



ANNEXES - DEMONSTRATEURS SMART GRIDS

1. SMAP ET SMART GRID VENDEE : INSERTION DES ENR SUR LES RESEAUX DE DISTRIBUTION

1.1 Présentation des démonstrateurs



Mené à Bourg des Haies (Auvergne-Rhône-Alpes), le projet **SMAP** a débuté en 2015 et s'est achevé en 2018. Enedis, Grenoble INP, HESPUL, la Région Auvergne-Rhône-Alpes, le Parc naturel régional du Pilat, Nexans, Atos, la Mairie des Haies et le SyDER ont participé à ce projet. SMAP visait à faciliter le développement des énergies renouvelables en zone rurale en s'appuyant sur le parc PV du village des Haies. Les principaux enjeux étaient l'insertion des énergies renouvelables dans les réseaux électriques basse tension des zones rurales et l'amélioration de l'adéquation entre les flux de production et de consommation électriques locaux.



Smart grid Vendée est un projet qui a été mené entre 2013 et 2018 en Vendée, doté d'un budget de 27.7 M€ et d'un PIA de l'ADEME d'un montant de 9.5 M€. Smart Grid Vendée a été mené par le SyDEV, Enedis, RTE, Actility, Alstom, Engie Inéo (ex-Cofely Inéo), Legrand et le CNAM. Le projet a testé des nouveaux concepts associés à une optimisation des réseaux publics de distribution, concertée et partagée par l'ensemble des parties prenantes du système électrique. Le démonstrateur visait à montrer la pertinence et la viabilité de nouveaux modèles d'affaires, en prenant en compte les aspects techniques, économiques et sociétaux.

1.2 Principaux résultats

SMAP et Smart grid Vendée ont testé plusieurs solutions visant à faciliter l'insertion des EnR dans les réseaux de distribution. **Enedis a proposé et testé deux opérations de raccordement intelligentes** au sein du démonstrateur Smart grid Vendée : le parc éolien de Chauché et la centrale photovoltaïque de Talmont-Saint-Hilaire ont bénéficié d'un raccordement plus rapide et à moindre coût, en échange d'un écrêtement ponctuel de leur production lorsque des contraintes apparaissent sur le réseau public de distribution. Les délais de raccordement de la centrale PV de Sauché (5 MWc) ont été réduits (de 6 mois à 5 mois pour les travaux sur la ligne HTA en domaine public) et les coûts de raccordement sont passés de 494 k€ à 179 k€ (réduction d'environ 60%). En contrepartie, le producteur sera écrêté quelques heures par an (moins de 250 MWh/an). Les producteurs concernés sont satisfaits de la solution retenue. Enedis souhaite industrialiser cette solution.

Dans le démonstrateur SMAP, **Enedis a testé la possibilité pour les installations de production décentralisées raccordées en BT d'absorber de la puissance réactive**. Dans cette expérimentation, 7 sites de production PV (< 36 kVA) ont absorbé de la puissance réactive en suivant une loi de commande fixée par Enedis. Cette expérimentation a montré que l'absorption de puissance réactive présentait un intérêt économique et technique pour les réseaux BT. En outre, il permet de résoudre, dans certains cas, les contraintes de tension provoquées par l'arrivée des ENR sur les réseaux BT. Enedis souhaite généraliser cette solution. Cependant, l'absorption de puissance réactive est interdite par la réglementation. Cette interdiction sera levée avec l'entrée en vigueur de l'arrêté transposant les codes de raccordement européens. Dans la prochaine délibération portant orientations sur la structure du TURPE 6, la CRE s'exprimera sur les évolutions tarifaires éventuelles, notamment la possible suppression de la composante d'absorption de puissance réactive pour les installations de production raccordées en BT.

Le démonstrateur SMAP a aussi été l'occasion pour Enedis de lancer des études sur le pilotage des EnR raccordées en BT en vue de minimiser l'impact des EnR sur les réseaux BT. Les simulations réalisées ont permis de confirmer la pertinence technico-économique d'un pilotage local des onduleurs PV pour faciliter l'intégration des EnR sur les réseaux. Enedis estime toutefois que des études complémentaires nécessitent d'être réalisées pour définir la manière dont ces solutions pourront être déployées à plus grande échelle.

Dans Smart grid Vendée, Enedis a testé des outils pour synchroniser les périodes de maintenance et donc maximiser l'injection de la production EnR. En pratique, grâce au portail « Dispo Réseau »¹, les producteurs HTA connaissent la planification des travaux de maintenance sur le réseau et peuvent synchroniser leur période de maintenance. Ces outils fonctionnent et sont utilisés par les acteurs. Enedis indique être favorable à l'industrialisation de cette solution.

Selon les gestionnaires de réseaux, afin d'accueillir la production décentralisée au meilleur coût pour la collectivité, les réseaux d'électricité doivent être numérisés. A partir des données récoltées, RTE et Enedis ont testé, notamment dans Smart grid Vendée, des fonctions avancées du réseau (FAR) qui leur permettent de piloter plus finement leurs réseaux. Selon Enedis et RTE, les analyses technico-économiques ont montré que certaines fonctions sont industrialisables, notamment des estimateurs de l'état du réseau, des fonctions de régulation centralisée de tension, des fonctions de réglage dynamique local de la puissance réactive des producteurs HTA, des algorithmes d'autocicatrisation dynamique des incidents, etc. D'autres solutions doivent en revanche être écartées à date, notamment les transformateurs HTA/BT avec régleur en charge pour gérer la tension sur les réseaux BT.

¹ Le site internet est disponible ici : <https://www.disporeseau-enedis.fr/>

2. WEST GRID SYNERGY : RENDRE LES RESEAUX DE GAZ PLUS FLEXIBLES

2.1 Présentation du démonstrateur



West Grid Synergy (2017-2022) est un projet qui se déroule dans la communauté de communes de Mauges (Maine-et-Loire), de Pontivy Communauté (Morbihan) et le Pays de Pouzauges (Vendée). Il est doté d'un budget de 16.3 M€ et est porté par GRTgaz, GRDF, SOREGIES, le SIéML, le SyDEV et Morbihan Energies. West Grid Synergy a pour ambition de tester et mettre en œuvre les solutions permettant d'intégrer au maximum les gaz renouvelables dans les réseaux énergétiques à un coût maîtrisé pour la collectivité. <https://www.west-gridsynergy.fr/>

2.2 Principaux résultats

En France, le gaz est majoritairement utilisé pour le chauffage. La consommation peut donc varier dans une dynamique de 1 à 5, en particulier sur les réseaux de distribution. Même si le système gazier est particulièrement flexible, lorsque la production locale de gaz renouvelable est supérieure à la consommation, des congestions apparaissent. Pour continuer à valoriser au maximum cette production ENR, il faut trouver un exutoire. Les analyses menées dans le démonstrateur West Grid Synergy ont permis d'identifier des solutions qui permettent de maximiser l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux de gaz. A ce jour, les solutions identifiées sont :

- **Le maillage.** Le maillage consiste à relier deux zones de distribution afin d'augmenter le volume total du réseau de distribution ainsi que le foisonnement des consommations de la zone. Dans ce démonstrateur, un maillage des réseaux de distribution de Pontivy et de Noyal-Pontivy a été réalisé par GRDF. Il a permis d'augmenter les capacités d'injection de biométhane mais est demeuré insuffisant au regard des prévisions d'injection de biométhane.
- **L'utilisation de rebours.** Un rebours rend l'interface transport/distribution bidirectionnelle. Les surplus de gaz qui ne peuvent pas être consommés localement peuvent ainsi être « remontés » du réseau de distribution vers le réseau de transport. Le projet West Grid Synergy vise à intégrer, pour la première fois sur le réseau de gaz français, deux postes de rebours, puis à identifier, mettre en place et tester des fonctionnalités avancées smart grids de pilotage et surveillance pour répondre à deux besoins principaux : la sécurité et l'exploitabilité continue des réseaux et la fiabilisation et l'optimisation technico-économique des infrastructures. D'ici 2023, GRTgaz estime qu'une vingtaine d'infrastructures de rebours devront être mises en service sur les réseaux de gaz en France et leur nombre devrait continuer d'augmenter les années suivantes.
- **Le développement de la flexibilité :** Pour augmenter la capacité d'accueil de biométhane, tout en limitant ou en repoussant des investissements, il est pertinent de développer des stockages distribués sur les réseaux. Dans le cas de réseaux de distribution alimentant des volumes de consommation conséquents, il est intéressant de moduler la pression de livraison des postes de détente transport, de façon à mieux utiliser la flexibilité offerte par le stockage dans les canalisations (appelé stock en conduite) et permettre ainsi aux producteurs de continuer à injecter du biométhane quand les consommations diminuent. Cette solution sera mise en œuvre dans le cadre de West Grid Synergy, mais d'autres solutions ont été identifiées telles que l'asservissement de la consommation au besoin d'injection (stockage chez des clients industriels ou des stations GNC) ou le déport de l'injection vers des zones non saturées (gaz porté). Elles pourront être expérimentées dans un second temps ou dans d'autres projets ;
- **Le déploiement du numérique pour un meilleur partage de l'information :** Des capteurs communicants installés en différents points du réseau renseignent à tout moment sur la pression dans les réseaux, représentative de l'équilibre entre la consommation et la production. Ce déploiement est un atout supplémentaire pour optimiser le pilotage global des réseaux : il permet d'alimenter la modélisation dynamique du réseau, un prérequis pour concevoir les futurs « smart gas grids ».

3. PARTAGELEC : MISE EN PLACE D'UNE OPERATION D'AUTOCONSOMMATION COLLECTIVE

3.1 Présentation du démonstrateur



Le projet Partagélec a été une des premières opérations d'autoconsommation collective à avoir été mise en place en France. Elle a été montée en 2016 à Pénestin, en Bretagne, par Enedis, Enercoop et Morbihan Energies. Doté d'un budget de 78 k€, le projet visait à monter une opération d'autoconsommation collective rassemblant 1 site en autoconsommation individuelle, équipé d'une centrale de production PV (40 kWc) et de 12 sites de consommation.

3.2 Principaux résultats

Une opération d'autoconsommation collective nécessite de regrouper les participants à l'opération d'autoconsommation collective (producteurs et consommateurs notamment) au sein d'une personne morale organisatrice (PMO). Le rôle de la PMO est majeur. Elle rassemble en son sein les producteurs et les consommateurs², et d'éventuelles autres parties prenantes. De plus, elle est l'interface entre les participants à l'opération d'une part et le gestionnaire de réseaux d'autre part.

La création d'une personne morale, sa forme juridique, la définition de ses statuts, la désignation de ses membres et la mise en place de la gouvernance ont été autant de questions soulevées lors du lancement de l'opération. La nature juridique de la PMO n'est pas imposée par les textes réglementaires. Elle peut prendre la forme la plus adaptée en fonction des cas d'usage : un syndic dans le cas d'une opération dans un bâtiment collectif, une filiale d'une entreprise pour des sites exploités par une même société, etc. Les questions juridiques soulevées sont nombreuses et ont constitué une des principales difficultés remontées par les acteurs. Des difficultés ont aussi été rencontrées lorsqu'une entité juridique existante souhaite se constituer PMO, notamment au regard de ses statuts.

Dans le projet Partagélec, le statut juridique de la PMO est une association qui regroupe le producteur et les consommateurs, mais aussi des acteurs locaux (Cap Atlantique, ville de Pénestin notamment). L'association de loi 1901 est une forme juridique qui permet aux parties prenantes d'intégrer et de sortir de l'opération facilement, de traiter des flux financiers, elle est facilement immatriculée, etc. Cette forme juridique a été choisie pour faciliter la mise en œuvre de l'opération.

Le projet Partagélec a permis de tester un nouveau cadre contractuel qui définit les interactions entre les différents acteurs d'une opération d'autoconsommation collective : les consommateurs et les producteurs, réunis au sein d'une personne morale organisatrice (PMO) ; le gestionnaire de réseau qui assure le comptage des consommations et des productions ; les fournisseurs d'énergie de complément, qui assurent la fourniture du complément d'énergie ; et les acheteurs de dernier recours, qui achètent les surplus des producteurs locaux (cf. figure 1). Le cadre contractuel testé a permis la mise en place de l'opération d'autoconsommation collective.

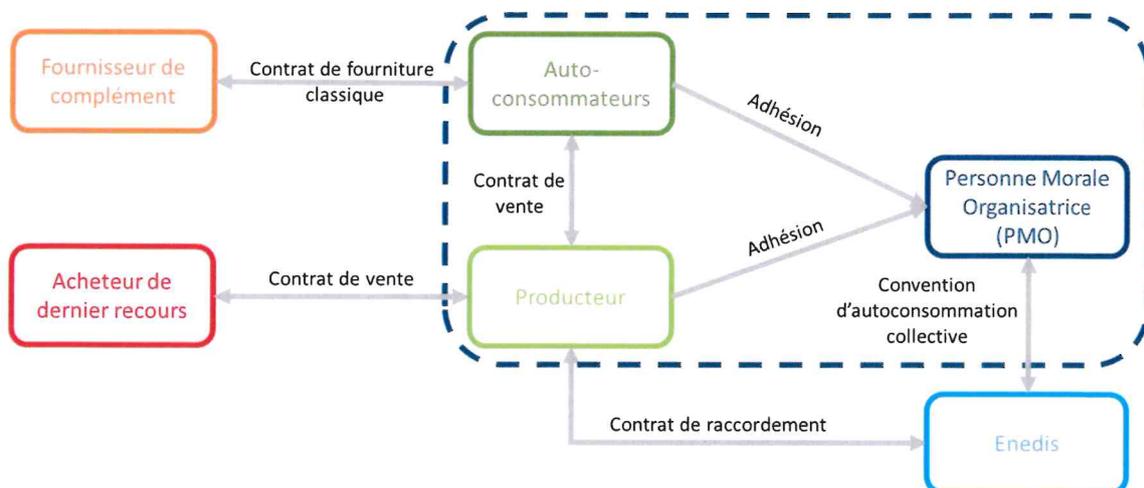


Figure 1 : Cadre contractuel d'une opération d'autoconsommation collective (source : Morbihan Energies)

² Articles L. 315-1 et suivants du code de l'énergie

Le principal enjeu technique est d'assurer la bonne répartition des flux d'énergie. Le gestionnaire de réseaux doit être en mesure de distinguer la part autoconsommée et la part allo-consommée pour chaque autoconsommateur et autoproducteur, au pas de 30 minutes pour les consommateurs et producteurs avec une puissance inférieure ou égale à 36 kVA, au pas de 10 minutes sinon³. Comptabiliser les flux de production et de consommation à chaque point de livraison nécessite l'utilisation des compteurs communicants (Linky pour les puissances inférieures ou égales à 36 kVA) activés en courbe de charge.

La PMO transmet aux gestionnaires de réseaux, pour chaque pas demi-horaire, les clés de répartition⁴ des participants qui décrivent la manière dont les consommations sont réparties. Grâce à celles-ci, le gestionnaire de réseaux affecte les consommations et les productions aux responsables d'équilibre et fournisseurs de complément.

Après des tests fructueux, les solutions mises en œuvre par Enedis passent en phase d'industrialisation et, pour cela, Enedis fait évoluer son SI. Les porteurs de projet peuvent développer des projets d'autoconsommation collective dans lesquelles les clés de répartition sont statiques ou dynamiques. Les porteurs de projets doivent pour cela préciser dans la convention d'autoconsommation collective les modalités qu'ils souhaitent appliquer.

Sans changement de comportement des consommateurs, les opérations d'autoconsommation collective n'apportent pas toujours de bénéfices économiques aux autoconsommateurs à court terme (cf. figure 2). En effet, si un autoconsommateur choisit de conserver le TURPE « classique »⁵, alors :

- les coûts relatifs au TURPE, à la CSPE et aux taxes locales seront identiques ;
- les coûts de fourniture seront plus élevés. En effet, à ce jour, l'énergie produite par une petite installation de production coûte plus cher que l'énergie achetée à un fournisseur.



Figure 2 : Comparaison des coûts variables (fourniture au TRV vs autoconsommation) dans le projet Partagélec (source : Partagélec)

Les participants d'une opération d'autoconsommation collective pourraient cependant tirer des gains économiques à plus long terme car :

- les autoconsommateurs contractualisent un prix fixe pour leur énergie sur une durée longue, ils réduisent donc leur risque lié à l'augmentation des prix du marché de détail ;
- les autoconsommateurs sont susceptibles d'avoir une meilleure connaissance de leur consommation et seront donc plus à même de maîtriser leur consommation. Par conséquent ils réaliseront des économies de MDE ;
- les autoconsommateurs qui optent pour le TURPE optionnel⁶, qui synchronisent leur consommation avec la production locale d'énergie, pourront réaliser des économies de TURPE.

³ Enedis-FOR-CF_01E

⁴ Les clés de répartition décrivent la manière dont les flux d'énergie sont répartis. Les clés de répartition peuvent être statiques (les coefficients sont fixes, par exemple les n autoconsommateurs reçoivent une part égale à 1/n fois la production locale) ou dynamiques (les coefficients varient au cours du temps).

⁵ En application de l'article L. 315-3 du code de l'énergie, la CRE établit des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité spécifiques pour les consommateurs participants à des opérations d'autoconsommation. Dans sa délibération du 7 juin 2018⁵, la CRE a décidé (i) de ne pas modifier le TURPE applicable aux autoconsommateurs individuels et (ii) d'introduire une nouvelle formule tarifaire, optionnelle, à destination des utilisateurs raccordés au réseau basse tension participant à une opération d'autoconsommation collective.

⁶ Cf. supra

4. AVENIR, FLEXMOB'ILE ET SMAC : MEILLEURE INTEGRATION DES IRVE DANS LES RESEAUX ET ETUDE DU POTENTIEL DE LA RECHARGE INTELLIGENTE ET DU V2X

4.1 Présentation des démonstrateurs



Le projet aVENir (2019-2022) est mené par un consortium qui regroupe PSA, Renault, Université Grenoble Alpes, G2E lab, Nuvve, Trialog, Enedis, Aix-Marseille Université, Izivia et Schneider Electric dans le Sillon Rhodanien et en Provence Alpes du Sud. Il vise à valider les modèles d'activité de la recharge intelligente (Smart charging), avec l'expérimentation de 6 cas d'usage allant du pilotage de la recharge pour optimiser les puissances de raccordement à l'appel au V2G pour des besoins locaux du réseau, en passant par la synchronisation de la production PV et de la recharge de VE.



Le projet Flexmob'île (2018-2020) est mené à Belle-Île-en-Mer par un consortium composé de Renault, Enedis, Schneider Electric, Bouygues Energies & Services, Morbihan Energies, The Mobility House, Les Cars Bleus et VVF (Village Vacances Familles). Il poursuit un double objectif : expérimenter techniquement et contractuellement une offre de raccordement intelligente pour les IRVE et mettre en œuvre à Belle-Ile une solution de pilotage de la recharge.

SMAC

Le projet SMAC (2018-2020) est mené dans les départements de la Marne, de l'Aube, de la Haute Marne et des Ardennes par un consortium composé d'Enedis, Nissan, Moët & Chandon, Nexans, Park'n plug, Groupe ESC Troyes, FEE, Ardenne Métropole, Troyes Champagne Métropole, Agglomération de Chaumont et la Région Grand Est. Ce projet vise à piloter la recharge afin de synchroniser les périodes de recharges avec les périodes de forte production éolienne tout en prenant en compte les contraintes du réseau, à utiliser les flexibilités des VE (V2G) pour résoudre des contraintes sur le réseau public de distribution et à améliorer la qualité de la prévision de production des sites d'énergies renouvelables.

4.2 Principaux résultats

Le pilotage de la recharge des véhicules électriques offre de nombreuses opportunités : réduction de l'impact de la recharge sur le réseau et donc réduction de son coût, fourniture de services aux réseaux en échange d'un revenu, etc. Afin d'explorer les diverses options, les démonstrateurs aVENir, FlexMob'île et SMAC ont identifié les cas d'usage suivants :

- **Optimisation des puissances souscrites pour réduire les coûts de raccordement.** Le pilotage de la recharge permet de limiter les appels de puissance au point de raccordement. Comme les coûts de raccordement augmentent avec la puissance maximale appelée au point de raccordement, le pilotage dans ce contexte permet de limiter les couts de raccordements ;
- **Raccordements intelligents d'IRVE pour réduire les coûts et les délais de raccordement.** Le raccordement groupé d'IRVE peut permettre de minimiser le dimensionnement du réseau public de distribution (RPD) à condition que les gestionnaires de recharge des IRVE s'engagent à moduler la recharge pour ne pas provoquer de contraintes sur le RPD. Pour cela, il suffit de piloter la recharge en suivant un signal représentatif de l'état du réseau, envoyé par le gestionnaire de réseau par exemple. Un dimensionnement des ouvrages du RPD optimisé de la sorte permet de réduire les couts et les délais de raccordement ;
- **Synchroniser les périodes de production EnR avec la recharge pour proposer une recharge verte.** La synchronisation de la production locale EnR éolienne dans SMAC et PV dans aVENir avec la recharge des VE permet à un fournisseur de recharge de « garantir » une recharge renouvelable et locale ;
- **Valorisation des flexibilités du VE sur les marchés.** Du point de vue du réseau, les véhicules électriques sont des stockages mobiles. Agrégés, ils sont une source de flexibilité potentielle estimée à plusieurs GW par RTE⁷. Un agrégateur qui piloterait la recharge de nombreux véhicules électriques pourrait valoriser cette flexibilité sur les marchés. A plus long terme, cette source de flexibilité pourrait même être utilisée pour résoudre des contraintes sur le RPD.

⁷ Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique : <https://www.rte-france.com/fr/document/enjeux-du-developpement-de-l-electromobilite-pour-le-systeme-electrique>

11 juin 2020

Des études complémentaires sont nécessaires pour définir les modalités techniques de mise en œuvre, le cadre contractuel, etc. des cas d'usages identifiés.

5. BIENVENU : FACILITATION DE L'INSERTION DES IRVE DANS L'HABITAT COLLECTIF

5.1 Présentation du démonstrateur



Le projet BienVEnu (2015-2019) a été mené en Île-de-France. Piloté par Enedis, le projet a rassemblé une dizaine de participants parmi lesquels CentraleSupélec, Clem', G2Mobility, Nexas, Park'n Plug, Tetragora et Trialog. D'un budget de 10 M€ et financé en partie par un PIA de l'ADEME à hauteur de 4 M€, le démonstrateur a permis de tester certaines solutions de raccordements de bornes de recharge dans les logements résidentiels collectifs (bailleurs uniques et copropriétés) privilégiant une infrastructure en grappe (plusieurs points de charge groupés) raccordée sur les parties communes ou sur un point de livraison dédié. <http://www.bienvenu-idf.fr/>

5.2 Principaux résultats

Certains résultats du démonstrateur ont été rendus publics dans un livre blanc⁸. Y sont notamment synthétisées les démarches, notamment administratives, que doivent entreprendre les acteurs qui souhaitent installer des bornes de recharge. Ce livre blanc apporte de la visibilité aux parties qui souhaitent installer des bornes. A titre d'exemple, un syndic de copropriété sollicité pour l'installation d'une infrastructure de recharge dans le parking devra réaliser les démarches suivantes :

1. Identification du besoin au sein de l'immeuble ;
2. Obtention d'un devis d'un installateur ;
3. Visite du site concerné ;
4. Choix de l'architecture retenue ;
5. Présentation en Assemblée Générale ;
6. Décision d'investissement et aides disponibles.

⁸ Recommandations pour l'installation d'une infrastructure de recharge de véhicules électriques dans le résidentiel collectif existant. http://www.bienvenu-idf.fr/images/Livre_Blanc.pdf

Le projet BienVenu a testé 6 solutions de raccordement pour les bornes de recharge dans l'habitation collective et a identifié les avantages et inconvénients de chacune, en fonction de la typologie du site, de la nature de l'installation électrique, etc. (cf. Figure 3 et Tableau 1).

<p>Solution 1 : Raccordement en pied de colonne électrique avec création d'un nouveau PDL par point de charge. Chaque utilisateur est indépendant pour son alimentation et ses coûts.</p>	<p>Solution 2 : Raccordement individuel depuis chaque PDL d'habitation.</p>	<p>Solution 3 : Création d'un nouveau PDL directement sur le réseau public de distribution électrique : cas d'un parking raccordé au bâtiment. La répartition des coûts entre utilisateurs s'appuie donc sur des comptages de prestation liés à chaque borne de recharge.</p>
<p>Solution 4 : Raccordement en pied de colonne électrique avec création d'un nouveau PDL. A nouveau, la répartition des coûts entre utilisateurs s'appuie sur des comptages de prestation liés à chaque borne de recharge.</p>	<p>Solution 5 : Raccordement en aval du PDL des parties communes, grappe de recharge en décompte. Pour accéder au marché (choix d'un fournisseur d'énergie), le compteur en sous comptage est un compteur du Gestionnaire de Réseau de Distribution (Linky) : solution de comptage en décompte.</p>	<p>Solution 6 : Raccordement sur le PDL des parties communes en pied de colonne électrique, sans comptage spécifique dédié à la recharge des véhicules électriques. Les usages de la grappe de recharge sont intégrés aux usages des parties communes.</p>

Figure 3 : Schémas de raccordement dans l'habitat collectif identifiés dans le démonstrateur BienVenu. Les solutions 3, 4 et 5 ont été testées.

(source : Recommandations pour l'installation d'une infrastructure de recharge de véhicules électriques dans le résidentiel collectif existant, BienVenu)

Solution	Avantages	Inconvénients
1	Permet à chaque utilisateur de VE d'avoir son propre point de comptage et de choisir leur fournisseur d'énergie. Une partie de l'installation est financée par le GRD (Gestionnaire du Réseau de Distribution) par l'intermédiaire de la réfaction (40% à ce jour).	Le pilotage de la puissance soutirée globalement par les bornes de recharge nécessite la mise en œuvre d'une solution collective de pilotage des bornes de recharge au sein de l'immeuble.
2	Les utilisateurs disposent d'un unique contrat d'électricité couvrant tous leurs usages (habitation + VE).	Ne peut convenir qu'à de petits immeubles. Règles techniques complexes pour respecter les normes. Pour cette raison, la CRE n'y est pas favorable.
3	Mise en œuvre simplifiée d'un pilotage intelligent de la recharge : un unique point de comptage pour l'ensemble de la grappe permet d'optimiser la puissance souscrite.	Les coûts de raccordement peuvent être importants en fonction des situations.
4	Adapté à la plupart des situations à un coût raisonnable, pour un nombre limité de bornes. Mise en œuvre simplifiée d'un pilotage intelligent de la recharge: un unique point de comptage pour l'ensemble de la grappe permet d'optimiser la puissance souscrite.	Si la colonne montante est vétuste ou ne dispose pas de la puissance nécessaire au raccordement, peut entraîner une rénovation de colonne, engendrant des délais et des coûts supplémentaires.
5	En général, coût de raccordement inférieur aux solutions 1 à 4. Mise en œuvre simplifiée d'un pilotage intelligent de la recharge: un unique point de comptage pour l'ensemble de la grappe permet d'optimiser la puissance souscrite.	Nécessite d'avoir de la marge en puissance disponible sur le compteur des services généraux. Solution moins évolutive.
6	En général, coût de raccordement inférieur aux solutions 1 à 4. Mise en œuvre simplifiée d'un pilotage intelligent de la recharge via une solution en grappe de recharge.	Nécessite d'avoir de la marge en puissance disponible sur le compteur des services généraux. Solution moins évolutive. La part énergie de la recharge est confondue avec les usages des services communs, l'opérateur d'infrastructure pourra proposer une répartition des coûts sur la base des compteurs de prestation liés aux bornes de recharge.

Tableau 1 : Avantages et inconvénients des solutions étudiées
(source : BienVEnu)

6. CITYCHARGE ET REMORA : DEVELOPPEMENT DE RACCORDEMENTS INNOVANTS D'IRVE

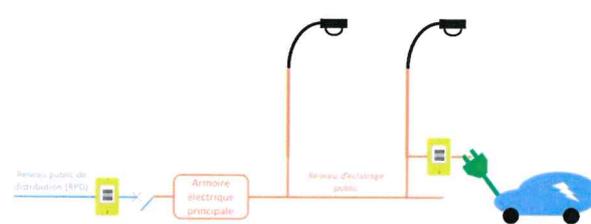
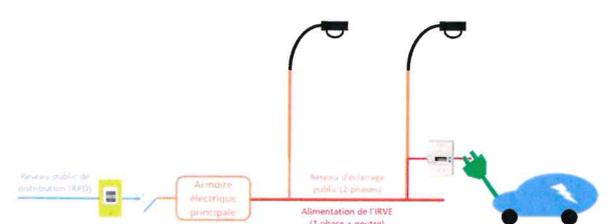
6.1 Présentation des démonstrateurs

<p>Installation de bornes CityCharge</p>	<p>Entre 2016 et 2018, Enedis, Bouygues Energies et Services, le SyDEV et la ville de la Roche-sur-Yon ont testé à La-Roche-sur-Yon, dans le Pays de la Loire, l'installation bornes de recharge de véhicules électriques CityCharge sur des mâts d'éclairage public dans différentes configurations d'installation.</p>
<p>REMORA</p>	<p>REMORA est un projet mené à Calais, dans les Hauts-de-France par FDE 62, la ville de Calais, EDF, Citelum et Ubitricity. Le projet REMORA, vise à réduire les travaux de génie civil nécessaires à l'installation des bornes de recharge sur la voie publique et ainsi favoriser l'utilisation de véhicules électriques et le développement de la mobilité propre.</p>

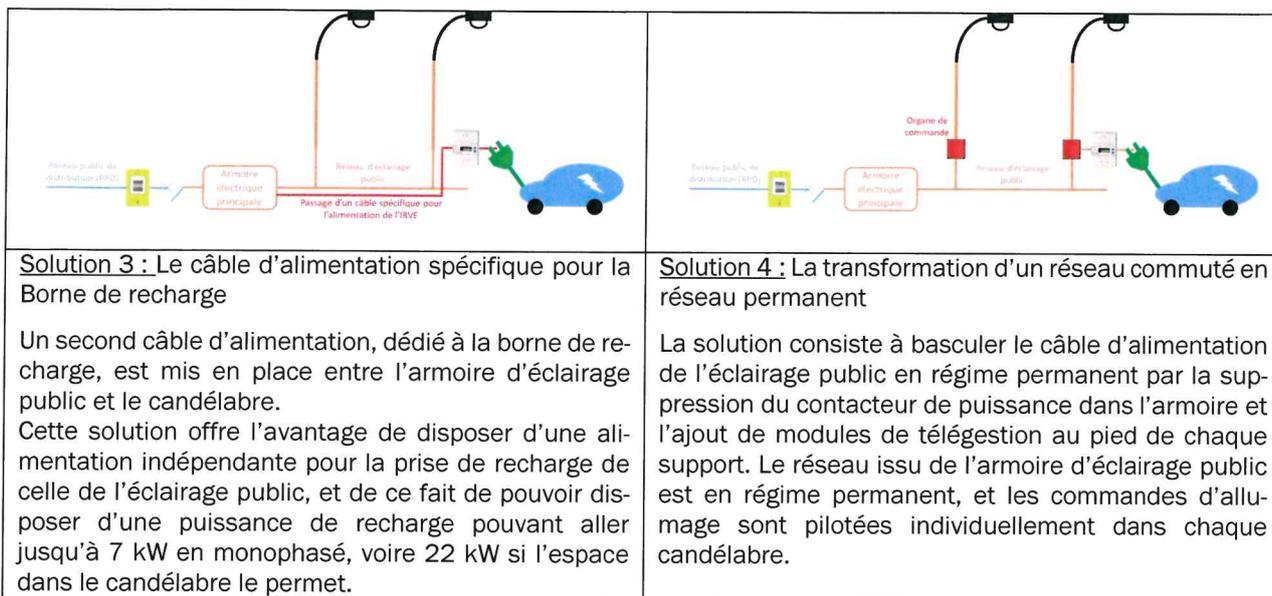
6.2 Principaux résultats

L'installation des bornes de recharge sur la voie publique génère des coûts importants pour le porteur de projets : génie civil, achat de l'infrastructure, etc. En 2014, la CRE avait demandé aux gestionnaires de réseaux de participer à des expérimentations qui viseraient à tester des raccordements innovants, par exemple le raccordement de bornes de recharge intégrées dans une infrastructure d'éclairage public. Cette demande a été rappelée dans le rapport de la CRE sur le VE d'octobre 2018⁹. En effet, ce type de projet ne nécessite pas de travaux de génie civil, et peut donc permettre des économies.

Les deux expérimentations ont permis d'identifier des enjeux techniques et économiques. En France, les réseaux d'éclairage public sont mis hors tension dans la journée. Il est donc nécessaire de mettre en place des solutions techniques pour que l'énergie nécessaire à l'alimentation des bornes soit disponible de jour comme de nuit. Pour cela, plusieurs schémas de raccordement sont possibles (Figure 4) dont les avantages et les inconvénients ont été identifiés (Tableau 2). Par ailleurs, selon la nature et le type de raccordement, l'installation d'une borne de recharge sur un candélabre sera plus ou moins économiquement pertinente par rapport à l'installation d'une borne de recharge « plus classique ».

	
<p>Solution 1 : Borne de recharge en décompte sur le candélabre</p> <p>La borne de recharge est intégrée au candélabre et est équipée d'un compteur évolué de type <i>Linky</i> pour décompter l'énergie soutirée lors de la recharge. La consommation du VE est connue, mais la présence d'un compteur <i>Linky</i> permet en plus dans ce cas de choisir un fournisseur différent pour la recharge de celui retenu pour l'éclairage.</p>	<p>Solution 2 : La séparation des conducteurs d'un réseau triphasé</p> <p>Le câble d'alimentation triphasé de l'éclairage public de la ville de Calais composé d'un neutre et de 3 phases est dédoublé en 2 circuits :</p> <ul style="list-style-type: none"> - le neutre et une phase sont utilisés pour l'alimentation de la borne de recharge ; - les phases restantes sont utilisées pour alimenter l'éclairage public. <p>Chaque réseau dispose de ses propres protections dans l'armoire, et le contacteur de puissance gère la commande de l'éclairage.</p>

⁹ Les réseaux électriques au service des véhicules électriques : <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/Vehicules-electriques>



Solution 3 : Le câble d'alimentation spécifique pour la Borne de recharge

Un second câble d'alimentation, dédié à la borne de recharge, est mis en place entre l'armoire d'éclairage public et le candélabre. Cette solution offre l'avantage de disposer d'une alimentation indépendante pour la prise de recharge de celle de l'éclairage public, et de ce fait de pouvoir disposer d'une puissance de recharge pouvant aller jusqu'à 7 kW en monophasé, voire 22 kW si l'espace dans le candélabre le permet.

Solution 4 : La transformation d'un réseau commuté en réseau permanent

La solution consiste à basculer le câble d'alimentation de l'éclairage public en régime permanent par la suppression du contacteur de puissance dans l'armoire et l'ajout de modules de télégestion au pied de chaque support. Le réseau issu de l'armoire d'éclairage public est en régime permanent, et les commandes d'allumage sont pilotées individuellement dans chaque candélabre.

Figure 4 : Configurations étudiées dans le démonstrateur REMORA et le démonstrateur mené à Calais (Source : CRE et REX REMORA)

	Avantages	Inconvénients
1	Le fournisseur de la borne peut être différent de celui du REP	Puissance maximale disponible à la prise limitée par la capacité du réseau à délivrer la puissance souhaitée et la capacité du support à intégrer des modules supplémentaires (protections, appareils de mesure, télégestion, etc.)
2	Solution plus économique Délais de mise en service plus courts Pas d'encombrement de l'espace urbain	Puissance maximale disponible à la prise limitée par la capacité du réseau à délivrer la puissance souhaitée et la capacité du support à intégrer des modules supplémentaires (protections, appareils de mesure, télégestion, etc.)
3	Solution plus économique Délais de mise en service plus courts Pas d'encombrement de l'espace urbain	Puissance maximale disponible à la prise limitée par la capacité du réseau à délivrer la puissance souhaitée et la capacité du support à intégrer des modules supplémentaires (protections, appareils de mesure, télégestion, etc.)
4	Solution plus économique si distance entre la borne et le réseau existant est supérieure à 75 m Délais de mise en service plus courts Pas d'encombrement de l'espace urbain	Puissance maximale disponible à la prise limitée par la capacité du réseau à délivrer la puissance souhaitée et la capacité du support à intégrer des modules supplémentaires (protections, appareils de mesure, télégestion, etc.) Solution moins économique si la distance entre la borne et le réseau existant est inférieure à 75 m

Tableau 2 : Avantages et inconvénients des configurations testées dans les projets REMORA et CityCharge

7. NICE GRID ET VENTEEA : ETUDE DES FONCTIONNALITES DU STOCKAGE

7.1 Présentation des démonstrateurs



Le projet Nice Grid a été mené à Carros, en Provence-Alpes-Côte d'Azur entre 2012 et 2016. Doté d'un budget de 30 M€ et de financements publics à hauteur de 11 M€, ce projet mené par Enedis (ex-ERDF) et de nombreux participants parmi lesquels ALSTOM GRID, EDF SA, EDF R&D, ARMINES, RTE, SAFT, WATTECO, RSW, DAIKIN et NETSEENERGY visait notamment à îloter une portion du réseau, en découplant une zone du réseau pendant 4h et en maintenant localement sa fréquence et à tester l'intérêt technico-économique du stockage électrique installé sur le réseau ou chez les particuliers. <http://www.nicegrid.fr/>



Venteea a été mené de 2011 à 2016 à Vendevre-sur-Barse, dans le Grand Est par un consortium composé d'Enedis, Boralex, EDF R&D, ENEL Green Power, General Electric, L2EP, MADE, RTE, SAFT, Schneider Electric, et l'UTT. Ce projet, d'un budget de 30.2 M€, visait notamment à tester l'utilisation optimale du stockage par batterie dans une logique multiacteurs/multiservices.

7.2 Principaux résultats

Les projets Nice Grid et Venteea ont, à eux seuls, testé une dizaine de services : services aux producteurs, services aux consommateurs, services aux réseaux (cf. figure 5). Ces expérimentations ont permis de démontrer l'intérêt technique du stockage pour rendre ces services.

<p>Réseaux publics d'électricité</p>		
<p>Services aux producteurs :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Lissage de la production • Valorisation des écrêtements • Report d'injection • Garantie de production 	<p>Services aux consommateurs :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Alimentation sans interruption • Autoconsommation / Autoproduction • Arbitrage • Ilotage 	<p>Services aux réseaux :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Réserve primaire • Résolution de congestions et report d'investissements sur le RPT et sur le RPD • Lissage des pointes de consommation • Réglage de la tension

Figure 5 : Services rendus par le stockage dans les démonstrateurs Nice Grid et Venteea (source : CRE)

Les analyses coût/bénéfice qui ont accompagné ces projets ont montré qu'à ce jour, les projets ne sont pas toujours rentables lorsqu'un service unique est proposé. En effet, les revenus issus d'un service unique ne permettent pas toujours de recouvrir l'ensemble des coûts (système de stockage, système de conversion, génie civil, etc.).

Ces résultats montrent que, pour assurer une rentabilité à ces projets, il est en général nécessaire de cumuler plusieurs services. Par exemple, un dispositif de stockage associé à une ombrière photovoltaïque pourrait à la fois faire du report de charge pour alimenter des recharges ultrarapides pour des véhicules électriques et participer à la réserve primaire ; un dispositif de stockage utilisé comme moyen de secours pourrait également participer à la réserve primaire¹⁰.

¹⁰ Rapport d'études PEPS4 sur les potentiels nationaux du stockage d'électricité et du power to gas : <http://atee.fr/stockage-%C3%A9nergie/rapport-detudes-peps4-sur-les-potentiels-nationaux-du-stockage-delectricite-et-du>

8. RINGO : UTILISATION DU STOCKAGE POUR LA RESOLUTION DES CONGESTIONS

8.1 Présentation du démonstrateur

Ringo est un projet piloté par RTE qui se déroule sur la période 2018-2023. Le projet Ringo vise à tester l'utilisation de batteries pour gérer des congestions sur le réseau HTB1. Lors de la 1ère phase, RTE exploitera 3 batteries raccordées aux postes source de Jalancourt (ex-Vingeanne), Bellac et Ventavon pendant 3 ans maximum. Dans la 2nde phase, les batteries seront cédées à des tiers. En parallèle de la 1ère phase, RTE mène une concertation (« GT Stockage ») afin de faciliter l'intégration des solutions de flexibilité tierces au service de la gestion de congestions sur le RPT.

8.2 Principaux résultats

Dans le cadre de ce projet, RTE mène une concertation (« GT Stockage ») pour traiter les différentes problématiques posées par l'intégration des solutions de flexibilité au service de la gestion de congestions sur le réseau de transport, notamment s'agissant : de la publication des congestions ; de la mise à disposition des données relatives au fonctionnement du projet Ringo ; des modalités de valorisation des actifs de stockage au service du réseau, en parallèle de leur valorisation sur les marchés, y compris grâce à l'organisation d'appels d'offres de flexibilité locale.

Cette concertation vise à aboutir, conformément aux engagements de RTE, (i) à une proposition de cadre contractuel cible et d'évolutions des règles des différents mécanismes de marché concernés visant à permettre aux actifs de stockage de répondre aux besoins de réseau en matière de traitement des congestions tout en participant, dans la mesure du possible, aux différents mécanismes de marché sur lesquels valoriser leurs flexibilités et (ii) à la publication des contraintes de réseau de RTE sur l'ensemble du territoire. En outre, cette concertation permettra à RTE de communiquer avec les acteurs de marché sur l'avancement du projet Ringo.

Dans un second temps, et au plus tard à partir de 2023, l'exploitation des batteries devra avoir été transférée à des tiers, conformément à la délibération de la CRE portant approbation du programme d'investissements de RTE pour 2018¹¹. RTE devra soumettre à la CRE, dans le cadre de son programme d'investissements, les modalités de sortie de l'expérimentation, au plus tard 2 ans après la mise en service des batteries du projet Ringo. Ces modalités devront notamment fixer, d'une part, les évolutions de la gouvernance des stockages, et d'autre part, l'organisation des appels d'offres de flexibilité locale qui devront être adossés aux mécanismes de gestion des congestions existants.

¹¹ Délibération de la CRE du 7 décembre 2017 portant approbation du programme d'investissements de RTE pour 2018 : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbaton/programme-d-investissements-rte-2018>

9. CIRQUE DE MAFATE ET ILE DE SEIN : ATTEINTE DE MIX 100% RENEUVELABLE DANS DES MICRO-RESEAUX

9.1 Présentation des démonstrateurs

EDF SEI, le Syndicat Départemental d’Energie et d’équipement du Finistère (SDEF) ainsi qu’un ensemble de collectivités développent depuis plusieurs années un projet de transition énergétique à l’île de Sein qui a abouti en 2017 à la mise en place d’un système électrique capable de fonctionner avec 100% d’énergie renouvelable dans son mix énergétique. Pour cela, EDF SEI réalise des actions de MDE, a installé un stockage et a mis en place un EMS qui pilote les différentes briques du système électrique (installations renouvelables, système de stockage, groupes électrogènes, flexibilités de consommation). Le stockage doit assurer différents services pour le système (lissage de la production, suivi de charge, garantie du bon fonctionnement du plan de protection, arbitrage).

Au Cirque de Mafate, à La Réunion, EDF SEI, le SIEDLEC et PowiDian ont monté un projet en 2017 qui vise à créer un microgrid avec 100 % de production d’électricité de source d’énergies renouvelables (EnR) de type photovoltaïque. Un stockage à hydrogène associé à des batteries a été raccordé à ce microgrid pour assurer la continuité d’alimentation de bâtiments d’utilité publique même en cas de baisse de la production PV sur plusieurs jours.

9.2 Principaux résultats

Les démonstrateurs de l’île de Sein et du cirque de Mafate ont testé l’atteinte de mix instantanés 100% renouvelable des micro-réseaux grâce à l’insertion de stockage (cf. tableau 3). Dans ces deux projets, les solutions proposées reposent sur l’utilisation d’un dispositif de stockage interfacé avec un algorithme de pilotage appelé EMS (Energy Management System). Cet EMS est garant de l’équilibre offre-demande, s’assure que les services système sont assurés en permanence et maximise la part EnR dans le mix de production. Cet outil est évolutif. Ainsi, il sera mis à jour dans le cas où de nouveaux producteurs et/ou consommateurs se raccordent, de nouvelles flexibilités sont disponibles, etc.

Démonstrateur	Ile de Sein	Cirque de Mafate
Intégrateur de la solution	EDF SEI	EDF SEI
Consommation moyenne du micro-réseaux	160 kW (pointe de consommation à 500 kW)	3 kW
Type de production	PV (~130 kWc), éolien (~250 kW en projet), groupes électrogènes (872 kW)	7,8 kWc
Caractéristiques de l’installation de stockage (puissance / énergie, technologie)	Batterie Li-ion (200 kVA / 180 kWh)	Pour le court terme (1 à 2 jours) : 4 batteries Li-ion pour un total de 16 kWh Pour le stockage long-terme (~5 jours) : chaîne hydrogène composée : <ul style="list-style-type: none"> • D’un électrolyseur de 500l/h • D’un réservoir de stockage hydrogène sous forme gazeuse de 1100 l/33 bars ; • D’une pile à combustible de 2,5 kWe.

Tableau 3 : Caractéristiques des micro-réseaux de l’île de Sein et du cirque de Mafate (source : EDF SEI)

Le principal enjeu technique de ces démonstrateurs réside dans le maintien de la stabilité du réseau sans avoir recours à des machines tournantes. Traditionnellement, ce sont les groupes électrogènes qui garantissent l’inertie du système et le maintien de l’équilibre offre-demande. Dans le projet de l’île de Sein, les partenaires utilisent un onduleur capable de générer l’onde de tension, de réguler la fréquence du réseau et plus globalement de garantir l’ensemble des services système indispensables au bon fonctionnement d’un système électrique.

En particulier, le système de stockage garantit le plan de protection du réseau : dans la mesure où les intensités de court-circuit délivrées par des convertisseurs sont plus faibles que celles des machines tournantes, des tests et des études préalables au déploiement du matériel à l'île de Sein ont dû être menées par EDF R&D pour modéliser le comportement du stockeur sur défaut et adapter les matériels de protection sur l'île de Sein.

10. POSTE ELECTRIQUE INTELLIGENT : NUMERISATION LE RESEAU ELECTRIQUE

10.1 Présentation du démonstrateur



Le projet Poste Intelligent a été mené entre 2011 et 2016 dans la Somme (Hauts-de-France). Le consortium rassemblait RTE, Enedis, Alstom Grid, Schneider Electric, Alcatel Lucent et Neelogy et était doté d'un budget de 32 M€. Ce démonstrateur visait à tester des outils de numérisation du réseau.

10.2 Principaux résultats

Le projet « Poste intelligent » a pour objectif la démonstration de la faisabilité de la numérisation complète d'un poste électrique en situation opérationnelle en vue de créer de nouvelles fonctions pour piloter le réseau. Le projet comportait la réalisation d'un socle technique de base et celle de deux briques fonctionnelles complémentaires s'appuyant sur ce socle.

- La première brique, « socle de base », implique de numériser le contrôle commande du poste électrique. Concrètement il s'agit d'installer et faire fonctionner une nouvelle architecture technique en protocole IEC 61850 qui incorpore tous les équipements basse tension (contrôle commande et télécommunications internes) du poste, jusqu'à leurs interfaces de commande avec les matériels haute tension.
- La seconde brique consiste à disposer différents types de capteurs pour remonter des données en les intégrant dans l'architecture technique du « socle de base ». Ces données sont utiles pour réaliser une surveillance en temps réel des matériels de poste et des liaisons aériennes et pour mesurer les conditions d'environnement (météorologie locale par exemple), ces données pouvant être ensuite utilisées a posteriori, à distance et hors temps réel par des experts pour analyser l'état de vieillissement des matériels haute tension du poste,
- La troisième partie consiste à exploiter les deux briques précédentes pour créer de nouvelles fonctions : répartir la puissance transitée en fonction de la météo en est un exemple. En effet, le vent peut refroidir les lignes et augmenter l'ampacité de celles-ci ce qui est un facteur favorisant une zone de production éolienne. A partir de certaines données météorologiques et de mesures des contraintes physiques sur les ouvrages, il est donc possible de déterminer une estimation prévisionnelle des capacités restantes de transit sur ces lignes sur une courte période de temps. La répartition des flux peut se faire alors au plus près des capacités réelles des infrastructures. Les automates adaptatifs de zone sont un autre exemple de fonction. Ils ont pour objectif de surveiller automatiquement certaines caractéristiques, comme les flux de puissance active aux différents nœuds du réseau, et de réagir automatiquement en cas de contraintes ou d'incidents, selon des algorithmes de complexité croissante.

Le retour d'expérience montre que des enjeux techniques intermédiaires comme la synchronisation fine des équipements doivent encore être approfondis avant d'envisager l'industrialisation de cette solution « poste intelligent » qui demeure une solution « propriétaire » du fournisseur. D'ores et déjà, ce démonstrateur a permis de vérifier et sélectionner les aspects les plus pertinents de cette technologie en fonction des postes cibles. RTE a depuis engagé le travail d'étude et de développement de son prochain palier de contrôle commande en utilisant ce retour d'expérience avec un objectif supplémentaire de mise en œuvre de l'interopérabilité des équipements proposés sur le marché. En parallèle, le projet « DLR » investigate le déploiement en nombre de capteurs pour l'obtention de l'ampacité des ouvrages aériens. Enfin, le démonstrateur a mis en évidence que les automates adaptatifs de zone sont une solution pertinente dans nombre de cas: ils répondent aux besoins de pilotage des réseaux, tout en étant plus souples à mettre en œuvre qu'une numérisation complète des postes électriques de la zone à surveiller. Le projet « Nouveaux Automates de Zone Adaptatifs » a été engagé par RTE pour réaliser les développements nécessaires afin de réaliser un déploiement industriel.