

Réseaux intelligents : de l'expérimentation à l'industrialisation

David Bornstain*, Anne-Véronique Fauré*, Xavier Picco*

@74214

La transition énergétique déplace le centre de gravité du système électrique, qui se décentralise pour accompagner l'essor des énergies renouvelables, de la mobilité électrique, mais aussi des préoccupations citoyennes des « consomm'acteurs ». Les gestionnaires de réseaux de distribution doivent optimiser de plus en plus finement les flux d'électricité à l'échelle locale, en intégrant des capacités accrues d'observation, d'anticipation et de réaction : les smart grids. Depuis le début des années 2010, Enedis teste plusieurs solutions en ce sens, en France et en Europe, afin de tester différents modèles technico-économiques et déterminer ceux qui peuvent, ou non, être industrialisés.

Le secteur de l'énergie, en particulier la distribution d'électricité, fait face à des transformations profondes, parmi lesquelles :

- L'accélération du développement des énergies renouvelables décentralisées, portée notamment par les pouvoirs publics avec des objectifs ambitieux.
- Le développement de nouveaux usages de l'électricité, en particulier les véhicules électriques et l'autoconsommation.
- L'émergence de « territoires intelligents », avec des attentes croissantes des collectivités pour accompagner la transition énergétique localement, au travers notamment de services basés sur la donnée (suivi énergétique du territoire, intégration des renouvelables, etc.).
- Une prise de conscience citoyenne avec des « consomm'acteurs » exprimant des attentes d'accompagnement sur la maîtrise de leurs consommations d'électricité, ou encore la possibilité de pouvoir « produire et consommer local », notamment avec l'autoconsommation.

Dans le même temps, des innovations digitales portées par les nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC) offrent des opportunités pour relever ces défis tout en modernisant la gestion des réseaux électriques ; c'est la notion de « smart grids » ou « réseaux intelligents ». Au-delà de leur aspect technologique (briques matérielles, informatiques et télécom), ils induisent également une évolution des services, pratiques, compétences et interactions entre les différentes parties prenantes du système électrique.

1. Transition énergétique : la mutation de gestionnaire de réseaux à gestionnaire de systèmes (DSO)

a. Un nouveau paradigme

Le développement des énergies d'origine renouvelable constitue aujourd'hui l'un des enjeux majeurs de la transition énergétique et de la décarbonation de nos sociétés. Leurs caractéristiques techniques différentes des moyens de production centralisés et conventionnels (variabilité, puissance, tension, localisation...)

* Enedis (cf. biographies p.75-76).

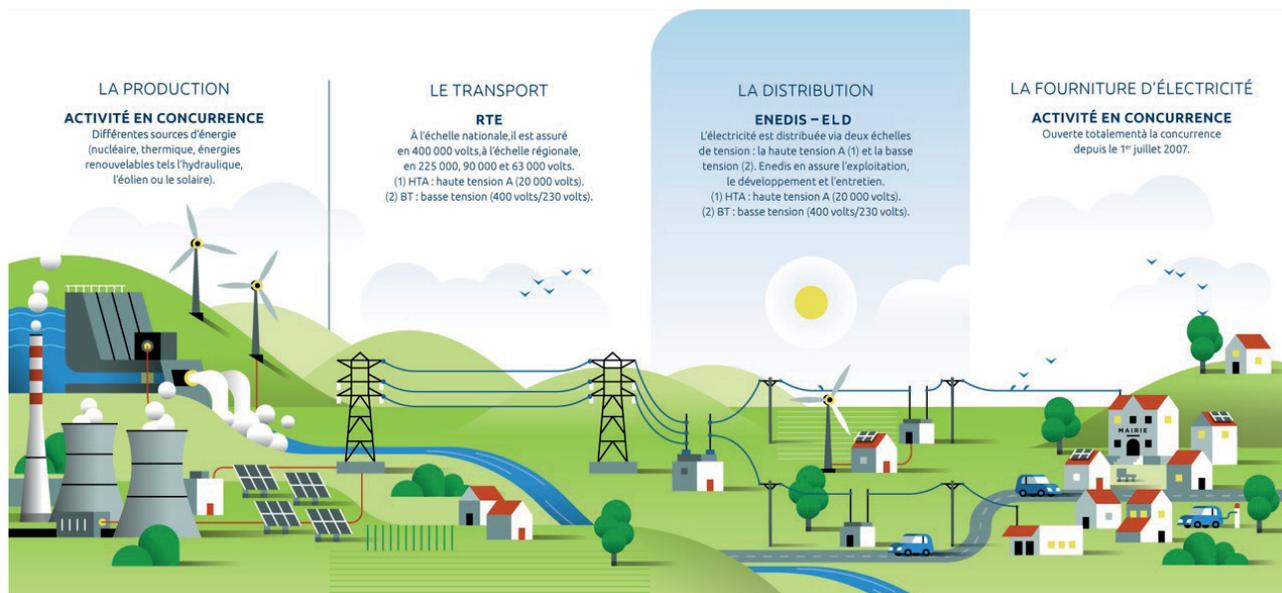


Figure 1. La distribution au sein du système électrique français

Source : Enedis

sont autant de défis nouveaux pour l'exploitation des réseaux électriques, en particulier de distribution, auxquels elles sont raccordées dans leur immense majorité.

L'expansion progressive de ces énergies décentralisées et variables, conjuguée à la diversification croissante des usages de l'électricité (notamment le véhicule électrique), amène peu à peu un changement de paradigme dans le système électrique. Hier «vertical», fonctionnant essentiellement autour du réseau de transport et selon des programmes de production établis à l'avance pour répondre aux besoins de consommations aisément prévisibles, il évolue vers un schéma plus horizontal, où production et consommation sont toutes deux moins prévisibles et sont amenées à s'ajuster l'une à l'autre, par le jeu des flexibilités, aussi bien pour équilibrer l'offre et la demande que dans le pilotage quotidien du réseau ou dans sa planification à moyen et long terme, en créant ou modifiant des ouvrages sur le réseau (câbles et lignes, transformateurs, postes mais aussi maintenant services de flexibilité) afin de garantir la qualité de fourniture dans la durée.

Vu du gestionnaire de réseau de distribution, cela nécessite d'importantes capacités d'observation, d'anticipation et de réaction, rendues possibles par le développement des NTIC appliquées aux réseaux électriques (comptage communicant, automatismes temps réel, algorithmes de calculs/simulations, stockage de l'électricité, onduleurs et charges contrôlables, etc.); cela suppose aussi une coordination renforcée avec les autres acteurs du système : fournisseurs, producteurs (notamment décentralisés), agrégateurs, collectivités locales, etc. En particulier, la relation avec le transporteur s'élargit, avec un nombre d'informations échangées qui sera croissant et une coopération renforcée entre gestionnaires, pour garantir la sécurité et la performance du réseau à des mailles à la fois nationale et locale. En complément d'une coordination nationale assurée par le gestionnaire de réseau de transport, vient s'ajouter une coordination locale des flux électriques sur les réseaux HTA et BT par le gestionnaire de réseau de distribution. Le gestionnaire de réseau de distribution opère ainsi une mutation progressive vers une fonction «d'Opérateur de Système de Distribution»

Réseaux intelligents : de l'expérimentation à l'industrialisation

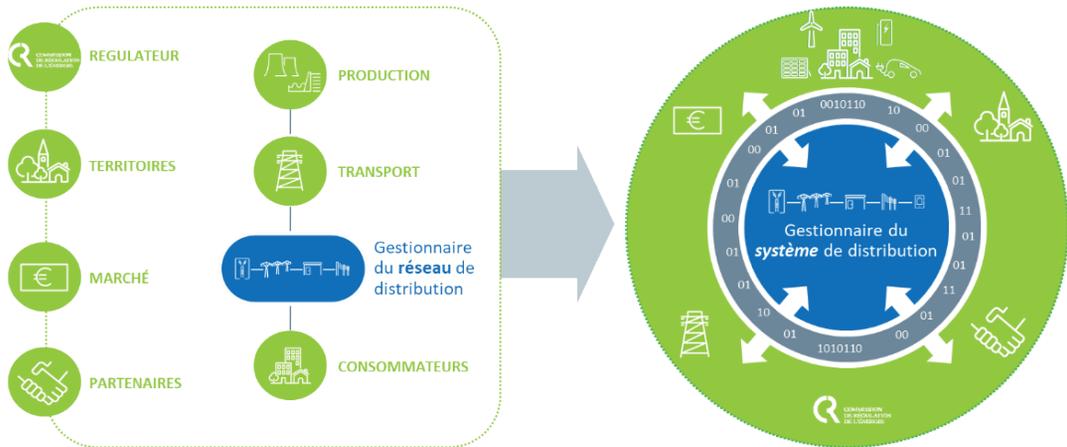


Figure 2. De Gestionnaire de Réseau de Distribution (GRD) à Opérateur de Système de Distribution (DSO)

Source : Enedis

(OSD, ou DSO en anglais), avec un degré croissant d'intégration des acteurs du système de distribution dans l'optimisation de sa gestion. La Figure 2 illustre ce changement de paradigme, avec le passage d'une vision verticale du fonctionnement du réseau à une vision en écosystème, et le développement d'une gestion dynamique du système de distribution en lien avec l'ensemble de ses parties prenantes.

b. La mobilité électrique prend son essor

La mobilité électrique fait partie intégrante des nouveaux usages de l'électricité. Elle ne se limite pas aux seules voitures électriques ou hybrides rechargeables, mais couvre de nombreux autres modes de transport : scooter, vélos, trottinettes, bateaux fluviaux, bus... Pour assurer l'intégration d'un nombre croissant de véhicules électriques dans les années à venir, Enedis développe des solutions pour la recharge, co-construites avec les acteurs de l'écosystème et actuellement expérimentées dans plusieurs démonstrateurs. Grâce aux réseaux intelligents, la recharge des véhicules électriques pourra par exemple être optimisée afin d'éviter des pics de charge et/ou être davantage synchronisée avec la production renouvelable. Les batteries des véhicules électriques pourraient aussi servir de «variable d'ajustement», soit pour stocker au bon moment de

l'électricité d'origine renouvelable, soit pour alimenter le réseau ou son propre domicile lorsque la demande d'électricité est forte.

Les modèles d'affaires et modalités réglementaires du pilotage de la recharge restent aujourd'hui à préciser. Le pilotage pourrait être réalisé par divers acteurs du système électrique : fournisseurs d'électricité, «agrégateurs», opérateurs d'infrastructures de recharge, fournisseurs de services de mobilité, etc. Les gestionnaires de réseaux devront, pour leur part, assurer l'accès à ce marché à tous les acteurs susceptibles de s'y positionner, tout en veillant à une qualité optimale et constante de fourniture d'électricité. Quelques chiffres sur le marché de la mobilité électrique sont présentés sur la Figure 3.

c. L'autoconsommation, à la croisée des enjeux du DSO

L'autoconsommation consiste à consommer tout ou partie de l'énergie que l'on produit. Elle peut être individuelle (un particulier équipé de panneaux photovoltaïques), ou collective avec des parties prenantes liées entre elles au sein d'une personne morale (association, coopérative, copropriété...). En associant consommateurs et producteurs autour d'un projet de production locale, l'autoconsommation

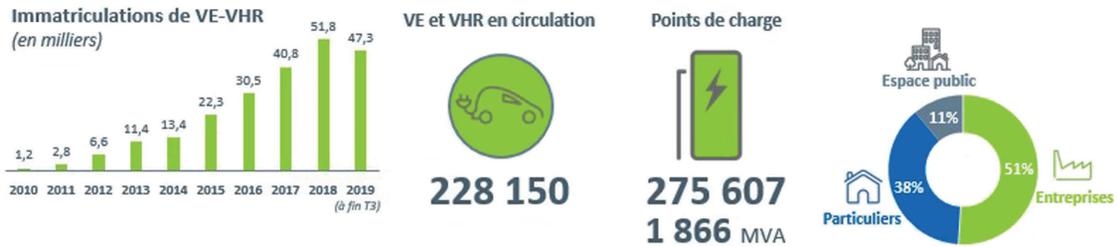


Figure 3. Évolution du parc de véhicules électriques et de bornes de recharge en France

Source : Enedis, Observatoire de la Mobilité Électrique, fin septembre 2019

collective facilite l'intégration des énergies renouvelables dans les territoires. La loi PACTE de 2019 assouplit le périmètre de ces opérations en édictant des critères de proximité géographique plutôt que de localisation des raccordements sur le réseau de distribution basse tension, facilitant ainsi le développement de ces démarches collectives.

L'utilisation du compteur électrique intelligent, et notamment Linky, permet de suivre au plus près les flux d'électricité soutirée sur le réseau (accès, sur un portail internet sécurisé, aux données de consommation quotidiennes avec plusieurs pas de temps à la discrétion du client...). Elle rend également possible l'autoconsommation, en comptant à la fois l'énergie soutirée et celle injectée par des installations de production individuelles ou collectives (panneaux solaires...).

Associé à la fourniture de données au périmètre de l'autoconsommation, le développement de flexibilités au service des territoires permettra d'optimiser les échanges d'énergie à la maille locale. 19 opérations d'autoconsommation collective sont déjà en exploitation en France, et plus d'une centaine d'autres sont actuellement à l'étude par les services d'Enedis.

d. L'émergence de « territoires intelligents »

Ensemble, l'intégration des EnR, l'évolution des modes de consommation et l'arrivée de nouvelles technologies font émerger des territoires intelligents. Les objets connectés se sont généralisés, que ce soit chez les particuliers ou dans l'espace collectif. Les données collectées permettent un pilotage de l'ensemble de l'écosystème. Ces données sont récupérées et traitées grâce à des plates-formes numériques qui fournissent une vision globale sur les flux et usages au sein des territoires. Au-delà de la précision des données délivrées, il y a là un moyen de donner aux territoires et aux citoyens davantage d'informations énergétiques. Les citoyens auront aussi la possibilité de s'impliquer davantage dans la performance énergétique de leurs territoires, en adaptant leurs usages vers plus de sobriété énergétique.

Les démonstrateurs Smart Grids, en expérimentant des solutions concrètes sur des problématiques variées parmi toutes celles énoncées ci-dessus, ont permis au distributeur de rendre le réseau plus efficient et d'apporter des réponses aux besoins de ce vaste écosystème qui porte la transition énergétique et numérique : les producteurs d'EnR et les acteurs de la mobilité électrique en attente de solutions de raccordement innovantes, les clients et organisations

qui transforment les modes de consommation et deviennent des consommateurs, les collectivités impliquées dans les problématiques multiénergétiques locales. Certaines solutions ont été industrialisées dès 2015.

2. Une démarche collaborative et incrémentale unissant de nombreux partenaires : les démonstrateurs Smart Grids

Enedis est impliquée, comme pilote ou contributrice, dans la plupart des projets majeurs de démonstrateurs *smart grids* en France et de nombreux projets en Europe. Leur objectif est de concevoir et tester grandeur nature des solutions, fonctionnalités et services attendus pour améliorer la gestion du réseau, tant d'un point de vue de la faisabilité technique que du point de vue de la viabilité économique et des modèles d'affaires associés, en passant par la prise en compte des aspects sociétaux : contribution à la gestion locale de la variabilité de la production, de la variation de la demande et des éventuelles contraintes réseau associées ainsi que l'aide à mieux maîtriser la consommation d'énergie.

Cette démarche est menée depuis les années 2010 en collaboration avec près d'une centaine de partenaires : des collectivités, des associations, des acteurs de l'énergie, des équipementiers, des acteurs de la mobilité, des acteurs des NTIC, ou encore des académiques et des acteurs du monde de la R&D. Elle a reçu un soutien financier important de l'État français, en particulier de l'ADEME, suite à des appels à manifestation d'intérêt dans le cadre de son programme Investissements d'Avenir (IA) engagé depuis 2010.

Enedis et ses partenaires concrétisent une ambition européenne en forte croissance : Horizon Europe, le programme de financement de la recherche et de l'innovation de l'Union européenne pour la période 2021-2027 qui succèdera au programme H2020, marque un accroissement des financements de 50 % par rapport à son prédécesseur, avec 54 Mds €

pour le triptyque Climat/Énergie/Mobilité. Ce programme, qui vise à financer des projets interdisciplinaires susceptibles de répondre aux grands défis économiques et sociaux, a notamment dans ses domaines de mission l'adaptation au changement climatique. Dans le cadre de projets de démonstrateurs européens comme Interflex, les gestionnaires de réseaux européens testent d'ores et déjà non seulement la faisabilité technique de solutions *smart grids*, mais également les modèles économiques associés.

En France, Enedis accompagne également les projets SMILE (Bretagne et Pays-de-Loire), Flexgrid (PACA) et You&Grid (Hauts-de-France), territoires lauréats de l'appel à projets «Réseaux Électriques Intelligents» (REI). Le distributeur y investit 40 millions d'euros dans un premier déploiement à grande échelle des *smart grids*, au service des projets de transition énergétique dans ces territoires, dans un déploiement accéléré et concentré de solutions matures sur le réseau de distribution.

Au-delà, Enedis s'appuie depuis plusieurs années sur une démarche d'innovation collaborative en interne à l'entreprise et d'*open innovation* avec des start-ups et des PME innovantes, pour identifier et expérimenter en environnement industriel des solutions en lien avec les transitions numérique et énergétique. L'objectif : améliorer la performance des différents métiers du distributeur, les outils de formation ou d'accompagnement en situation de travail, la sécurité des interventions, ou encore la relation clientèle.

L'agilité des partenaires, leur complémentarité de compétences avec les équipes d'Enedis et la stimulation de l'intelligence collective sont les points forts de ces démarches d'innovation collaborative et d'*open innovation*. Cette dernière s'appuie notamment depuis 2015 sur la réalisation de «concours start-up». Ces concours visent à repérer et à accompagner le développement d'innovations répondant aux besoins d'Enedis et relevant les défis des réseaux électriques intelligents. Après une première étape de sélection régionale, les lauréats

peuvent co-construire leurs projets avec les équipes locales d'Enedis. Une finale nationale permet ensuite de faire bénéficier les lauréats nationaux d'un accompagnement et d'un soutien financier pour le développement de leur solution.

3. Vers un changement d'échelle ? Premières industrialisations, promesses et échecs

Les démonstrateurs sont pour Enedis un vecteur privilégié d'innovations *smart grids*, les projets ayant permis de mettre au point et de déployer plusieurs solutions industrielles pour accompagner la transition énergétique, apporter des bénéfices concrets aux clients et territoires, et rendre le réseau plus efficient.

a. Des solutions industrialisées ou en cours d'industrialisation

Dans le cadre du démonstrateur Smart Grid Vendée¹ (2013-2018) visant une optimisation énergétique à l'échelle d'une collectivité territoriale, Enedis a développé un ensemble de systèmes d'information de gestion prévisionnelle. Cet ensemble de fonctions de prévisions, de simulations et de portails a pour objectif d'optimiser la planification des travaux sur le réseau public de distribution en coordination avec les producteurs HTA (en l'occurrence éolien et PV) et au service de la transition énergétique. L'enjeu est de limiter l'impact sur les volumes d'injection d'électricité renouvelable, tout en tenant compte des périodes de maintenance et de moindre productible des producteurs.

Testés dans Smart Grid Vendée, ces systèmes d'information ont ensuite été déployés, à partir de 2016, dans l'ensemble des directions régionales d'Enedis. Le démonstrateur a également permis d'expérimenter des flexibilités avec des Offres de Raccordement Intelligentes (ORI) pour des producteurs HTA. Ces offres alternatives visent à permettre, pour les producteurs qui en font la demande, un raccordement au réseau de distribution plus rapide et moins coûteux, en contrepartie de limitations

ponctuelles de production encadrées par de nouveaux types de contrats. Ceci par opposition aux offres de raccordement actuelles qui consistent à permettre au producteur d'évacuer à tout instant l'intégralité de sa production, ce qui peut nécessiter des travaux dits de «renforcement» ou «d'extension» des réseaux à sa charge (construction d'une ligne aérienne de plusieurs kilomètres dédiée au producteur par exemple). Avec une ORI, un producteur peut être raccordé au réseau existant avec des travaux moindres (et donc des coûts et délais de raccordement réduits), avec la perspective de n'injecter l'intégralité de sa production que lorsque le réseau le permet. Trois ORI pour des producteurs HTA ont ainsi été testées avec succès dans Smart Grid Vendée. Concrètement, l'une d'entre elles a permis de raccorder une installation de production en évitant la création d'une ligne dédiée de 12 kilomètres, son raccordement ayant été réalisé avec une simple extension du réseau actuel sur 2 kilomètres, pour un coût de raccordement au réseau moindre. Le déploiement industriel de tels types de contrats nécessite maintenant des évolutions réglementaires : les dispositions actuelles prévoient en effet que toute offre de raccordement doit garantir l'évacuation de l'intégralité de la puissance injectée à tout instant. Ce type de raccordement reste donc pour l'instant proposé à titre expérimental uniquement.

Afin d'apporter des bénéfices concrets aux clients et aux territoires et leur permettre d'être pleinement acteurs de la transition énergétique, Enedis a développé des services de données. Elle a mis en œuvre un dispositif de gestion de flux de comptage pour les opérations d'autoconsommation collective. À mi-2019, une quinzaine d'opérations représentant près de 200 participants étaient en service, et plus d'une centaine en projet. Dans le cadre des démonstrateurs IssyGrid² (IDF), SMAP³ (Rhône) ou encore SOLENN⁴ (Morbihan), le distributeur a industrialisé la mise à disposition de données quotidiennes de consommation, individuelles ou agrégées, à plusieurs mailles pour les collectivités. La publication de ces données doit leur permettre d'avoir une vision plus fine des flux d'électricité sur leurs territoires, afin de

Réseaux intelligents : de l'expérimentation à l'industrialisation

pouvoir adapter leurs politiques et actions en matière de transition et d'efficacité énergétique (prévoir le développement d'EnR en lien avec la consommation, identifier les sites les mieux adaptés au déploiement de futures bornes de recharge de véhicules électriques, construire des quartiers ou bâtiments à énergie positive, lutter contre la précarité énergétique...).

Des solutions pour améliorer la performance du réseau ont également été mises au point, en tirant notamment le meilleur parti du compteur communicant Linky. Dans le cadre de GreenLys⁵ (Lyon et Grenoble), un socle de fonctions de gestion des incidents et de suivi de la qualité de fourniture sur les réseaux BT a été développé, s'appuyant sur les données Linky relatives à l'état du réseau. Il devient ainsi possible de détecter de manière proactive des coupures sur les réseaux BT, provenant par exemple de surtensions, et de localiser plus rapidement ces incidents afin de réalimenter les clients. L'objectif est ainsi de pouvoir améliorer la qualité et la continuité d'alimentation.

b. Des solutions éprouvées en conditions réelles

Au travers du démonstrateur BienVenu⁶, réalisé entre 2015 et 2019, Enedis a testé l'optimisation de la recharge de véhicules électriques dans le résidentiel collectif. Composé d'une dizaine d'immeubles, le projet a instruit les sujets suivants :

- solutions de raccordement pour les «grappes» de recharge d'une dizaine de VE dans le résidentiel collectif,
- montage économique global attractif pour le client porté par un opérateur commercial assurant un service «tout compris», en parc de logement social ou privé,
- instruction des problématiques de décompte découlant d'un raccordement en aval du compteur des parties communes.

Ce démonstrateur a permis la rédaction et la publication d'un livre blanc : «recommandations pour l'installation d'une infrastructure de recharge de véhicules électriques dans le résidentiel collectif existant».

	Raccordement	Optimisation des investissements dans les S3REnR	Report d'investissement	Programmation travaux	Gestion d'incident
 Valeur de la flexibilité	Coûts et délais de raccordement pour le client	Valeur collective de 250M€ à 2035	Valeur collective De 0 à 24k€/MW/an* (report d'investissement)	Valeur collective De 0 à 20k€/MWh* (Alternative à la mise en place de moyens spécifiques)	
 Principes contractuels	Contractualisation bilatérale	Mise en concurrence selon les modalités cibles définies et conformément aux règles de marchés en vigueur**			
 Sources de flexibilité	Installation HTA à raccorder	Producteurs, Stockage, Véhicules électriques, effacement de consommation, en actif ou réactif pour des contraintes de tension – Enedis est technologiquement neutre			

Tableau 1. Contractualisation et valeurs de la flexibilité locale selon les contextes

Source : Enedis, feuille de route flexibilités, nov. 2019

* Selon les exemples étudiés dans le Rapport Valorisation Économique des *Smart Grids*, valeurs dépendant de la situation locale.

** Pour les S3REnR, si mise en concurrence infructueuse, limitation des producteurs raccordés selon des modalités à définir dans le contrat d'accès au réseau.

c. Une solution prometteuse : l'usage local de la flexibilité

Si les démonstrateurs ont permis de déployer près d'une vingtaine de solutions industrielles, ils ont également contribué à enrichir les réflexions sur les modèles d'affaires et réglementaires. Ils ont aussi montré la nécessité de poursuivre l'instruction de certaines solutions «prometteuses» d'un point de vue technique (c'est-à-dire capables d'améliorer le pilotage et l'exploitation des réseaux en temps réel), mais à approfondir d'un point de vue économique (valeur globale pour la collectivité) et/ou réglementaire (modalités de mise en œuvre, définition et partage des responsabilités entre les différents acteurs du système électrique...). C'est particulièrement le cas pour les flexibilités.

Sur les flexibilités en consommation, si les travaux montrent une valeur potentielle sur les postes HTB/HTA et, dans une moindre mesure, sur les réseaux HTA, ceux menés dans le cadre du démonstrateur NiceGrid⁷, par exemple, mettent en évidence la difficulté d'utiliser des flexibilités pour résoudre des contraintes sur les réseaux BT, en raison du caractère local et transitoire de la valeur pour le gestionnaire de réseau de distribution.

Sur les réseaux HTA, la valeur de la flexibilité est fondamentalement locale et temporaire. Elle dépend de la solution que la flexibilité vient remplacer ou compléter. Le Tableau 1 résume les différents cas d'usage de flexibilité locale, leur valeur, ainsi que les principes contractuels associés tels qu'ils ressortent des différents démonstrateurs menés par Enedis.

Les travaux d'Enedis montrent en l'état actuel que l'utilisation des flexibilités pour le réseau de distribution se fera avec une occurrence limitée. Les flexibilités sur le réseau de distribution peuvent néanmoins apporter une valeur complémentaire à celle issue des mécanismes de marché nationaux, des besoins de RTE pour le réseau HTB et des besoins des acteurs locaux.

d. Le cas particulier du stockage

De même, les perspectives sur l'utilisation du stockage pour les besoins du réseau de distribution nécessitent encore aujourd'hui une poursuite des expérimentations. Les attentes de la filière et des parties prenantes (CRE, DGEC, opérateurs de stockage...) vis-à-vis d'Enedis sont de faciliter le développement du stockage (simplification du raccordement et de l'accès au réseau des installations de stockage, et le cas échéant, appel aux services de flexibilité des systèmes de stockage pour des besoins du réseau...). Il n'existe pas actuellement de réglementation spécifique pour le raccordement d'une installation de stockage sur le réseau. Les conditions actuelles de raccordement et d'accès au réseau des installations de stockage dépendent de leur comportement vis-à-vis du réseau : injection et/ou soutirage. Pour les études de raccordement au réseau, une installation de stockage qui soutire et qui injecte est à date considérée à la fois comme un producteur et comme un consommateur. Enedis a mis en œuvre deux démonstrateurs *smart grids* majeurs dédiés au stockage, VENTEEA⁸ (Aube) et Nice Grid (Var). Le principal objectif de ces démonstrateurs a été de tester la faisabilité technique de la fourniture de services par les systèmes de stockage. Les compétences acquises par Enedis dans ces projets (installation, raccordement et exploitation d'un système de stockage, algorithme de prévisions, modélisation de son comportement sur le réseau...) sont précieuses pour accompagner le développement du stockage. En outre, Enedis conduit actuellement plusieurs expérimentations avec du stockage pour renforcer la résilience du réseau dans des zones spécifiques, îles ou milieu rural (projet Masera à Singapour, projet Îles des Glénan – Bretagne...). Enedis travaille également à l'expérimentation d'un stockage mobile couplé à de la production solaire pour assurer l'alimentation locale en cas de travaux sur le réseau (projet Groupe Énergétique Mobile – Languedoc Roussillon). Enfin, un projet d'expérimentation est en cours en Poitou-Charentes pour tester un service de flexibilité rendu par un stockage afin de lever

des contraintes de chutes de tension et de reporter un investissement sur le réseau HTA.

e. Des solutions écartées

À travers les démonstrateurs *Smart Grids*, Enedis a pu mettre en relief les limites à date de certaines solutions testées, parfois satisfaisantes d'un point de vue technique mais ne générant pas la valeur attendue pour la collectivité. Plusieurs solutions testées, qui semblaient a priori prometteuses pour améliorer techniquement la gestion du réseau, n'ont pas donné lieu à date à un déploiement national, leurs coûts (de mise en œuvre et/ou de maintenance) excédant les bénéfices attendus (sur l'amélioration de la qualité/continuité d'alimentation ou l'intégration de producteurs d'énergie renouvelable entre autres).

C'est par exemple le cas des transformateurs HTA/BT avec régulateur en charge, testés dans plusieurs démonstrateurs dont NiceGrid, VENTEEA et SMAP, équipements ayant pour but de gérer de manière dynamique et centralisée la tension sur le réseau BT, depuis le poste HTA/BT. Les études ont montré un intérêt technico-économique insuffisant pour un développement industriel à coûts maîtrisés de cette solution, celle-ci pouvant apporter des gains pour moins de 0,3 % du parc existant de près de 800 000 transformateurs HTA/BT. Autrement dit, le coût de ces matériels reste aujourd'hui élevé par rapport à la valeur générée pour la collectivité. Enedis a donc fait le choix de privilégier une solution plus pertinente d'un point de vue technico-économique : la régulation locale de tension au niveau des producteurs, par l'absorption de la puissance réactive⁹.

Conclusion : trouver partout les meilleurs arbitrages technico-économiques au service de la transition énergétique

Ainsi, les démonstrateurs *Smart Grids* ont contribué de manière significative à l'amélioration de la gestion des réseaux de distribution et à l'accompagnement de la transition énergétique, avec près d'une vingtaine de solutions industrialisées suite à des expérimentations probantes dans ces démonstrateurs.

Le déploiement des nouvelles solutions s'est appuyé sur les travaux de R&D, démonstrateurs et expérimentations de terrain menés depuis plusieurs années avec un grand nombre de partenaires du secteur. Les solutions testées sont intégrées, au fur et à mesure de leurs résultats techniques et une fois que leur valeur économique pour la collectivité est avérée, de manière incrémentale et pragmatique, brique par brique, solution par solution, pour progressivement transformer la gestion du réseau au service de la transition énergétique. Les solutions «système» telles que les flexibilités s'appuient sur une somme de briques (matériel, outils informatiques) qui sont testées dans plusieurs démonstrateurs afin de retenir la meilleure option pour chaque élément constitutif de la solution système globale.

L'enjeu pour les années à venir est double. D'une part, il s'agira, pour les solutions déployées ou en cours d'industrialisation, de suivre leur utilisation par les différentes parties prenantes et leurs apports sur le terrain. D'autre part, pour les solutions moins matures à date, comme les flexibilités ou le stockage, il s'agira de poursuivre et d'accélérer les expérimentations, afin de finaliser leur mise au point technique pour certaines d'entre elles et surtout d'évaluer dans quelle mesure elles peuvent apporter de la valeur pour la collectivité, tout en accompagnant ou accélérant la transition énergétique à l'échelle locale.

NOTES

1. Partenaires du consortium : SyDEV – Syndicat de la Vendée coordonnateur du projet, Enedis, Actility, Legrand, GE Grid Solutions, Engie INEO, RTE, Le CNAM de Nantes.

2. Partenaires du consortium : Bouygues Immobilier et Telecom, EDF, Enedis, Alstom Grid, Schneider Electric, Steria, Microsoft, ETDE, Total, Ijenko.

3. Partenaires du consortium : Enedis (coordinateur du projet avec AURAE), SAS Centrales villageoises de la région de Condrieu, Parc naturel du Pilat, SYDER, Hespul, commune des Haies, Grenoble INP, Atos Grid, Nexans.

4. Partenaires du consortium : Enedis (coordonnateur du projet), Lorient Agglomération, Niji, UBS, ALOEN, Région Bretagne, RTE, PEB, UFC Que choisir 56, La CSF Morbihan, Delta Dore, Vity Technology.

5. Partenaires du consortium : Enedis (coordonnateur du projet), GDF Suez, Schneider Electric, GEG, G-INP, CEA, Atos Worldgrid, RTE, LEPII, Alstom Grid, Hespul, RAEE.

6. Partenaires du consortium : Enedis (coordonnateur du projet), CentraleSupélec, G2 Mobility, MOPeasy, Nexans, Park'N'Plug, Tetragora, Trialog.

7. Partenaires du consortium : Enedis (coordonnateur du projet), EDF, Alstom Grid, Saft, Armines, Wateco, RTE, Daikin, Netseenergy, Socomec.

8. Partenaires du consortium : Enedis (coordonnateur du projet), Schneider Electric, General Electric, RTE, SAFT, MADE, ENEL Green Power, EDF R&D, L2EP, UTT.

9; Lorsqu'une installation de production injecte de l'électricité sur le réseau, une proportion de cette électricité y «stagne» sans pour autant délivrer de puissance utile, limitant d'autant la capacité de transit disponible sur la ligne. On appelle cela la puissance réactive.