aux données de charge des batteries a une valeur significative pour le pilotage de la recharge. La CRE recommande donc que les propriétaires des VE puissent utiliser et partager les données de charge de leurs véhicules avec les tiers de leur choix.
- Le couplage d'IRVE avec des unités de production ou de stockage sur un même site est pertinent lorsqu'il permet d'optimiser la puissance souscrite ou de réduire les coûts de raccordement. Dans le cas contraire, il ne présente pas d'intérêt pour le système électrique et peut conduire à une localisation sous-optimale des installations.
- La CRE recommande aux pouvoirs publics de généraliser les ORI pour les consommateurs. En effet, ce cadre permettrait, notamment, de généraliser les raccordements innovants des dépôts de bus et de flottes de véhicules électriques, mais aussi de faciliter le développement du stockage dans les réseaux dans lesquels se trouvent des contraintes.

Synthèse des retours d'expérience des démonstrateurs visant à proposer de nouveaux services aux consommateurs sur la base de leurs données énergétiques et demandes de la CRE associées

- Afin que des services innovants reposant sur l'exploitation des données énergétiques se développent, la CRE retient que deux conditions sont indispensables : les données doivent être facilement accessibles aux tiers autorisés et les processus de recueil du consentement doivent être simples et intuitifs pour les clients.
- Les analyses des données de consommations basées sur un historique significatif sont importantes pour les consommateurs. Afin de disposer d'un tel historique dès le recueil du consentement du client pour la transmission de ses données, le gestionnaire de réseau doit pouvoir par défaut collecter et stocker les courbes de charges des compteurs, sauf opposition des clients, comme dans certains pays européens.

- La CRE retient que pour tirer le maximum des dispositifs de suivi en temps réel de la consommation, il est opportun de fournir des analyses de données et de mettre en place des systèmes d'alerte, le particulier n'ayant pas vocation à consulter régulièrement les données de lui-même. Ce suivi de la consommation en temps réel gagne également en intérêt pour des consommateurs dotés de tarifs de fournitures élaborés. L'association avec un pilotage automatique de certains équipements offrant des potentiels de flexibilité serait également pertinente. Pour rappel, à compter du 1^{er} octobre 2022, les principaux fournisseurs devront proposer gratuitement un dispositif de suivi en temps réel de leur consommation à leurs clients bénéficiant du chèque énergie.
- Les coûts de livraison et de renvoi des Emetteurs Radio Locaux proposés par des fournisseurs constituent un frein au développement d'un modèle économique. La CRE recommande que des standards d'interopérabilité soient définis pour permettre aux consommateurs de partager leurs données et de changer de fournisseur sans avoir à restituer et réinstaller les ERL. Cela permettrait de réduire les coûts et de favoriser leur déploiement.

Synthèse des retours d'expérience des démonstrateurs visant à optimiser la planification, l'exploitation et la maintenance des réseaux et demandes de la CRE associées

- Plusieurs cas d'usage de la numérisation des réseaux ont été identifiés et semblent offrir de nombreuses promesses : optimisation du dimensionnement des réseaux et de la gestion des flux, télésurveillance pour augmenter la qualité de service, etc. La CRE demande aux GRD d'industrialiser rapidement les fonctionnalités qui se sont avérées matures et bénéfiques pour la collectivité, et les encourage à continuer d'expérimenter de nouvelles fonctionnalités.
- Plusieurs cas d'usage de l'utilisation de l'intelligence artificielle ont été identifiés pour optimiser les opérations de maintenance. Ces solutions ne sont pas encore matures, notamment en raison de la profondeur, de la qualité et de la quantité d'historiques de données nécessaire.
- Des outils de modélisation du réseau, développés dans le cadre de démonstrateurs, peuvent s'avérer précieux pour optimiser le dimensionnement et la maintenance des réseaux.

Synthèse des retours d'expérience des démonstrateurs visant à optimiser les investissements en rendant les réseaux plus flexibles et demandes de la CRE associées

- Il est techniquement possible de rendre le mix énergétique des petits réseaux 100% renouvelable. Toutefois, les gestionnaires de réseaux doivent recourir à diverses solutions pour résoudre la problématique principale qui est celle du coût. En effet, le recours au stockage uniquement augmente fortement les coûts. D'autres solutions pourraient être envisagées pour dépasser le seuil des 75% d'EnR dans le mix énergétique à moindre coût pour la collectivité, telles que le recours au biogaz ou aux bioliquides dans les centrales thermiques existantes de manière transitoire.
- De manière générale, le recours à des solutions de stockage d'électricité doit avoir lieu lorsque leurs coûts sont inférieurs à ceux d'autres solutions de flexibilités, d'écêtement de la production ou de renforcement des réseaux.
- Il est essentiel que le cadre réglementaire permette de mobiliser toutes les flexibilités lorsqu'elles sont plus économiques que des investissements. Les démonstrateurs ont permis d'observer que les flexibilités diffuses rencontrent aujourd'hui des coûts fixes importants (pour le pilotage ou les instruments de mesure pour le contrôle du réalisé dans le cadre de l'effacement par exemple). Des mécanismes simplifiés (tels que des signaux tarifaires) pourraient permettre de diminuer les coûts et de mieux mobiliser ces flexibilités diffuses. Dans les zones non-interconnectées, les consommateurs finals n'étant pas exposés aux coûts de production réels grâce à la péréquation tarifaire, la valorisation des flexibilités ne peut pas reposer uniquement sur le prix de l'électricité. Il convient de trouver d'autres mécanismes d'incitation financières ou réglementaires pour mobiliser ces flexibilités. La CRE demande à Enedis de développer les outils permettant le recours à la limitation temporaire de puissance et de travailler avec la CRE sur le cadre d'activation de ce levier.
- La CRE attire l'attention sur l'importance de la transmission des signaux-prix pour mobiliser et récompenser la flexibilité.

Synthèse des retours d'expérience des démonstrateurs visant à faciliter l'accès des productions de gaz décentralisées aux réseaux et demandes de la CRE associées

- Les solutions ponctuelles de stockage de gaz pourraient augmenter les capacités d'accueil de biométhane sur les réseaux de distribution. De telles solutions peuvent être envisagées lorsqu'elles sont plus économiques que des rebours ou maillages, ou bien de manière temporaire en attendant la réalisation des travaux.
- Des démonstrateurs ont prouvé que des réseaux neufs de transport et de distribution de gaz naturel, à l'échelle d'un quartier résidentiel ou d'une plateforme industrielle, semblent capables d'accueillir un mélange de gaz composé en partie d'hydrogène moyennant quelques adaptations d'équipements. Le pourcentage d'hydrogène (en volume) dans le gaz injecté a atteint 20% pour le réseau de distribution et 1% (en volume) pour le réseau de transport. S'agissant des réseaux existants, la compatibilité technique de l'hydrogène avec les réseaux et les installations en aval reste un enjeu central.
- A moins de répondre à des contraintes réseaux, la production de gaz à partir d'électricité n'a pas de pertinence économique et environnementale lorsque cette consommation d'électricité induit, directement ou indirectement, la production d'électricité à partir de centrales à gaz. Les prix de marché de l'électricité ou de différents services de flexibilité sont les signaux adéquats pour considérer ou non le power-to-gas pertinent.
- A date, les coûts de production et d'injection de l'hydrogène dans les réseaux publics de gaz naturel sont encore élevés.
- Il pourrait être possible de rendre les réseaux plus flexibles en exploitant les complémentarités des réseaux de gaz et d'électricité. Toutefois, malgré de nombreuses promesses théoriques, les synergies entre les réseaux d'énergies sont à date techniquement complexes à mettre en œuvre et représentent des coûts élevés.

Le développement efficace des Smart Grids est ainsi non seulement un enjeu de technologie et de gestion des réseaux, mais également un enjeu économique, nécessitant que les marchés et le cadre réglementaire permettent la transmission des signaux économiques pertinents aux différents acteurs.

Le site smartgrids-cre.fr met à disposition un module pédagogique, une encyclopédie et un annuaire des projets. Il constitue un carrefour de l'information sur les expérimentations et les réseaux intelligents. Les propositions de contributions sont à adresser à la CRE.

Ce partage des retours d'expérience s'inscrit dans une démarche globale d'accompagnement et d'incitation des opérateurs à rendre leurs réseaux plus efficaces en tirant profit des nouvelles technologies, notamment des *smart grids*.

En application de l'article L. 134-15 du code de l'énergie, la CRE publiera également 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 de l'EnR, sur la base d'une liste d'indicateurs concertée au préalable.

ANNEXE : DEMONSTRATEURS AYANT FAIT L'OBJET D'UN SUIVI EN 2022

Dans la présente délibération, la CRE publie les retours d'expérience de 36 démonstrateurs auxquels participent ou ont participé les gestionnaires de réseaux de gaz et d'électricité, et dont les conclusions n'ont jusqu'à présent pas été pleinement tirées. Parmi eux :

- 14 projets sont encore en cours et 18 se sont achevés récemment ;
- 7 projets sont portés par des entreprises locales de distribution (ELD) ;
- 5 ont impliqué une collaboration entre plusieurs gestionnaires de réseaux ;
- 7 ont concerné les réseaux de transport de gaz et d'électricité ;
- 9 ont concerné la production de nouveaux gaz ou les réseaux de gaz.

La liste complète des projets est reportée ci-dessous.

Projet	Opérateur	Budget approximatif	Statut
Vert	EDF SEI	228 k€	Terminé
ViaSole	EDF SEI	388 k€	Terminé
SunnyMouv	EDF SEI	817 k€	Terminé
DRIVE	EDF SEI	59 k€	Terminé
Madin'Drive	EDF SEI	172 k€	Terminé
Degrad'des cannes	EDF SEI	134 k€	Terminé
V2G - Corse	EDF SEI	29 k€	Terminé
Iles de Sein	EDF SEI	381 k€	En cours
Millener	EDF SEI	26,5 M€	Terminé
Saint Georges de l'Oyapock	EDF SEI	14 M€	En cours
SIGMA	EDF SEI	175 k€	Terminé
aVEnir	Enedis	10,1 M€	En cours
Nice Smart Valley	Enedis (et GRDF)	3,7 M€	Terminé
Saint-Nicolas des Glénan	Enedis	1 M€	En cours
Smart border initiative	Enedis	1,6 M€	Abandonné
Smart Occitania	Enedis	8 M€	En cours
SMAC	Enedis	3,6 M€	En cours
So Mel So Connected	Enedis	20 M€	En cours
Vertpom	Gazelec de Péronne	8,5 M€	Terminé
GHyMNAST	GreenAlp et GRDF	-	Abandonné
NEXT	GreenAlp et Artelys	7,1 M€	En cours
GRDF ADICT	GRDF	2 M€	En cours
Flores	GRDF	2,1 M€	En cours
GRHYD	GRDF	15,3 M€	En cours
TEX	GRDF	40 M€	En cours
Jupiter1000	GRTgaz / RTE	38,9 M€	En cours
Tenore	GRTgaz	25,6 M€ ²⁹	En cours
West Grid Synergy	GRTgaz / GRDF	16,3 M€	En cours
MIGRATE	RTE	1,1 M€	Terminé
OSMOSE	RTE	2,5 M€	Terminé
Poste intelligent	RTE	32 M€	Terminé
IMAGE (LabCom @Lienor)	SRD	2,4 M€	En cours
IPERD	SRD	1,5 M€	Terminé
ODRI	SRD	1,1 M€	En cours
SISTER	SRD	73 k€	Terminé
IMPULSE 2025	Teréga	18 M€	En cours

Tableau 1 : Démonstrateurs « Smart Grids » étudiés

²⁹ dont 17,7 M€ d'investissement