



GUIDE POUR LE DÉPLOIEMENT DES SMART GRIDS DANS LES TERRITOIRES 2023



Soutenu par



SOMMAIRE

p.3	PRÉAMBULE
p.5	AVANT-PROPOS
p.7	RÉSUMÉ EXÉCUTIF
p.8	1. Les <i>smart grids</i> au service de la transition énergétique des territoires
p.8	1.1 Les <i>smart grids</i> , une réponse à la mutation des systèmes énergétiques
p.9	1.2 Les territoires, moteur du déploiement des <i>smart grids</i>
p.11	1.3 Optimiser la consommation énergétique des citoyens et des territoires
p.13	1.4 Des bénéfices multiples
p.15	2. Les cas d'usage déployés dans les territoires et répliquables
p.15	2.1 Un raccordement intelligent pour un déploiement des énergies renouvelables plus rapide et au meilleur coût
p.16	2.2 Une optimisation de la consommation et des factures d'électricité
p.17	2.3 Le développement des flexibilités
p.18	2.4 L'éclairage public intelligent
p.21	2.5 La valorisation des données énergétiques du territoire
p.22	2.6 Autoconsommation et accélération du développement des EnR
p.23	2.7 La sensibilisation du consommateur : vers le consomm'acteur
p.24	2.8 Mobilité électrique : Optimiser le déploiement des schémas directeurs des bornes de recharge et démocratiser le pilotage de la recharge
p.28	2.9 Exemple d'un microgrid pour sécuriser la fourniture d'électricité en zone rurale : Corrèze Resilient Grid
p.29	2.10 Complémentarité des réseaux électriques et multi-énergies (gaz/hydrogène)
p.31	3. Les étapes clefs de la construction d'une stratégie de transition énergétique, illustrées par des exemples concrets
p.31	3.1 L'acceptabilité par les citoyens
p.31	3.2 La collecte et le traitement des données
p.32	3.3 Le financement des projets
p.34	3.4 La formation et les compétences
p.35	3.5 L'adaptation rapide aux évolutions réglementaires
p.36	RECOMMANDATIONS
p.38	LISTE DES ENTRETIENS MENÉS

L'association Think Smartgrids fédère un écosystème d'acteurs qui contribuent à la décarbonation des réseaux : les opérateurs de réseau RTE et Enedis, les principaux industriels et équipementiers français du secteur de l'énergie, de grandes entreprises de services numériques, de nombreuses PME, ETI et startups françaises à la pointe des technologies de l'énergie et du numérique, sans oublier le monde universitaire et de la recherche.

PRÉAMBULE

Ce guide a pour vocation de présenter les enjeux et principaux cas d'usage des *smart grids*, ou réseaux électriques intelligents, afin d'aider les collectivités à relever les défis de la transition énergétique. Il s'appuie sur des recherches documentaires, sur l'expertise de Think Smartgrids et de ses membres, ainsi que sur **une dizaine d'entretiens menés avec des territoires**.

L'arrivée massive des énergies renouvelables décentralisées et variables d'une part, et **l'électrification croissante des usages** (véhicules légers et poids lourds électriques, chauffage et pompes à chaleur, électrification des process industriels...) d'autre part, **nécessiteront des investissements très importants sur le réseau public de transport et de distribution d'électricité**.

En complément de ces investissements, **il sera primordial de déployer rapidement et à plus grande échelle des solutions *smart grids* et de développer des leviers de flexibilité**, aussi bien au niveau de la production locale que de la consommation d'énergie. Dans un rapport publié en septembre 2022¹, l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) estime que les investissements dans les réseaux électriques intelligents doivent plus que doubler d'ici à 2030 pour atteindre l'objectif « Zéro émission nette » d'ici à 2050. L'étude de Think Smartgrids sur « Le marché français des *smart grids* en 2030 », publiée en mars 2022, confirme cette tendance².

Les enjeux de sobriété et de maîtrise de la consommation d'énergie apparaissent aujourd'hui comme prioritaires. En parallèle, de nouvelles capacités de production d'électricité décarbonées devront être déployées afin d'atteindre nos objectifs de neutralité carbone. Les énergies fossiles représentent en effet encore 46% de l'énergie primaire consommée en France tous usages confondus³. L'électrification des usages de l'énergie est un des principaux leviers pour atteindre la neutralité carbone, notamment dans l'industrie ou le domaine des transports, que ce soit via le vecteur final de l'électricité ou celui des électro-carburants.

À l'exception d'un scénario de transition basé sur un modèle de société ayant mis en œuvre une très forte sobriété, l'agence de la transition écologique, l'ADEME, prévoit ainsi une relative augmentation de la part de l'électricité dans la demande énergétique française dans tous les scénarios étudiés pour atteindre la neutralité carbone en 2050⁴ (voir graphique page suivante). De son côté, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité RTE prévoit une croissance de 35% de la consommation électrique française d'ici à 2050⁵ dans son scénario de référence.

1. Rapport IEA - Smart Grids

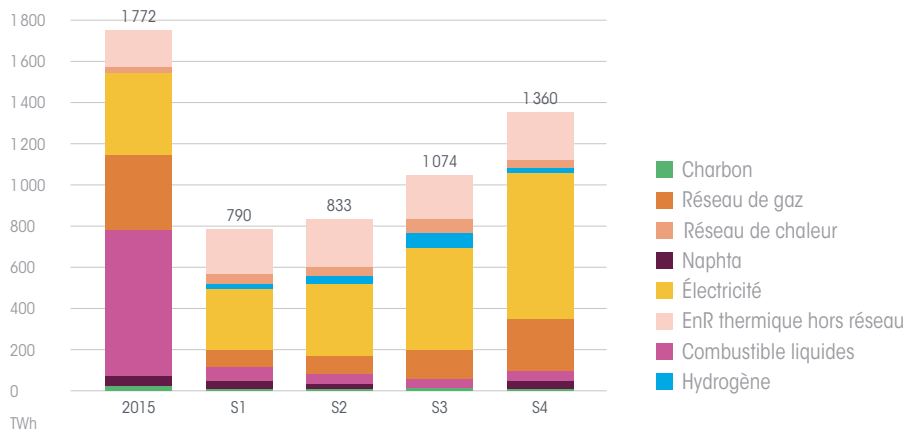
2. Étude Think Smartgrids EY Parthenon - Le marché français des smart grids en 2030

3. Ministère de la Transition Écologique - Chiffres clés de l'énergie - Édition 2021

4. Étude ADEME - Transition(s) 2050

5. Étude RTE - Futurs énergétiques 2050

Demande finale énergétique par vecteur en 2015 et projections en 2050 dans les 4 scénarios de l'ADEME¹



Alors que la production d'énergie se décentralise avec le déploiement des énergies renouvelables, **les consommateurs (particuliers, entreprises et collectivités) ont un rôle croissant à jouer dans la transition énergétique**. De nouveaux outils émergent pour mettre à leur disposition leurs données énergétiques, leur permettre de **suivre** et de **maîtriser leur consommation d'énergie**, mais aussi de **piloter leurs équipements**, d'**optimiser leurs factures énergétiques** et de développer des projets d'autoconsommation avec un meilleur équilibre local production-consommation.

Les Collectivités Locales, propriétaires des réseaux de distribution d'électricité, ont elles aussi un rôle important à jouer, non seulement en tant qu'aménageurs du territoire, mais aussi comme **relais de communication, d'information et de sensibilisation**, aussi bien auprès des particuliers que des entreprises sur leur territoire.

Enfin, la hausse des prix de l'énergie devrait encore accélérer la **nécessaire digitalisation des réseaux et le recours aux solutions *smart grids* d'ores et déjà industrielles**, avec pour objectifs d'accélérer le déploiement des productions renouvelables locales et l'électrification des usages, de réduire les consommations d'électricité et de rendre le réseau encore plus efficient et résilient.

Think Smartgrids, filière française des réseaux électriques intelligents, fédère une centaine d'acteurs appartenant à toute la chaîne de valeur des *smart grids*. L'annuaire des membres de Think Smartgrids est consultable à l'adresse thinksmartgrids.fr/annuaire et renseigne sur les compétences des différentes entreprises de la filière qui peuvent accompagner les collectivités locales dans leurs projets de transition énergétique.

1. Source : étude Transition(s) 2050 de l'ADEME, publiée en 2021. Le graphique n'inclut pas les besoins en électrolyse pour des vecteurs intermédiaires (hydrogène, e-méthane)

AVANT-PROPOS



Marianne Laigneau

Présidente du Directoire
d'Enedis et Présidente de
Think Smartgrids

“

La filière *smart grids* apporte des solutions pour la maîtrise de l'énergie et la transition énergétique des territoires.

”

Les collectivités territoriales jouent un rôle croissant dans la transition énergétique et l'atteinte de nos objectifs de neutralité carbone, qu'il s'agisse de mieux maîtriser nos consommations d'énergie, de développer la mobilité électrique et les énergies renouvelables, ou de redéfinir l'aménagement du territoire pour mieux valoriser son potentiel énergétique. Elles opèrent des investissements clés dans les bâtiments et les transports, sont en charge de la planification et de l'animation de la transition écologique et jouent un rôle de premier plan pour l'information des citoyens et la mise en place d'actions contribuant à l'efficacité énergétique.

Dans un contexte de forte croissance des prix de l'énergie et de pression sur les budgets, mais aussi d'élargissement des compétences des collectivités locales sur les enjeux liés à la transition écologique, les territoires sont confrontés au défi de faire davantage, mais avec des factures qui augmentent sur de nombreux postes de dépense. Cette contrainte forte rend cependant d'autant plus nécessaire d'investir dans des projets qui permettront de réaliser des économies notamment sur la facture d'énergie, ainsi que de se prémunir contre certains coûts futurs liés au changement climatique.

Les réseaux électriques intelligents, ou *smart grids*, sont l'un des principaux leviers des territoires pour concrétiser des projets de maîtrise de la consommation d'énergie, d'intégration des énergies renouvelables, de développement de la mobilité électrique, et plus largement, de décarbonation de leur mix énergétique via l'électrification des usages de l'énergie. Ils apportent également aux décideurs locaux de nouvelles opportunités pour développer des modèles d'affaire innovants, optimiser leur facture énergétique et désenclaver leur territoire.

Les *smart grids* permettent ainsi de développer de nouveaux usages et services, par exemple en favorisant l'autoconsommation individuelle comme collective, ou en déployant des bornes de recharge de véhicules électriques qui peuvent éventuellement être associées à d'autres services (télécom, gestion de la donnée, services logistiques, recharge intelligente, etc.). Fin 2022, Enedis avait ainsi raccordé au réseau de distribution 634 000 installations d'énergies renouvelables, dont plus de 230 000 installations d'autoconsommation solaire, ainsi qu'environ 1,2 millions de bornes de recharge, dont plus de 80 000 accessibles au public.

Dans le même temps, la transition énergétique est un moyen pour les territoires de stimuler leur tissu économique et de startups, mais aussi d'améliorer les services aux habitants, par un surcroît d'agilité et une meilleure maîtrise de leurs infrastructures publiques.

Valoriser les données collectées grâce aux capteurs ou compteurs intelligents peut ainsi permettre aux collectivités territoriales d'être informées bien plus finement sur les consommations énergétiques de leur territoire, de mieux gérer leurs activités et de définir de manière plus pertinente leurs politiques en matière d'énergie, de transports, de rénovation et d'aménagement urbain. Enedis a été pionnière sur l'Open Data en Europe en mettant à disposition de tous un grand nombre de données énergétiques agrégées, ce qui a permis à de nombreux acteurs de la filière *smart grids* de proposer de nouveaux services énergétiques innovants pour la transition énergétique et la maîtrise de la consommation d'énergie. Les données permettent par exemple de faire un diagnostic précis de la répartition des consommations d'énergie et d'identifier les passoires thermiques et diverses sources de gaspillage, d'optimiser un projet d'aménagement sur le plan énergétique, ainsi que d'estimer au plus juste le dimensionnement adéquat de la production énergétique. Ces données peuvent enfin permettre aux collectivités de créer de nouveaux services au bénéfice des citoyens et des entreprises.

La Commission Territoires et Innovation de l'association Think Smartgrids, qui fédère les acteurs des réseaux électriques intelligents en France, a mené une série d'entretiens avec des acteurs territoriaux pour analyser les cas d'usage pertinents, valoriser des projets réussis et répliquables, et identifier les freins persistants. L'enjeu est de proposer un guide informatif qui permette d'éclairer les collectivités sur des projets clés pour créer de la valeur dans les territoires sans renoncer aux objectifs de décarbonation et à la transition énergétique.



Xavier Pintat

Ancien Député et Sénateur,
Président de la FNCCR



Boris Ravignon

Président de l'Ademe et maire
de Charleville-Mézières

Les territoires sont au cœur des changements induits par la transition énergétique, l'accélération des énergies renouvelables et le développement du numérique dans la vie quotidienne. Les *smart grids* ou réseaux électriques intelligents apparaissent comme l'un des principaux leviers de ces évolutions. Ils relèvent du renforcement de la digitalisation, d'applications de méthodes basées sur les compteurs communicants, de l'intelligence artificielle et, d'une certaine manière, d'une résilience souhaitée en ces temps de crise énergétique rendant les énergies complémentaires.

Les projets *smart grids* se multiplient aussi bien en milieu urbain que rural, dans le but principal de mieux piloter la production et la consommation d'énergie. Ils facilitent le développement des énergies renouvelables et leur intégration au mix énergétique. Ils sont une clé de l'autoconsommation individuelle et collective et de l'avènement des « communautés d'énergie ». Enfin, les *smart grids* favorisent également le déploiement efficace des infrastructures de mobilité décarbonée.

L'essor de solutions *smart grids* à grande échelle dans les territoires, s'appuie sur des expérimentations solides comme en Vendée avec le SyDEV et son projet « Smart Grid Vendée », avec la Métropole européenne de Lille et son projet « So MEL So connected » pour le développement de flexibilités et de l'effacement d'équipements collectifs ou encore Territoire d'énergie Finistère (SDEF) avec son projet « Finistère Smart Connect » permettant de piloter l'éclairage public et les bâtiments communaux, et bien d'autres encore qui impliquent une mobilisation territoriale forte. La FNCCR soutient ces démarches et leur mise en œuvre opérationnelle, tant du point de vue juridique et technico-économique que de la montée en compétence via des formations dédiées.

Ce guide, rédigé par Think Smartgrids, avec la contribution de l'ADEME et de la FNCCR, rappelle le rôle majeur des collectivités, autorités organisatrices de la distribution d'énergie (AODE), propriétaires des réseaux publics de distribution d'électricité, en tant qu'opérateurs publics de l'aménagement local, et des gestionnaires de réseau, en particulier d'Enedis ainsi que d'entreprises locales autour de la filière française des réseaux électriques intelligents, dont Think Smartgrids fédère les acteurs.

Cet ouvrage collectif est enrichi de cas concrets de démarches initiées localement à l'échelle de bâtiments, de quartiers, de villages, de métropoles ou portées par des syndicats d'énergie départementaux. Il vise à inciter les acteurs locaux à s'engager collectivement dans des projets *smart grids*. C'est en effet avec des partenariats forts que nous pourrions construire le futur de nos territoires et relever les défis de la sobriété et de notre souveraineté énergétique.

La crise énergétique et le défi climatique vont induire une accélération des politiques publiques visant à s'affranchir des énergies fossiles, aussi bien sous l'impulsion des politiques européennes (RepowerEU) que françaises (loi d'accélération des renouvelables et PPE). Les systèmes électriques vont être impactés avec de nouvelles consommations et un développement important des énergies renouvelables. Les *smart grids* ou réseaux électriques intelligents auront un rôle clé à jouer pour intégrer encore plus de production variable, mieux opérer les réseaux, faciliter la flexibilité des consommations.

En charge de l'aménagement des territoires, les collectivités territoriales peuvent s'appuyer sur les *smart grids* pour faciliter l'équilibre énergétique local tout en maîtrisant les coûts. Dans un contexte très dynamique de l'autoconsommation notamment, elles peuvent décider d'investir et d'inciter à la mise en œuvre de solutions qui faciliteront l'intégration des énergies renouvelables. Enfin, elles peuvent agir sur des leviers de flexibilité pour optimiser les investissements et leurs infrastructures. Les outils mis en œuvre dans les projets *smart grids* facilitent le pilotage du réseau et des consommations et constituent ainsi une brique essentielle aux économies d'énergie. En cette période de crise énergétique, cet atout supplémentaire mérite d'être mis en avant.

Je souhaite que ce guide permette aux collectivités de mieux prendre connaissance des atouts que représentent les *smart grids* pour l'atteinte de leurs objectifs territoriaux de transition énergétique, dans un contexte où elles sont incitées à prendre une part plus active dans la gestion de leurs réseaux.



Les systèmes électriques vont être impactés avec de nouvelles consommations et un développement important des énergies renouvelables. Les smart grids ou réseaux électriques intelligents auront un rôle clé à jouer pour intégrer encore plus de production variable, mieux opérer les réseaux, faciliter la flexibilité des consommations.



RÉSUMÉ EXÉCUTIF

Les *smart grids* sont au cœur de la transition énergétique des territoires car ils permettent d'optimiser les flux d'énergie et de garantir le bon fonctionnement des réseaux électriques dans un contexte de mutations profondes et rapides des modes de production (intégration des énergies renouvelables) et des usages de l'électricité (migration du chauffage carboné vers le chauffage électrique, transition des véhicules thermiques vers des véhicules électriques en particulier). Les *smart grids* s'appuient sur la digitalisation des réseaux électriques et les technologies numériques pour **piloter la production et la consommation d'électricité, améliorer l'efficacité énergétique et offrir de nouveaux services aux consommateurs**, notamment avec les compteurs communicants. Ils sont donc **un puissant levier pour la décarbonation et la réduction des consommations** d'électricité des particuliers, des entreprises et des collectivités.

Ce guide complète et permet la mise à jour d'un précédent guide intitulé *Recommandations pour des collectivités Smart Grids Ready*¹. Il présente et illustre par des exemples concrets **différents cas d'usage smart grids qui pourraient être adaptés et déployés dans d'autres territoires**. Ces cas d'usage vont de la sensibilisation des consommateurs individuels à l'optimisation de leur consommation d'électricité (comme dans le cas de l'application Ecolyo de la Métropole de Lyon par exemple), jusqu'au développement de capacités de flexibilité et d'effacement d'équipements collectifs urbains comme dans le projet So Mel So Connected de la Métropole Européenne de Lille. L'éclairage public intelligent, testé notamment dans le cadre d'un projet pilote dans 24 communes du Finistère (Finistère Smart Connect), la valorisation des données énergétiques du territoire, afin de cibler les investissements via des projets de cadastre solaire et cadastre énergie, ou encore l'autoconsommation individuelle et collective comptent également parmi les cas d'usage mis en avant dans ce guide et répliquables dans de nombreux territoires. La mobilité électrique, de l'optimisation du déploiement des schémas directeurs des bornes de recharge à la massification du pilotage de la recharge, ainsi que la complémentarité et la planification des réseaux électriques et la vision multi-énergies sont enfin abordées.

Les principaux défis pour le développement de projets *smart grids* sont l'**acceptabilité** des projets par les habitants, le travail d'information et de **sensibilisation** à mener de la conception à la réalisation du projet, la **collecte et le traitement des données** personnelles selon la législation en vigueur, le financement des projets et la nécessité de **compétences spécifiques** au sein de l'équipe projet (en s'appuyant par exemple sur les formations proposées par la FNCCR). Dans le contexte de l'intégration des énergies renouvelables et de l'apparition de nouveaux cas d'usage, **une attention particulière doit également être portée à la résilience du système électrique** qui est au cœur du développement de la transition énergétique et dont la sécurisation est clé pour garantir des usages devenus presque « vitaux » tels que l'assainissement de l'eau ou le maintien des communications électroniques. Le dernier défi actuellement posé aux développeurs de projets *smart grids* est l'évolution rapide du contexte réglementaire et des solutions techniques disponibles, qui peut nécessiter de faire évoluer profondément le projet au cours de sa mise en œuvre.

Les élus ou porteurs de projet ayant l'expérience de projets *smart grids* dans leur territoire recommandent en premier lieu de **mutualiser les infrastructures** de ces projets entre plusieurs territoires voisins, afin de faciliter le financement de ces infrastructures et de mutualiser les coûts de recueil de la donnée. Ils insistent également sur la nécessité de **vérifier la pertinence des cas d'usage** visés pour bien dimensionner les projets par rapport aux besoins. Il est également fortement conseillé de **prévoir la pérennité et la reproductibilité** de ces projets dès la phase de conception, en termes de coûts d'exploitation mais également au niveau des multiples compétences indispensables à la mise en place et à l'exploitation d'un projet *smart grids*. **Faire preuve de pédagogie auprès des habitants en communiquant en toute transparence sur le rapport coûts/bénéfices et les impacts environnementaux des projets** est également essentiel pour l'acceptabilité locale du projet. Enfin, et en particulier pour les projets d'autoconsommation collective, il faut également anticiper des coûts relativement importants et des délais assez longs pour la mise en place des circuits de facturation.

1. [Guide Think Smartgrids - Recommandations pour des collectivités smart grids ready](#)

1. LES SMART GRIDS AU SERVICE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DES TERRITOIRES

1.1 LES SMART GRIDS, UNE RÉPONSE À LA MUTATION DES SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES



Les réseaux de distribution d'électricité connaissent de profondes mutations, notamment sous l'effet de la transition énergétique qui modifie en profondeur l'utilisation de l'énergie et la gestion du système électrique. En accueillant de plus en plus massivement des productions d'énergies renouvelables variables et décentralisées, les réseaux électriques doivent répondre à l'organisation des échanges d'informations entre les différentes parties prenantes (producteurs et consommateurs d'électricité, aménageurs et promoteurs, acteurs de marché, pouvoirs publics et régulateur), afin d'optimiser les flux électriques et de garantir le bon fonctionnement des réseaux électriques et la sécurité d'alimentation.

Les réseaux de distribution sont la colonne vertébrale des nouveaux usages de l'électricité (mobilité électrique) et des nouveaux modes de consommation (autoconsommation, communautés énergétiques¹), et les *smart grids* deviennent clés pour la transition énergétique.

La digitalisation des réseaux électriques est l'un des leviers majeurs pour permettre cette transition énergétique. Les *smart grids* utilisent en effet des technologies numériques pour améliorer la planification, la conception et l'exploitation des réseaux électriques et intégrer les nouveaux modes de production et de consommation. Ils permettent de connecter davantage d'EnR au réseau, plus rapidement et au meilleur coût. En effet, la transition énergétique nécessite une meilleure compréhension du réseau, le développement d'outils de prévision, mais aussi de pilotage en temps réel de la production et de la consommation d'électricité, afin de garantir le bon fonctionnement du réseau et la qualité de la fourniture d'électricité. Des compteurs et capteurs intelligents aux postes électriques, en passant par des centrales électriques virtuelles, les réseaux s'appuient sur des solutions numériques pour devenir plus efficaces, mais aussi pour permettre le développement de nouveaux services énergétiques, par exemple le suivi et le pilotage de la consommation d'énergie.

Les réseaux intelligents permettent enfin de favoriser le développement de la flexibilité. Par exemple, dans le cas de la mobilité électrique, le pilotage intelligent de la recharge permet de lisser

1. Code de l'Énergie, Livre II, Titre IX, Chapitre II : Communautés énergétiques citoyennes

et/ou de décaler l'appel de puissance aux heures de pointe, tout en assurant la disponibilité des véhicules. En matière de flexibilité, l'effacement de consommations électriques permet de contribuer à l'équilibre offre-demande ou, le cas échéant, de diminuer les contraintes sur le réseau électrique. Il constitue un nouveau champ d'actions important pour les acteurs tertiaires publics.

Les collectivités, gestionnaires d'équipements et de bâtiments publics, peuvent travailler avec leurs gestionnaires de réseaux de distribution ainsi qu'avec les opérateurs de services énergétiques pour accélérer le déploiement des solutions *smart grids* afin de contribuer à optimiser le développement du système électrique et son exploitation grâce aux flexibilités locales apportées par les bâtiments publics, les infrastructures sportives, etc.

Les projets *smart grids* des Investissements d'Avenir ont également mis en avant des flexibilités potentielles autour des infrastructures hydrauliques (châteaux d'eau, stations d'épuration) et de l'éclairage public. De plus, une gouvernance cohérente et combinée des infrastructures en matière de production

(infrastructures photovoltaïques en toiture, ombrières) et de consommation d'électricité (éclairage public, infrastructures de recharge de véhicules électriques (IRVE), autres équipements publics...) permet de maximiser les économies d'énergie tout en renforçant le potentiel de production local.

L'architecture des réseaux électriques intelligents comprend trois niveaux¹ :

- Un réseau électrique « historique », des producteurs et des consommateurs ;
- Des capteurs déployés sur le réseau électrique, chez les producteurs et les consommateurs ainsi que des réseaux de télécommunication permettant de collecter les données provenant de ces capteurs ;
- Des systèmes informatiques qui collectent, stockent et organisent ces données pour optimiser la gestion du système électrique.

Le tableau suivant résume les apports des réseaux intelligents aux réseaux historiques.

Comparaison des caractéristiques des réseaux historiques et des réseaux intelligents

Source : Commission de Régulation de l'Énergie

Caractéristiques des réseaux « historiques »	Caractéristiques des réseaux intelligents
Analogiques	Numériques
Unidirectionnels	Bidirectionnels
Production centralisée	Production décentralisée
Communicants sur une partie des réseaux	Communicants sur l'ensemble des réseaux
Gestion de l'équilibre du système électrique par l'offre/production	Gestion de l'équilibre du système électrique par l'offre/production
Consommateur	Consom'acteur

1.2 LES TERRITOIRES, MOTEUR DU DÉPLOIEMENT DES SMART GRIDS

En 2022, l'Union européenne a fixé quatre grands objectifs pour décarboner le paysage énergétique européen, dans le cadre des plans Fit for 55² et REPowerEU³ :

- Réduire les émissions de gaz à effet de serre d'au moins 55% d'ici à 2030 (par rapport aux niveaux de 1990) ;
- Réduire d'au moins 40% la consommation d'énergie finale d'ici à 2030 (par rapport à 2007) ;

- Porter la part des énergies renouvelables à 45% à l'horizon 2030 ;
- Augmenter de 9 à 13% l'objectif d'efficacité énergétique fixé en 2020.

1. Commission de Régulation de l'Énergie - Introduction aux smart grids

2. Conseil de l'Union européenne - Ajustement à l'objectif 55

3. Commission européenne - REPowerEU : une énergie abordable, sûre et durable pour l'Europe

Les *smart grids* occupent une place importante dans la réalisation de ces objectifs et permettent d'accélérer la transition énergétique des territoires via :

- **Un meilleur pilotage de la production et de la consommation d'électricité**, ainsi qu'une intégration facilitée et accélérée des énergies renouvelables variables (solaire et éolien) ;
- **Le déploiement de nouveaux cas d'usage** tels le pilotage de la recharge des véhicules électriques, l'optimisation de l'autoconsommation individuelle ou collective, les offres de raccordement intelligent des EnR...
- **L'augmentation des économies d'énergie**, notamment celles des bâtiments (en complément de l'isolation thermique) grâce au pilotage intelligent, automatique ou à distance, de l'éclairage, du chauffage et des différents équipements, en s'appuyant sur l'installation de capteurs et d'objets connectés ;
- **La collecte et la valorisation de données pour améliorer les politiques énergétiques des collectivités** : réalisation

de cadastres énergétiques afin d'optimiser l'implantation des énergies renouvelables, de schémas directeurs des énergies¹ ou de schémas directeurs pour les infrastructures de recharges pour véhicules électriques², rénovations de passoires thermiques ou ciblage de logements en précarité énergétique.

Les compétences des collectivités territoriales leur permettent d'initier et de développer des projets *smart grids* sur leur territoire, en lien avec les différents acteurs : fournisseurs, agrégateurs de flexibilité, distributeurs d'électricité, bureaux d'études, industriels... En effet, même si les orientations nationales pour le climat, l'air et l'énergie sont définies par l'Etat, les Régions et les Etablissements Publics de Coopération Intercommunale (EPCI) sont au bon niveau pour mettre en œuvre l'intégration des politiques nationales dans leur territoire et garantir la cohérence locale des mesures déployées.

Compétences et organisation territoriale de la gestion de l'énergie et de la mobilité

Au niveau régional, le SRADDET est remplacé en Ile-de-France par le Schéma Directeur de la Région Ile-de-France (SDRIF) et en Corse par le Plan d'Aménagement et de Développement Durable de Corse (PADDuC).

	Mobilité électrique		EnR		Action du département
Région SRADDET ³ , S3REnR ⁴	Chef de file intermodalité pour la mobilité		Production EnR	Dispositifs soutien EnR	
Département					Lutte contre la précarité énergétique
Établissement Public de Coopération Intercommunale PCAET ⁵ , SCoT ⁶ , PLU ⁷ , PDU ⁸	Chef de file mobilité (PDU + Plan de mobilité rurale)	Schémas locaux spécifiques de mobilité		Distribution d'énergie	
Commune SCoT ⁶ , PLU ⁷ , PDU ⁸	Actions relatives à la mobilité				

1. Guide ADEME - Le Schéma Directeur des Énergies

2. Guide Ministère de la Transition Écologique - Schémas directeurs pour les IRVE

3. SRADDET : Schémas Régionaux d'Aménagement, de Développement Durable et d'Égalité des Territoires

4. S3REnR : Schémas Régionaux de Raccordement aux Réseaux des Énergies Renouvelables

5. PCAET : Plan Climat-Air-Énergie Territorial

6. SCoT : Schéma de Cohérence Territoriale

7. PLU : Plan Local d'Urbanisme

8. PDU : Plan de Déplacements Urbains



1.3 OPTIMISER LA CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE DES CITOYENS ET DES TERRITOIRES

Des solutions innovantes, qui s'appuient sur les réseaux électriques intelligents et les données, permettent aux citoyens et aux territoires d'optimiser leurs factures d'électricité.

Le principe de l'autoconsommation

Le principe de l'autoconsommation est de consommer tout ou partie de l'énergie produite localement. Deux types d'autoconsommation existent aujourd'hui en France.

• L'autoconsommation individuelle

Il s'agit pour un unique producteur de consommer sa propre production d'électricité¹ en tout ou partie. Pour maximiser l'autoconsommation individuelle, il convient de piloter les consommations du bâtiment, afin que la courbe de production de l'installation EnR coïncide avec la courbe de consommation. L'autoconsommation peut aussi, dans certaines conditions spécifiques, permettre de recharger le véhicule électrique du foyer lors de forte production solaire et de faible consommation du foyer. Plus de 200 000 sites en autoconsommation individuelle (dont 99% avec de la production photovoltaïque) sont déjà raccordés au réseau de distribution, ce nombre ayant quasiment doublé en 18 mois². Dans un contexte de prix de l'énergie élevés, l'autoconsommation individuelle a contribué à réduire les factures d'électricité.

• L'autoconsommation collective

Il s'agit de partager de l'électricité produite localement entre producteurs et consommateurs raccordés au réseau public de distribution et relevant d'un même périmètre géographique. L'autoconsommation collective est encadrée par des textes législatifs³ et réglementaires. Elle concerne donc plusieurs sites producteurs et/ou consommateurs (par exemple, un ensemble de bâtiments). Une Personne Morale Organisatrice de l'Opération (PMO) répartit la production autoproduite entre les différents consommateurs.

Il est possible avec Enedis de bénéficier de 100% de l'électricité produite, répartie au prorata journalier, voire infra-horaire, sur les bâtiments de la collectivité, sans qu'il y ait nécessairement une synchronicité entre les consommations des bâtiments et la production photovoltaïque. Les compteurs Linky réalisent ainsi un décompte et la production PV vient ensuite se soustraire à la facture émise par le fournisseur d'énergie via une répartition statique ou dynamique⁴, ce qui permet de valoriser un maximum de l'électricité produite avec le minimum de contraintes pour la commune⁵.

1. Ministère de la Transition Écologique - Systèmes d'autoconsommation

2. Observatoire Enedis - Demain, tous photovoltaïculteurs ?

3. Code de l'énergie, LIVRE III, TITRE IER, Chapitre V : L'autoconsommation

4. Enedis - Modèle de convention relative à la mise en œuvre d'une opération d'autoconsommation

5. Entretien réalisé avec Marc Boitel du Syndicat d'Énergie de Seine et Marne le 4 août 2022

Pour les auto-consommateurs collectifs, quelques projets ont montré une réduction de la facture énergétique, en partie grâce aux aides et subventions : réduction estimée en moyenne à 8% dans le cadre d'Ydeal Confluence¹ (écoquartier lyonnais) et à 100€ par logement et par an à la Résidence Soleil de Rochebelle² (logement social collectif).

Les collectivités sont actuellement les principaux acteurs du développement des projets d'autoconsommation collective. Plus de 60% des projets sont en effet directement portés par des collectivités jouant le rôle d'interlocuteur unique auprès des gestionnaires de réseaux de distribution à travers la Personne Morale Organisatrice (PMO)³ des projets. Même si la rentabilité des projets d'autoconsommation est encore fragile et dépend des configurations (taux d'autoconsommation recherché, typologie de consommateurs, toitures disponibles...), certaines collectivités et bailleurs confirment d'ores et déjà l'intérêt de ce dispositif, et le contexte actuel d'augmentation des prix de l'électricité devrait renforcer son intérêt financier. En particulier, dans le Morbihan, les EPCI étudient actuellement la possibilité de développer chacun leur projet d'autoconsommation collective, avec l'appui du SDEM-Morbihan énergies⁴.

Les Communautés énergétiques citoyennes ou les communautés d'énergie renouvelable sont des initiatives locales, d'acteurs publics et/ou privés, que la réglementation encadre désormais autour de programmes de production locale d'énergie, en y associant le pilotage de la redistribution de l'énergie produite entre ces mêmes acteurs et l'optimisation de leurs consommations. Ces initiatives élargissent le cadre de l'autoconsommation collective.

Il existe un certain nombre d'entreprises et de bureaux d'études capables d'accompagner les collectivités dans des projets d'autoconsommation collective ou de communauté énergétique citoyenne. **L'ADEME a, pour sa part, subventionné le site photovoltaïque.info⁵ afin d'accélérer le déploiement de projets.**

Le pilotage de la consommation d'électricité des particuliers

Pour aider les particuliers à piloter la consommation de leur foyer, les fournisseurs d'électricité et d'autres entreprises proposent aux particuliers des applications de visualisation de leur consommation d'électricité basées sur le recueil et l'analyse des données des nouveaux compteurs. Les informations fournies par ces applications leur permettent d'agir eux-mêmes, et les incitent à réduire leur consommation.

Certaines collectivités ont également développé leur propre application. Par exemple, Ecolyo⁶, développée par la Métropole de Lyon (et décrite plus en détails à la section 2.2) permet de visualiser simultanément ses consommations d'électricité, d'eau et de gaz et propose des défis pour inciter les utilisateurs aux écogestes.

Pour les propriétaires de véhicules électriques, les systèmes de recharge intelligente ou « smart charging » permettent de programmer la recharge pendant les périodes où l'électricité est la moins chère, et où le système électrique est moins contraint, typiquement pendant la nuit.

L'amélioration de l'efficacité énergétique des collectivités

Les territoires sont soumis au décret tertiaire⁷ qui impose une réduction de la consommation d'énergie finale des bâtiments à usage tertiaire, en appliquant l'une des deux méthodes présentées à l'article L 111-10-3 du Code de la construction et de l'habitation :

- Réduire sa consommation énergétique de 40% d'ici 2030, de 50% d'ici 2040 et de 60% d'ici 2050 par rapport à une année de référence qui ne peut être antérieure à l'année 2010 ;
- ou pour les nouveaux bâtiments tertiaires, atteindre un niveau de consommation d'énergie fixé en valeur absolue pour chaque type d'activité.

Pour réaliser ces objectifs, différentes actions d'efficacité énergétique peuvent être mises en place par les collectivités. Elles peuvent par exemple améliorer la performance énergétique de leurs bâtiments ou mettre en place des dispositifs de contrôle et de gestion active de leurs équipements. Les *smart grids*, dans la mesure où ils permettent une mise à disposition d'informations sur les consommations et le pilotage fin de la demande d'électricité, peuvent être un bon levier pour aider les collectivités à atteindre ces objectifs. Le cas d'usage des bâtiments intelligents (*smart building*), en se basant sur des capteurs et un système de pilotage pointu, permet de programmer les consommations énergétiques (chauffage, électricité, éclairage, etc.) d'un bâtiment en fonction des besoins des occupants. Le développement du *smart building* est l'un des leviers à disposition des collectivités pour atteindre les objectifs du décret tertiaire.

1. EDF - L'éco-quartier Ydeal Confluence fait le choix de l'autoconsommation collective

2. EDF - L'autoconsommation collective pour réduire sa facture électrique : l'exemple de Rochebelle

3. La PMO réunit sous une même entité juridique les producteurs et les consommateurs du projet

4. Site internet de Morbihan Énergies

5. PhotoVoltaïque.Info - Rôle des collectivités territoriales dans le développement du photovoltaïque

6. Site internet d'Ecolyo

7. Décrets n° 2019-771 et n° 2021-1271



1.4 DES BÉNÉFICES MULTIPLES

En plus de ces considérations économiques, le déploiement des *smart grids* apporte des bénéfices directs et indirects aux territoires qui s'y engagent¹, et également à leurs administrés :

- Amélioration de l'exploitation des réseaux pour les gestionnaires de réseaux avec un pilotage plus fin grâce à la valorisation des données de production et de consommation recueillies ;
- Développement d'un certain nombre de cas d'usage qui aboutissent à la gestion raisonnée de la consommation d'énergie sur différents postes (éclairage public, bâtiments publics, pompes des stations d'épuration et des châteaux d'eau, recharge de véhicules électriques - tous ces cas d'usage sont développés dans la deuxième partie de ce guide) ;
- Amélioration de la performance environnementale du territoire : RTE estimait en 2017 qu'à horizon 2030 le déploiement de 9 GW de solutions de flexibilité *smart grids* pourrait réduire les émissions de CO₂ de l'ordre de 0,8 MtCO₂/an (soit 3% des émissions annuelles du système électrique français)². Cette réduction devrait faciliter l'atteinte par les territoires des objectifs énergétiques définis dans des plans et schémas directeurs tels que le Plan Climat Air Energie Territorial (PCAET), le Plan Climat Air Energie Métropolitain (PCAEM), les Schémas Régionaux d'Aménagement, de Développement Durable et d'Égalité des Territoires (SRADDET), etc. Elle leur permettra également d'atteindre la conformité avec le décret tertiaire précédemment évoqué ;
- Accélération de l'intégration des énergies renouvelables électriques dans les réseaux : l'injection d'une part croissante d'énergies renouvelables dans le réseau (ou l'autoconsommation directe par les producteurs locaux) est un des leviers qui permettront aux élus d'atteindre les objectifs énergétiques mentionnés précédemment ;
- Le déploiement des véhicules électriques pose la question de la réutilisation et du recyclage des batteries. Des expériences sont engagées, permettant d'évaluer la compétitivité économique de la réutilisation des batteries en fin de vie. Comme le souligne l'ADEME dans son avis sur les véhicules électriques et les bornes de recharge (octobre 2022)¹, une filière de recyclage européenne doit se développer et se structurer. La filière existante doit ainsi multiplier par 3 sa capacité de traitement d'ici à 2027 pour passer d'environ 15 000 tonnes à 50 000 tonnes de

1. Rapport Enedis - Valorisation économique des Smart Grids

2. Rapport RTE - Réseaux électriques intelligents : valeur économique, environnementale et déploiement

matériaux de batteries recyclés. Il s'agit là d'une véritable opportunité économique pour les territoires, permettant de contribuer à la lutte contre le changement climatique tout en sécurisant une filière industrielle clé pour les prochaines décennies ;

- Renforcement de l'attractivité du territoire : les territoires qui développent les *smart grids* gagnent en visibilité et créent de nouveaux emplois. En effet, le marché des *smart grids* devrait représenter près de 60 000 emplois en 2030 à comparer avec environ 15 000 emplois en 2020 (avec des emplois liés aux travaux d'installation et de pose de solutions intelligentes)². Pour bénéficier de ce gisement d'emplois à venir, chaque territoire doit développer son attractivité et la formation de profils adaptés aux besoins des acteurs de l'énergie ;

- Amélioration de la qualité de service pour les utilisateurs grâce à un pilotage plus fin des réseaux d'énergie et à la proposition de nouveaux services (comme illustré par les cas d'usage dans la suite de ce guide) ;

- Sensibilisation des consommateurs qui deviennent des « consom'acteurs », c'est-à-dire des consommateurs informés et engagés dans la réduction de leur consommation énergétique, l'amélioration de l'efficacité énergétique et la consommation locale et verte de leur énergie.



1. Avis de l'ADEME : Voitures électriques et bornes de recharges

2. Étude Think Smartgrids EY Parthenon - Le marché français des smart grids en 2030

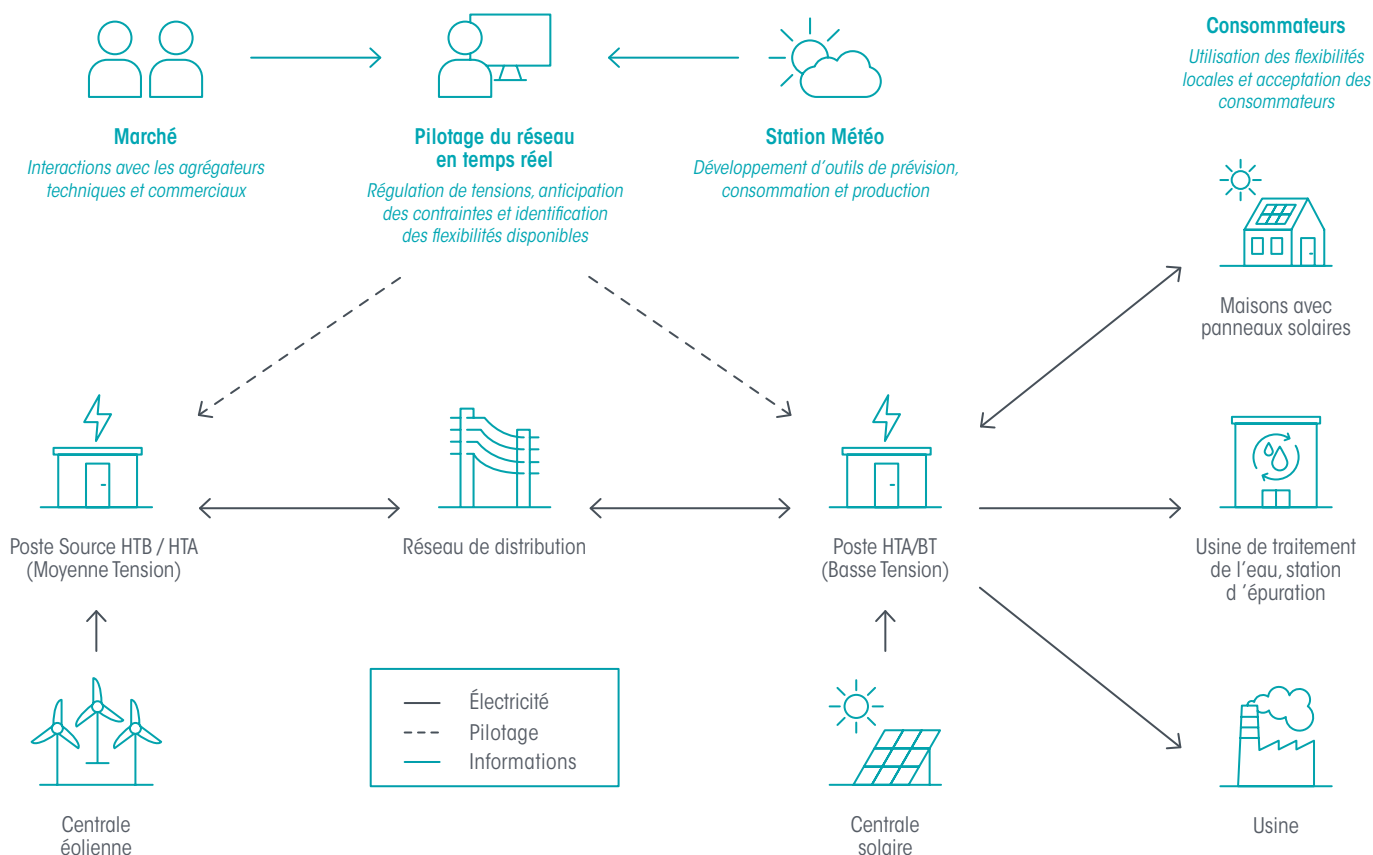
2. LES CAS D'USAGE DÉPLOYÉS DANS LES TERRITOIRES ET RÉPLICABLES

2.1 UN RACCORDEMENT INTELLIGENT POUR UN DÉPLOIEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES PLUS RAPIDE ET AU MEILLEUR COÛT

Le démonstrateur **Smart Grid Vendée**¹ (2013-2018) visait à expérimenter, à l'échelle du département de la Vendée, de nouvelles solutions pour gérer et moderniser la distribution de l'électricité à l'heure de la transition énergétique. Pendant 5 ans, ce véritable « laboratoire à ciel ouvert » a embarqué plus de 150 collectivités locales, des industriels, des start-up, des chercheurs, des ingénieurs et des enseignants, afin de tester de nouvelles solutions pour préparer le réseau électrique de demain. Ce projet, soutenu et cofinancé par l'**Ademe**, a été mené par le **SyDEV**², Syndicat Départemental d'Énergie et d'Équipement de la Vendée, et **Enedis**, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité avec 6 autres partenaires.

Un des objectifs de ce démonstrateur était d'étudier, développer et déployer des solutions technologiques et organisationnelles afin de permettre une meilleure insertion des énergies renouvelables, et l'adaptation du réseau de distribution, à moindre coût. **Smart Grid Vendée a notamment permis d'expérimenter des offres de raccordement intelligentes pour diminuer les coûts et délais de raccordement des énergies renouvelables en limitant ponctuellement la production.** 3 parcs, 2 éoliens et un photovoltaïque ont ainsi pu être raccordés au réseau de distribution le plus proche, ce qui a permis de réduire le coût et le délai de raccordement au réseau, en échange de limitations ponctuelles de production.

Architecture du projet Smart Grid Vendée et panorama des solutions testées



1. SyDEV : le projet Smart Grid Vendée

2. Site internet du SyDEV



Recommandation basée sur les retours des territoires

Le projet Smart Grid Vendée aura permis de mettre en place des offres de raccordement intelligent (ORI) pour des productions renouvelables moyenne tension (HTA). Le gain économique pour de tels projets, et en fonction de la typologie du réseau, peut atteindre 90 k€/MW. De tels projets réduisent par ailleurs l'empreinte carbone car les travaux de génie civil sont eux aussi réduits. Industrielles aujourd'hui, ces solutions de raccordements intelligents pourraient être étendues du réseau électrique moyenne tension au réseau électrique basse tension sous réserve d'une étude de faisabilité et d'une analyse coût - bénéfice positive. L'assiette de projets potentiels serait ainsi agrandie aux très nombreux projets de déploiement de panneaux solaires de puissance installée inférieure à 250 kVA.

2.2 UNE OPTIMISATION DE LA CONSOMMATION ET DES FACTURES D'ÉLECTRICITÉ

Le projet Nice Grid en région PACA

Le projet Nice Grid¹ (faisant partie du projet européen Grid4EU²) a permis d'expérimenter pendant une durée de 5 ans (2012 - 2017) le fonctionnement d'un quartier solaire intelligent, produisant une partie de son électricité grâce à une production photovoltaïque locale. Grâce au déploiement anticipé de 2500 compteurs Linky évolués, cette expérimentation a montré que les habitants peuvent devenir acteurs de leurs consommations d'électricité. 217 foyers volontaires ont été incités à réduire leur consommation d'électricité entre 18h et 20h et à laisser leur compteur Linky piloter leur chauffage électrique. Ces actions ont permis à ces particuliers de baisser de 22% en moyenne leur consommation pendant les jours de pointe. Un partenariat avec des entreprises de la région (entreprises consommant 10 MW de puissance au total) a permis de réduire de 10% la consommation de ces entreprises entre 18h et 20h (correspondant au pic de consommation des particuliers) grâce à l'effacement total ou partiel rendu possible par le télépilotage de certains équipements électriques. Enfin, huit rues de la collectivité ont été équipées de solutions de pilotage de l'éclairage public, ce qui a permis de réduire de 30% la consommation d'électricité de l'éclairage public lors des pics de consommation.

Le projet Ecolyo dans la Métropole de Lyon

La multiplication des factures d'énergie (électricité, gaz, eau) et la complexité de lecture de celles-ci n'aident pas les consommateurs à s'intéresser aux enjeux énergétiques. Partant de ce constat, la Métropole de Lyon a développé le dispositif Ecolyo³. Il s'agit d'une application qui permet aux habitants de réunir en un seul endroit toutes leurs consommations d'énergie et d'eau, et qui les accompagne dans la compréhension et la baisse de leur consommation. La sensibilisation des utilisateurs aux enjeux énergétiques se fait de manière ludique, avec l'organisation sur l'application de « défis » de réduction de consommation et la diffusion de conseils et d'écogestes.

Ce projet pilote, qui comptait au second semestre 2022 environ 300 utilisateurs, a été dimensionné pour accueillir à court terme 30 000 comptes utilisateurs. L'objectif est de proposer ce service à tous les habitants du Grand Lyon. Le projet a été rendu possible grâce aux compteurs intelligents déployés sur le territoire (Linky (électricité), Gazpar (gaz) et Téléo (eau)) qui collectent les données de consommation d'énergie des utilisateurs avec leur consentement et grâce à une approche disruptive de la gestion des données personnelles, le self data, où l'utilisateur reprend le contrôle sur ses données. La Métropole de Lyon a développé ce service en open source pour permettre sa réplique et son déploiement à l'échelle nationale dans une logique de mutualisation avec les autres territoires et l'État.



Recommandation basée sur les retours des territoires

La multiplication des applications de pilotage de la consommation des particuliers a été initialement positive puisqu'elle a permis de laisser libre cours à la créativité des développeurs et a favorisé l'émergence de solutions de qualité croissante. Néanmoins, au moment du passage à l'échelle sur tout le territoire, il convient maintenant de standardiser les outils afin de les rendre interopérables, gage d'économies pour les collectivités (mutualisation des ressources humaines dédiées à l'implémentation, aux mises à jour et à la maintenance).

1. Fiche ADEME – Le projet NICE GRID

2. Commission européenne - Le projet Grid4EU

3. Site internet d'Ecolyo

2.3 LE DÉVELOPPEMENT DES FLEXIBILITÉS

Une « flexibilité » est une modulation de puissance volontaire d'un ou plusieurs sites, durant une période donnée et en réaction à un signal extérieur, pour fournir un service. Il s'agit par exemple de modifier temporairement sa consommation d'électricité pour contribuer à gérer une contrainte¹.

La flexibilité passe notamment par l'effacement de consommation pour gérer l'équilibre offre demande ou les congestions locales. L'effacement est défini par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) comme suit : « en réponse à un signal externe reflétant l'état du système électrique ou les prix sur les marchés de l'énergie, un consommateur peut effacer, c'est-à-dire réduire ponctuellement sa consommation électrique »².

Les effacements électriques représentent environ 3 300 MW mobilisables en France en 2022, encore un peu loin des 4 500 MW inscrits dans la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) à horizon 2023. Dans son étude « Futurs Énergétiques », RTE estime à 15 GW le besoin en flexibilités électriques en France à horizon 2050. Un dispositif de soutien au développement des effacements de consommation, l'Appel d'Offres Effacement (AOE), a été mis en place. Cet appel d'offres apporte aux consommateurs une rémunération complémentaire à celle obtenue en valorisant sa flexibilité au titre du mécanisme de capacités. Ce complément a permis, à partir de 2021, de porter la rémunération globale à un montant maximum de 60 000 €/MW. En 2022, la rémunération a atteint 59 620 €/MW. Les collectivités peuvent se rapprocher de leurs fournisseurs, de RTE, d'Enedis (ou entre-

prise locale de distribution) ou d'opérateurs de flexibilités (agrégateurs) pour évoquer les conditions de mise en œuvre des effacements. En outre, l'effacement de consommation pourrait être un moyen complémentaire pour les collectivités d'atteindre les objectifs de leur PCAET.

Pour les collectivités territoriales, l'effacement peut également être mis en œuvre par le pilotage des équipements industriels. Cette approche a été expérimentée par une collectivité au niveau de ses équipements hydrauliques : une station d'épuration et une usine de traitement d'eau potable. Au niveau de la station d'épuration, l'objectif était d'étudier la faisabilité de décaler dans le temps certains process afin de permettre un effacement sans conséquences dommageables sur l'installation. Au niveau de l'usine de traitement d'eau potable, l'enjeu était de tester le basculement de l'alimentation de l'usine vers un groupe électrogène en cas de demande d'effacement. Il s'agissait d'une part d'évaluer la capacité des équipes techniques à appliquer les procédures d'effacement et à mettre en œuvre une chaîne organisationnelle et décisionnelle efficace, et d'autre part de mesurer le coût financier et en ressources humaines de ces procédures. La collectivité à l'origine de cette expérimentation estime que ce projet a permis de sensibiliser et former les équipes, et aussi d'évaluer les risques et les surcoûts pour les équipements industriels potentiellement effacés. Ce projet est répliquable à d'autres stations d'épuration et de traitement d'eau potable gérées par cette même collectivité.



1. Définition du gestionnaire du réseau de distribution d'électricité français Enedis Co-Construction Flexibilité Locale | Enedis

2. Commission de Régulation de l'Énergie - Effacements

Le projet Flex Mountain, à Isola 2000 (Alpes-Maritimes), un exemple de rémunération de la flexibilité

L'effacement peut aussi concerner des acteurs publics ou semi-publics en les impliquant dans un mécanisme de rémunération de la flexibilité. C'est le cas de la Société d'Economie mixte des Cimes du Mercantour, qui a signé un contrat avec Enedis en 2021¹, lui permettant d'effacer sa consommation lors des pics d'activité de la station de ski Isola 2000 afin de garantir la continuité de l'alimentation du réseau électrique de la station.

L'appel à projets Eff'ACTE² : les collectivités effacent leurs consommations

Le programme ACTEE (Action des Collectivités Territoriales pour l'Efficacité Énergétique), porté par la FNCCR, lance un appel à projets spécifique pour soutenir financièrement les projets d'effacement électrique des bâtiments tertiaires publics. En effet, l'effacement peut contribuer à limiter les risques sur l'équilibre offre demande ainsi que le risque de congestion des réseaux d'électricité. Pour les collectivités, cette flexibilité peut donc permettre de sécuriser le réseau et également de devenir une source de revenus via des contrats signés avec des opérateurs (agrégateurs de flexibilités) ou directement avec RTE lorsque les flexibilités dépassent 1 MW. Enfin, elle favorise l'intégration des énergies renouvelables locales.



Recommandation basée sur les retours des territoires

Au niveau national, il serait utile de recenser les équipements collectifs les plus flexibles (stations d'épuration et de traitement de l'eau potable, châteaux d'eau, entrepôts froids/grands froids dédiés au stockage de nourriture...) et d'étudier avec les élus une utilisation optimale de ces sources de « flexibilité » au profit de la collectivité. Le sujet de la flexibilité reste complexe encore aujourd'hui, nécessitant un accompagnement par des experts. C'est pourquoi Think Smartgrids prévoit de publier fin 2023 un livre blanc sur la flexibilité, afin de définir précisément ce qu'est la flexibilité et ce qu'elle peut apporter dans le contexte des smart grids, mais aussi d'explicitier les différentes relations entre les acteurs de la flexibilité.

2.4 L'ÉCLAIRAGE PUBLIC INTELLIGENT

L'éclairage intelligent, ou *smart lighting*, est un système développé pour augmenter l'efficacité énergétique en faisant varier l'intensité lumineuse d'une lampe. Ce procédé, adapté notamment à l'éclairage public, permet de faire varier l'intensité lumineuse en fonction de la présence d'humains ou de véhicules, voire d'éteindre momentanément les lampadaires d'une rue déserte. L'éclairage intelligent peut également bénéficier aux collectivités pour l'éclairage intérieur des bâtiments publics.

L'éclairage intérieur et extérieur représenterait 41% de la facture d'électricité des collectivités selon les chiffres 2019 de l'Association Française de l'Eclairage (AFE)³, et 37% de leur facture énergétique globale selon l'ADEME⁴. Avec la hausse des prix de l'électricité, les collectivités ont tout intérêt à jouer sur ce levier pour réduire leur facture d'énergie.

Faire correspondre l'éclairage aux besoins réels en adaptant l'intensité et le temps d'éclairage à l'occupation effective d'un lieu permet de réduire efficacement la facture d'élec-

tricité. Pour maximiser cette réduction des consommations, l'éclairage intelligent devra être couplé à des ampoules LEDs, en veillant à ne pas augmenter l'intensité lumineuse. De plus, les dispositifs d'éclairage intelligent peuvent également être équipés de capteurs connectés reliés à un hyperviseur unique, ce qui permet de cartographier des paramètres importants pour les politiques d'urbanisme des collectivités (température, niveau de bruit acoustique...) et bien sûr de faciliter les activités de maintenance des éclairages en signalant directement les pannes. À Angers, ville pionnière pour le développement d'un Territoire Intelligent⁴, une réduction de la consommation d'électricité de l'ordre de 65 à 80% a déjà été constatée au niveau des éclairages intelligents installés et d'importantes économies de carburant sont anticipées du fait de la suppression des rondes de contrôle des éclairages, remplacées par des actions de maintenance ciblées.

1. Enedis - L'alimentation électrique d'Isola 2000 sécurisée grâce aux flexibilités

2. FNCCR - Les collectivités effacent leurs consommations avec Eff'ACTE

3. Association Française de l'Eclairage : L'éclairage en chiffres

4. ADEME Expertises - Éclairage public : un gisement d'économies d'énergie

3. Angers Loire Métropole - Territoire intelligent

Le projet Finistère Smart Connect du Syndicat d'Énergie du Finistère (SDEF)

Ce projet, dont l'idée naît en 2019, vise à développer les services d'objets connectés sur un territoire pilote, puis à terme, sur le département tout entier.

Le parti pris du projet était de s'appuyer sur les champs de compétence du syndicat d'énergie, notamment l'éclairage public, pour y mettre en œuvre les *smart grids*. 269 communes sont adhérentes au Syndicat d'Énergie du Finistère¹ et plus de 220 d'entre elles lui ont délégué l'exploitation et la maintenance de l'éclairage public. Il était donc logique et pragmatique de s'appuyer sur ce premier cas d'usage pour développer un projet *smart grids* sur ce territoire. Le service permet d'améliorer les services d'éclairage public en détectant les pannes et les coupures et en facilitant la programmation des périodes d'éclairage (par exemple : démarrer ou éteindre celui-ci en fonction du contexte). Les données de consommations sont également remontées par ce système. Outre la télégestion de l'éclairage public, le suivi des consommations dans les bâtiments, l'optimisation de la collecte des déchets, la télérelève des compteurs d'eau, la gestion du stationnement sont également des cas d'usage déployés dans ce cadre. Le projet comprend la mise en place d'une infrastructure de cœur de réseau mutualisée, d'une plateforme d'hypervision utilisée par les communes et les EPCI, d'un réseau radio et de capteurs.

Le projet Finistère Smart Connect² a été déployé en phase pilote sur un territoire comprenant 24 communes : 23 communes sur le continent (pays d'Iroise et pays des Abers) et la commune insulaire d'Ouessant.

L'infrastructure utilisée est un réseau radio bas débit s'appuyant sur la technologie LoRa (Long Range), avec pour avantages :

- Une offre longue portée peu énergivore, permettant la communication à bas débit d'objets connectés ;
- Une exploitation possible par la collectivité (Technologie en Open Source) ;
- Une bande de fréquences radio libre 868 MHz ;
- Une transmission bidirectionnelle aussi bien en extérieur qu'en intérieur et sur des distances très longues (de ~1 km en ville jusqu'à ~20/30 km en zone rurale plane).

NB : D'autres réseaux télécoms concurrents existent sur le marché (Sigfox par exemple, encore moins énergivore).

Les 24 communes du projet pilote sont intégralement couvertes par l'infrastructure radio. Le fait de l'avoir déployée de manière massive mais sur un territoire restreint a permis de tester le projet en conditions réelles et de remonter des anomalies qui n'auraient pas pu être décelées dans le cadre d'un territoire expérimental de petite taille. L'enjeu est désormais de déployer progressivement le réseau et les services sur les différents territoires intercommunaux du département.

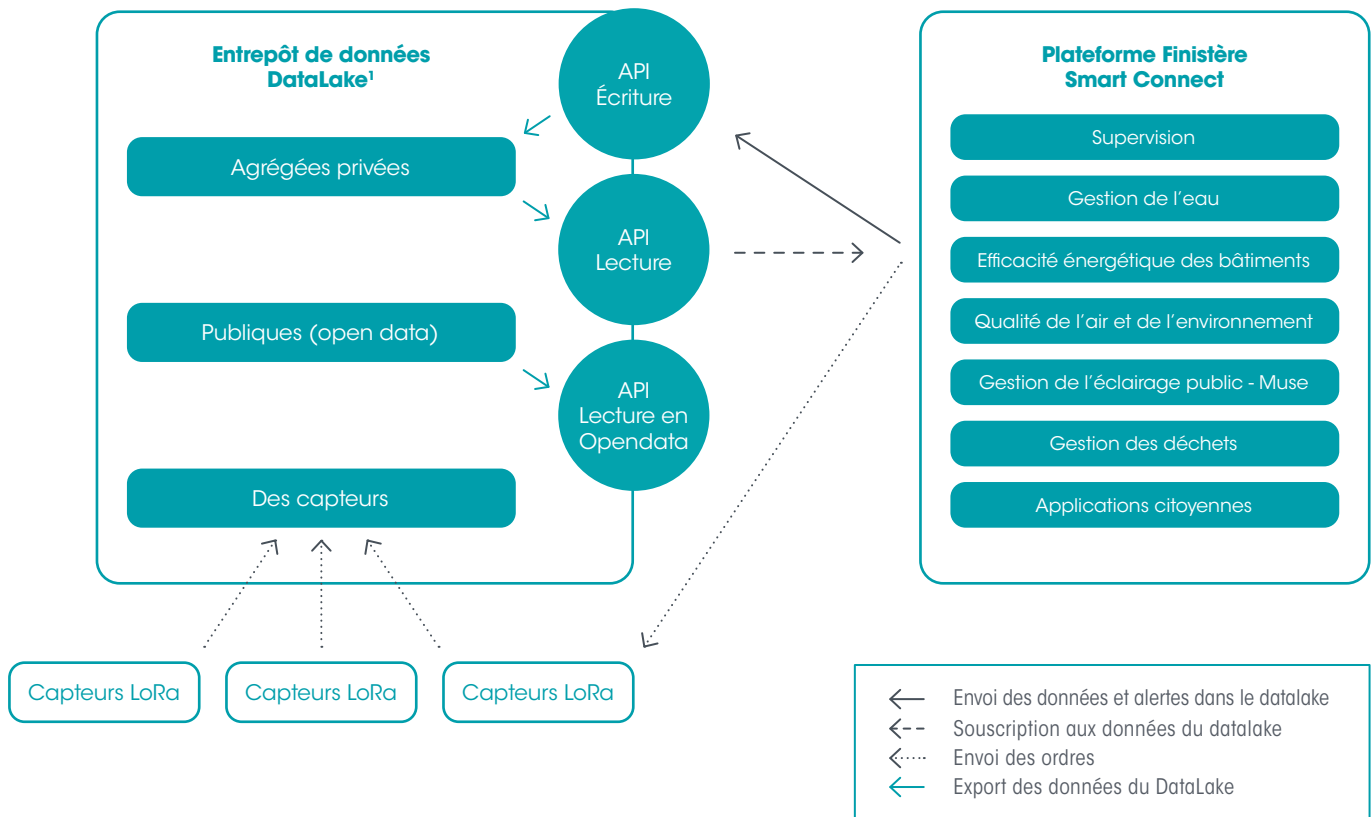


1. Site internet du SDEF

2. SDEF - Le projet Finistère Smart Connect

Schéma simplifié de l'infrastructure du projet Finistère Smart Connect et ses applications métiers

Source : SDEF - Territoire d'énergie Finistère



Recommandation basée sur les retours des territoires

Dans le cas étudié, le déploiement d'une infrastructure propriétaire permet de maîtriser la souveraineté et la sécurité des données. Il est bien entendu possible de choisir des solutions « opérées » et hébergées dans le cloud. Tout l'enjeu de ces différents choix d'infrastructure est la mutualisation, qui permet ainsi, avec une même infrastructure d'éclairage public intelligent, d'adresser plusieurs cas d'usage, répondant aux besoins des différents niveaux de collectivités et établissements publics. Si certaines collectivités ne souhaitent pas administrer elles-mêmes ce type d'infrastructures, il est possible également de sous-traiter cette mission à un syndicat d'énergie, la gouvernance restant au niveau de la collectivité.

Dans le Finistère, le SDEF, les EPCI et les communes peuvent ainsi déployer plusieurs cas d'usage en s'appuyant sur le même réseau de collecte des données et la même infrastructure de cœur de réseau. Au travers de partenariats et d'une coopération technique et financière, les acteurs finistériens disposent ainsi, à un coût maîtrisé, de services d'objets connectés pour optimiser leurs politiques publiques et agir sur la transition énergétique.

1. Datalake : espace de stockage des informations d'une organisation, permettant d'ajouter des données structurées ou non structurées et de les analyser de manière très flexible, en raison de l'absence de schéma strict imposé aux flux entrants.

2.5 LA VALORISATION DES DONNÉES ÉNERGÉTIQUES DU TERRITOIRE

L'article 179 de la loi sur la transition énergétique prévoit que les gestionnaires de réseaux mettent à disposition les données locales d'énergie. Les grands acteurs du secteur ont fait de cette exigence réglementaire une opportunité pour répondre aux évolutions du secteur : production d'énergies renouvelables, auto-consommation, mobilité électrique, etc.

Dans un contexte où le volume de données produites double tous les deux ans, les gestionnaires de réseaux deviennent des opérateurs de données à destination des territoires¹.

Les données énergétiques relèvent de plusieurs catégories juridiques parfois difficiles à articuler : données à caractère personnel, données considérées comme des Informations commercialement sensibles (ICS) au sens du code de l'énergie, données administratives au sens du code des relations entre le public et l'administration, données statistiques, etc. Pour les gestionnaires de réseaux, il s'agit d'un exercice qui doit satisfaire des objectifs parfois contradictoires : assurer non seulement la protection des données et le respect du consentement des utilisateurs, mais aussi permettre un accès aux données de plus en plus large, tant au sein de ces entreprises qu'à l'extérieur².

Plusieurs projets de cadastres solaires ont été déployés en France, dont celui de Saint-Nazaire à l'initiative du Syndicat Départemental d'Énergie de Loire-Atlantique³. Ce cadastre permet de caractériser le potentiel solaire, photovoltaïque et thermique des toits de tous les bâtiments (publics dans un premier temps, puis privés) du territoire, ainsi que des terrains libres qui pourraient accueillir des ombrières. Les informations collectées servent ensuite de base à une évaluation de l'intérêt économique d'installer une infrastructure solaire, thermique ou photovoltaïque, à chaque emplacement étudié. Les projets de ce type visent à accélérer le déploiement massif de l'énergie solaire dans les territoires qui les mettent en place.

Le projet de Cadastre énergie de Lyon, porté par le Grand Lyon

Le cadastre énergie de Lyon⁴ s'adresse avant tout aux professionnels de l'efficacité énergétique pour accompagner le processus de rénovation des logements. L'outil permet de repérer des bâtiments où la consommation d'énergie est très élevée (en comparant la consommation énergétique et la surface de l'habitation) et de prioriser les actions : rénovation ou accompagnement de la baisse de la consommation si le bâtiment a déjà une bonne performance énergétique. Le niveau

de consommation et la performance énergétique sont scrutés pour le gaz, l'électricité et le réseau de chaleur. À noter que si les données de consommation agrégées d'un bâtiment composé d'au minimum 10 logements sont publiques, ce n'est pas le cas du petit collectif et des pavillons individuels qui ne sont donc pas pris en compte par le cadastre. La Métropole de Lyon travaille à agréger ces données pour les anonymiser et les intégrer à son outil. Celui-ci permettra également d'évaluer les politiques publiques de la Métropole de Lyon.

Ce projet est récent, en ligne depuis août 2022, mais il vise à terme à intégrer de nouvelles fonctionnalités pour avoir plus de données (diagnostic de performance énergétique, pavillons individuels, réseaux d'énergie). L'outil étant Open source, le Grand Lyon aimerait à terme l'étendre à d'autres territoires et inspirer d'autres régions.



Recommandation basée sur les retours des territoires

Le potentiel des cadastres (énergie et/ou solaire) repose sur le croisement de données provenant d'acteurs multiples. Afin d'exploiter au mieux ce potentiel et de participer à l'accélération du déploiement des EnR, les élus doivent organiser à la maille de leur territoire cette rencontre des acteurs (gestionnaires de réseaux, développeurs de projets EnR, propriétaires de foncières publiques/privés, éventuellement bailleurs...) pour faire émerger des projets. Dans ces projets, les investissements doivent être ciblés pour maximiser les économies d'énergie d'une part, et optimiser les puissances EnR déployées d'autre part. L'utilisation des cadastres solaires pourrait aussi être étendue au déploiement de panneaux photovoltaïques en toiture couvrant davantage que les besoins définis par la collectivité ou excédant les critères des appels d'offre considérés, le surplus pouvant par exemple être réinjecté sur le réseau et revendu à tarif négocié aux foyers précaires. La pertinence de cette utilisation nécessiterait cependant d'être évaluée en termes administratifs et réglementaires.

1. opendatasoft - Pourquoi les acteurs de l'énergie ont tout-intérêt à partager leurs données ?

2. Smart grids-CRE - La nature juridique des données collectées

3. Espace presse Saint-Nazaire - Un nouvel outil pour mesurer le potentiel solaire du territoire

4. Cadastre énergie - Métropole de Lyon

2.6 AUTOCONSOMMATION ET ACCÉLÉRATION DU DÉVELOPPEMENT DES ENR

Comme évoqué au paragraphe 1.3, l'autoconsommation collective correspond au partage de l'électricité produite localement entre plusieurs consommateurs et un ou plusieurs producteurs raccordés au réseau public de distribution d'électricité dans un rayon de 1 km autour d'un poste de quartier ou 20 km par dérivation.

Même s'il reste encore beaucoup à faire dans le développement des projets d'autoconsommation collective, notamment pour atteindre la rentabilité, **des avancées considérables ont déjà eu lieu grâce aux avantages apportés par les compteurs communicants, brique pivot des *smart grids*. Ils permettent au gestionnaire du réseau de distribution de relever les courbes de charge des consommations et productions, de calculer la part de production locale à affecter à chacun des consommateurs** en fonction des modalités de répartition, et de consolider les données pour les acteurs du projet¹.

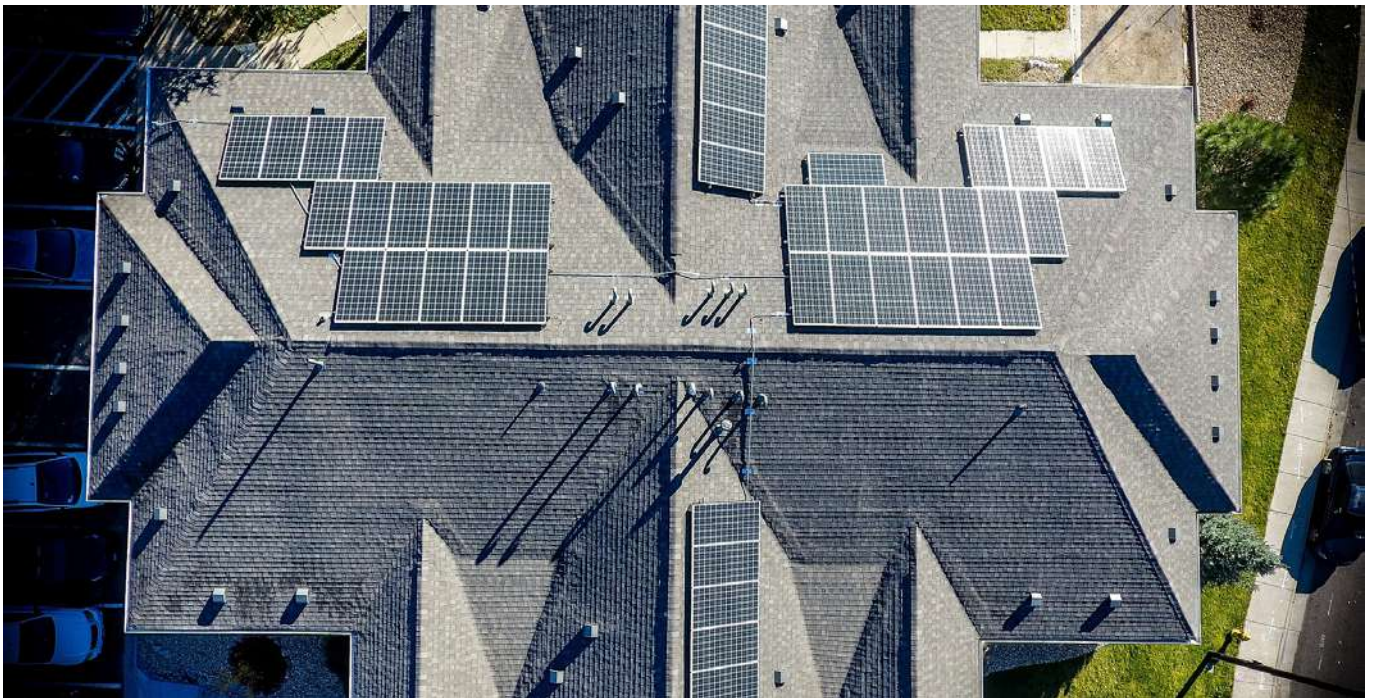
Les projets d'autoconsommation de Langouët, de Mélesse et de Rennes (ECLAIRS) en Ille et Vilaine

Le projet de boucle d'autoconsommation collective de Langouët a été mis en service en 2020². Il s'agit d'un projet à l'initiative du maire de Langouët de l'époque (Daniel Cueff). Une boucle d'autoconsommation collective d'énergie renouvelable a été déployée à Langouët à partir d'un tracker solaire. L'idée est de la compléter dans un second temps avec des productions privées en toiture de maisons individuelles ou collectives.

Le tracker solaire a été installé par la Société d'Economie Mixte Locale (SEML) Energ'iv sur le terrain de la mairie, qui en est propriétaire, et qui autoconsomme une partie de l'électricité produite. La boucle d'autoconsommation a été dimensionnée en fonction de la production du tracker. Ce sont donc une douzaine de foyers et les bâtiments publics de la commune qui sont alimentés.

Le cadre réglementaire de l'autoconsommation étant très récent, le projet avance pas à pas et une structure ad hoc a été mise en place pour en assurer la gestion : une association, qui tient le rôle de PMO, est l'interlocutrice unique d'Enedis. Le Syndicat d'Energie d'Ille et Vilaine (SDE35) et l'Agence locale d'énergie sont également membres de la PMO et contribuent à son financement. Enfin, la commune, avec l'appui technique et juridique de la SEM, utilise la plateforme d'un prestataire externe pour le suivi de la production et de la consommation d'électricité ainsi que pour le dispatch des factures entre le fournisseur traditionnel des clients et la production du tracker.

À Mélesse, en Ille-et-Vilaine, un second projet de boucle d'autoconsommation collective a été mis en service en septembre 2022, en s'appuyant sur les principaux enseignements du projet de Langouët. Il s'agit d'une boucle d'autoconsommation collective comprenant trois bâtiments collectifs, chacun doté d'une installation photovoltaïque en toiture. La Société d'Economie Mixte est ici la PMO du projet, afin de simplifier le montage contractuel et de limiter le nombre d'acteurs. Comparé à Langouët, le projet de Mélesse³ génère un surplus de production important, qui est injecté dans le réseau. La tarification, plus avantageuse depuis 2021 pour l'injection du surplus de production sur le réseau, a rendu l'opération intéressante.



1. Enedis - L'autoconsommation collective est-elle faite pour vous ?

2. BDI - Le projet d'autoconsommation collective de Langouët en pleine ascension

3. SED35 - Succès de la boucle d'autoconsommation de Mélesse

Un troisième projet d'autoconsommation collective dans un quartier de la ville de Rennes, le projet ECLAIRS¹, à l'initiative d'une coopérative citoyenne, la CIREN², est en cours de développement au second semestre 2022. Les participants ont été choisis sur la base du volontariat. Ce projet est plus vaste que les deux autres de par le nombre d'habitants et les infrastructures concernés (bornes de recharge pour véhicules électriques). Inclure un plus grand nombre d'habitants dans la boucle d'autoconsommation permet de baisser les coûts grâce à davantage d'autoconsommation. **Ces trois projets n'ont pu voir le jour que grâce à des subventions publiques européennes (FEDER) sur les investissements, ainsi qu'à l'action d'acteurs publics et de citoyens motivés.**

Selon le porteur de projet, d'importantes limites réglementaires et contractuelles demeurent pour les projets d'autoconsommation collective : temps d'animation associé, paiement intégral du TURPE (Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Electricité) par les clients, obligation d'une PMO dont la gestion sur le long terme est fragile. Il faut noter que la tarification TURPE 6 publiée en 2021 a évolué pour permettre une tarification différenciée des autoconsommateurs³. **Cependant, le TURPE reste essentiel au développement et à l'entretien des réseaux, ainsi qu'au maintien de la péréquation tarifaire.**



Recommandation basée sur les retours des territoires

Si l'autoconsommation individuelle est aujourd'hui rentable dans la durée⁴, l'investissement initial reste élevé et il faudra convaincre un plus grand nombre de Français d'y adhérer pour qu'elle se démocratise. Concernant l'autoconsommation collective, il reste encore à trouver des optimums globaux économiques⁵, qui ne pourront être identifiés qu'en menant des réflexions collectives impliquant les acteurs du domaine.

2.7 LA SENSIBILISATION DU CONSOMMATEUR : VERS LE CONSOM'ACTEUR

Un consom'acteur est un consommateur qui se réapproprie l'acte de consommation. Dans le contexte de l'énergie, ces consommateurs sont engagés dans la maîtrise et la réduction de leur consommation énergétique, l'amélioration de l'efficacité énergétique et la consommation locale et verte de leur énergie.

Si les compteurs intelligents, comme Linky pour l'électricité ou Gazpar pour le gaz, permettent en théorie aux consommateurs de connaître leur consommation énergétique dans le détail, la maîtrise de la lecture des données fournies par ces compteurs n'est pas toujours chose aisée.

Plusieurs projets *smart grids* ont ainsi eu pour but ces dernières années en France de former des habitants à la lecture de leur facture énergétique et à l'optimisation de celle-ci grâce à des écogestes.

Le projet SOLENN (SOLidarité Energie iNNovation) de Lorient

Cette expérimentation, menée par Enedis en partenariat avec une dizaine d'acteurs dont l'Agence locale de l'énergie ALOEN et la Région Bretagne, a pris fin mi-septembre 2018, après quatre ans de test. Pendant toute cette période, 900 foyers de l'agglomération lorientaise équipés d'un compteur Linky se sont portés volontaires pour maîtriser leur consommation électrique, grâce à la visualisation de leurs consommations, à du coaching individuel et à des animations collectives. Selon le bilan de l'expérimentation tiré par les partenaires du projet, 50% des foyers qui ont effectivement utilisé le portail ont vu leur consommation baisser : de 2% à 7% en moyenne⁶.

1. Énergies du Pays de Rennes - Le projet ECLAIRS : Autoconsommation collective Rennes Sud

2. Énergies du Pays de Rennes - Une coopérative citoyenne de l'énergie renouvelable

3. Enedis - L'essentiel : TURPE 6 HTA / BT (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité)

4. Maximiser l'autoconsommation individuelle peut faire économiser quelques dizaines d'euros par an sur la facture par la différence positive entre d'une part la perte de rémunération de la revente d'électricité, ~10 c€/kWh et d'autre part le gain de « non-consommation » électrique, ~13,5 et 18 c€/kWh au Tarif Régulé de Vente

5. Il peut en effet y avoir des intérêts autres qu'économiques, comme par exemple, le consommer local, le consommer vert, intérêts tout à fait remplis par l'autoconsommation collective

6. Think Smartgrids - L'heure du bilan pour l'expérimentation Solenn à Lorient



Recommandation basée sur les retours des territoires

En tant que particulier, utiliser le compteur Linky et l'interface Enedis¹ ou celle de son fournisseur d'énergie pour visualiser et comprendre ses modes de consommation d'électricité est une très bonne base pour commencer à réduire sa consommation, mais l'utiliser pour piloter ses équipements nécessite des développements supplémentaires et un accompagnement plus poussé des consommateurs.

En effet, mettre à disposition des utilisateurs le pilotage de leurs usages serait une étape supplémentaire pour marquer l'avance de la France dans le domaine des réseaux électriques intelligents. Les possibilités offertes par le compteur pourraient, et devraient, être utilisées par les fournisseurs d'électricité. Pour y parvenir, il conviendrait d'analyser avec les acteurs, peut-être dans le cadre d'une concertation sous l'égide de la CRE, ce qu'il manque aujourd'hui pour un déploiement industriel des solutions de type *Home Energy Management Systems* (système permettant la planification et la gestion de flux énergétiques dans un foyer privé). Avoir une stratégie française clarifiée de pilotage des usages permettrait en outre aux acteurs de s'engager de leur côté sur une stratégie industrielle. À ce titre, le marquage Linky Ready[®] est une première initiative pour attester que les appareils possédant ce label assurent une bonne qualité de réception des données TIC (Télé-Information Client) du compteur Linky.

2.8 MOBILITÉ ÉLECTRIQUE : OPTIMISER LE DÉPLOIEMENT DES SCHÉMAS DIRECTEURS DES BORNES DE RECHARGE ET DÉMOCRATISER LE PILOTAGE DE LA RECHARGE

Il est tout d'abord important de rappeler quelques ordres de grandeur concernant les véhicules électriques et leurs impacts. Comme l'ADEME l'a rappelé dans son avis d'octobre 2022 relatif aux voitures électriques et aux bornes de recharge si, à la production, un véhicule électrique a un impact carbone supérieur à celui d'un véhicule thermique, son bilan carbone est nettement favorable sur l'ensemble de sa durée de vie². En France, il est ainsi 2 à 3 fois inférieur à celui d'un véhicule thermique.

Par ailleurs, la chaîne de traction du véhicule électrique permet d'améliorer l'efficacité énergétique avec un rendement de 33% contre moins de 20% pour un véhicule thermique. La réversibilité de la chaîne de traction permet de réduire jusqu'à 20% sa consommation sur une voiture électrique.



1. Enedis - Mon compte client

2. Avis de l'ADEME : Voitures électriques et bornes de recharges

Schéma Directeur des Infrastructures de Recharge des Véhicules Électriques (SDIRVE)

Concernant les infrastructures de recharge pour véhicules électriques (IRVE) ou bornes de recharge, on en dénombre près de 70 000 ouvertes au public sur le territoire français, les 2/3 de celles-ci étant situées sur la voirie ou dans des parkings publics. Comme le note l'ADEME dans son avis, le déploiement de nouvelles bornes de recharge, sur la voie publique comme en habitat collectif ou en entreprise, doit s'accélérer pour lever l'une des réticences à l'adoption du véhicule électrique. Les collectivités territoriales ont ici un rôle important à jouer puisqu'une partie d'entre elles (communautés urbaines, métropoles, syndicats d'énergie) a la compétence pour planifier l'installation d'infrastructures de recharge. Parmi les bornes publiques actuellement installées, les 3/4 ont été mises en place à l'initiative des membres de la FNCCR, via des réseaux publics tels qu'eborn¹, et Modulo². 91% de ces points de recharge ont une puissance inférieure à 22kW. Les infrastructures de recharge rapides et ultra-rapides (> 50 kW et pouvant atteindre 350 kW) se déploient le long des autoroutes et routes nationales, ainsi qu'en proximité de grandes enseignes de distribution ou de commerces créant l'équivalent de « stations-services électriques ».

La mise en place d'un Schéma Directeur IRVE permet la concertation pour optimiser le déploiement et le type de charge à installer, avec l'appui du gestionnaire de réseau, afin d'optimiser localisations et puissances. Des objectifs précis en matière de nombre de points de recharge et de puissance sont définis dans ce schéma directeur, à un horizon de temps à la fois opérationnel (3 ans) et plus prospectif (supérieur à 5 ans).

Lancée en 2022 par la FNCCR, la plateforme France Data Réseau³ est une plateforme collaborative fournissant un cadre de confiance pour le partage et la valorisation de données territoriales. Au niveau des IRVE, France Data Réseau permettra aux 3 syndicats participants à ce projet (responsables actuellement de 850 points de charge) de définir ensemble les futures zones à desservir, de mutualiser la localisation de leurs bornes de recharge, de mieux les identifier et d'améliorer leur accessibilité pour les usagers.

Pilotage de la recharge des véhicules électriques

Il est également nécessaire de développer au sein des territoires le pilotage de la recharge des véhicules électriques qui permet de lisser l'appel de puissance aux heures de pointe afin d'éviter des contraintes sur le réseau. Ce pilotage est, entre autres, possible directement via les applications des constructeurs automobiles, mais aussi grâce aux compteurs intelligents Linky chez les particuliers.

Piloté par Enedis et financé par l'ADEME dans le cadre du Programme d'investissements d'avenir (PIA), le projet aVenir⁴ rassemble un consortium de 13 partenaires industriels et académiques. Il a pour enjeu d'accompagner le développement à grande échelle de la mobilité électrique en expérimentant les interactions entre le réseau public de distribution d'électricité, les bornes de recharge et les véhicules électriques. Cette expérimentation couvre les aspects technologiques, économiques, sociologiques et réglementaires.

En termes de pilotage de la recharge, plusieurs cas d'usage sont testés en conditions réelles, sur des sites d'infrastructures de recharge de véhicules électriques tertiaires ou en voirie, tels que l'envoi d'un signal par le distributeur d'électricité à des opérateurs de bornes ou à un agrégateur pour activer la modulation de la recharge des véhicules. Des solutions de pilotage plus complexes comme le Vehicle-to-Grid (V2G) ou la synchronisation de la recharge des véhicules électriques avec la production photovoltaïque sont également testées. Le projet aVenir doit rendre ses conclusions courant 2023. Si la faisabilité technique des solutions a d'ores et déjà été démontrée, d'autres sujets restent à consolider comme l'uniformisation des protocoles d'échanges de données entre les différents acteurs d'une part, la valorisation de la flexibilité locale diffuse apportée par le véhicule électrique d'autre part.

Le Syndicat Départemental d'Énergie de l'Yonne (SDEY) a quant à lui déployé un projet expérimental de bornes de recharge bidirectionnelle. Jean-Noël Loury (président du SDEY et de la Commission *smart grids* innovation de la FNCCR) témoigne « Nous avons décidé de tester dans l'Yonne des bornes de recharge bidirectionnelles permettant à la batterie d'un véhicule d'être chargée ou déchargée selon le besoin en énergie et la production d'électricité réalisée à proximité. Ces bornes intelligentes offrent la possibilité d'un échange d'énergie dans les deux sens apportant ainsi une réponse locale aux problématiques structurelles de stockage de l'électricité, notamment renouvelable. Elles permettront également, en les lissant, de mieux absorber les périodes de pointe. Si cette expérimentation démontre sa pertinence, elle pourra inspirer d'autres acteurs à l'échelle nationale. Ce projet innovant est un puissant facteur de modernisation, de croissance et d'attractivité pour notre territoire. La transition énergétique nous impose en effet de développer des réseaux intelligents qui associent des nouvelles sources de production et de flexibilité locales, de nouveaux acteurs et modèles de coopération. En quelques années seulement, les collectivités territoriales sont devenues de véritables "incubateurs" de l'innovation. »

1. Site internet du réseau eborn

2. Site internet du réseau Modulo

3. FNCCR - Partager les données territoriales pour améliorer les services publics

4. Le projet aVenir

Le pilotage dynamique de la puissance, c'est-à-dire la répartition des recharges pour une grappe de bornes d'un bâtiment en fonction de la puissance globale disponible du site, est également possible techniquement, et ce de manière dynamique, réduisant ainsi les puissances de souscription, voire de raccordement au réseau électrique.

Concernant les bornes de recharge en voiries, selon le Syndicat Départemental d'Énergie de Seine et Marne (SDESM), la modulation de la puissance ne s'avère pas pertinente puisque le besoin de l'usager est de disposer de l'autonomie à brève échéance et non pas de profiter d'une modulation de la puissance. De plus, il n'y aurait pas d'impact significatif sur les puissances appelées sur le réseau électrique national et local sauf dans les cas exceptionnels de bornes de très haute puissance. L'investissement ne semble donc pas prioritaire sur ce cas d'usage.

Apports des énergies renouvelables locales à la mobilité électrique

Afin de maximiser la « recharge verte » d'une part, et de soulager le réseau électrique d'autre part, le couplage de bornes de recharge avec une production photovoltaïque locale peut être envisagé. Pour expérimenter concrètement ce modèle, un parking relais d'une métropole a été équipé d'ombrières couplées à des batteries pour alimenter les bornes de recharge des véhicules électriques. L'objectif était également de tester des tarifications incitatives (tarification variable selon la puissance, la durée d'utilisation de la borne et le type d'électricité utilisée). Parmi les enseignements de ce projet (nom et lieu du projet non communicables à date) on pourra retenir les points suivants :

- S'appuyer sur des infrastructures de recharge connectées est un prérequis important pour permettre le pilotage de la recharge.
- Afin de maximiser l'autoconsommation lors de la recharge des véhicules électriques, il serait opportun d'inciter les conducteurs à recharger leurs véhicules en journée sous ombrières, en particulier sur les parkings relais.
- Les chargeurs de véhicules ont des plages de fonctionnement en courant qu'il faut privilégier. Ainsi, lorsque la puissance disponible d'une ombrière photovoltaïque n'est pas suffisante, il faut privilégier la recharge par « blocs d'énergie » (c'est-à-dire recharger le véhicule à puissance maximale, puis s'arrêter, puis reprendre la recharge à puissance maximale) plutôt que de réduire le niveau de puissance de la recharge sur la durée. Le risque de non enclenchement de la recharge est ainsi réduit.
- Pour piloter une IRVE, deux applications sont nécessaires : celle du gestionnaire d'énergie, qui permet de limiter le courant d'appel au réseau, et celle du gestionnaire des bornes de recharge, qui décide quel(s) véhicule(s) recharger. Ce faisant, il est possible d'optimiser la puissance de raccordement du parc de recharge au réseau électrique.

- Une batterie stationnaire permet enfin d'optimiser l'autoconsommation des bornes de recharge, mais il faut anticiper dès la conception du parc un bon taux de remplissage (i.e. : tous les jours pour un parking relais). De telles batteries ne sont donc pas systématiquement nécessaires. Elles permettent parfois d'éviter de trop forts appels de puissance lorsque des recharges rapides sont attendues et également d'optimiser la puissance de raccordement du parc de bornes au réseau public de distribution. Néanmoins, il ne faut pas oublier que les batteries nécessitent des exploitants dotés de l'expertise nécessaire et ont des contraintes particulières (local technique, périmètre de sécurité, etc.). Par ailleurs, leur rendement lors de décharges rapides est mauvais (techniquement, il convient de privilégier les batteries de forte puissance). Enfin, le coût global d'une telle installation doit être challengé par une analyse des coûts et des bénéfices des différentes solutions (avec et sans batterie).

- Finalement, l'autoconsommation peut être favorisée par des tarifs « verts » incitatifs, comme dans l'exemple du projet SMAC.

Le projet SMAC¹, déployé en Champagne-Ardenne entre 2018 et 2021, visait à synchroniser la recharge des véhicules électriques avec les périodes de forte production éolienne de la région. Le projet a exploré plusieurs cas d'usage, allant d'un pilotage des consommations et des contraintes locales sur le réseau en fonction de la production locale éolienne, jusqu'au V2G. Ce projet a permis de montrer, par simulation, la pertinence du pilotage simple de la recharge d'un point de vue économique (se charger au moment où il y a beaucoup de vent et où l'électricité est la moins chère).

Les autres cas d'usage, Vehicle-to-Home (V2H), Vehicle-to-Building (V2B), et V2G ont été partiellement testés. Moins mature que le pilotage simple de la recharge, la réinjection dans le réseau, par exemple, est encore au stade de l'expérimentation. En effet, les bornes bidirectionnelles, tout comme les véhicules capables de réinjecter de l'électricité stockée dans leur batterie, sont très minoritaires sur le territoire (un seul constructeur propose la bidirectionnalité à date).

Autres innovations en termes de recharge intelligente

En complément, d'autres projets innovants visent la recharge sur voirie avec les mâts d'éclairage public afin d'optimiser le système, réduire les travaux de génie civil et permettre à tous la possibilité de recharger son véhicule (exemple de la Roche-sur-Yon avec le SyDEV).

1. Smart Grids-CRE : Le projet SMAC



Recommandation basée sur les retours des territoires

Les priorités concernant le déploiement de la mobilité électrique sont bien sûr de répondre aux enjeux en termes de décarbonation de la mobilité. Pour accompagner cette transition et limiter l'impact sur le réseau électrique, il faut éclairer le débat public sur les actions à mener en priorité et à moindre coût, notamment le décalage des recharges dans les creux de consommation électrique en France (aujourd'hui la nuit, demain la nuit et également lors des pics de productions décentralisées éoliennes et solaires). Avant donc de déployer des systèmes plus complexes de smart charging voire très complexes de Vehicle-to-Grid (V2G) pour répondre à des besoins de flexibilité en temps réel (Services systèmes), il convient de déployer des applications très simples de pilotage de la recharge qui permettent une activation en différé. Ces systèmes, peu coûteux, deviennent rentables en moins d'un an, avec un bénéfice direct sur la facture d'électricité des français. En particulier, la solution la moins coûteuse est de piloter la recharge de sa voiture électrique en utilisant le signal « Heures Pleines/Heures Creuses » fourni par la borne TIC (Télé Information Client) des compteurs Linky ; ce signal peut être transmis par l'ERL (Emetteur Radio Linky) du compteur vers un récepteur intégré dans la borne de recharge, sans connexion filaire¹.

1. Enedis - Guide pratique : Compteur Communicant Linky

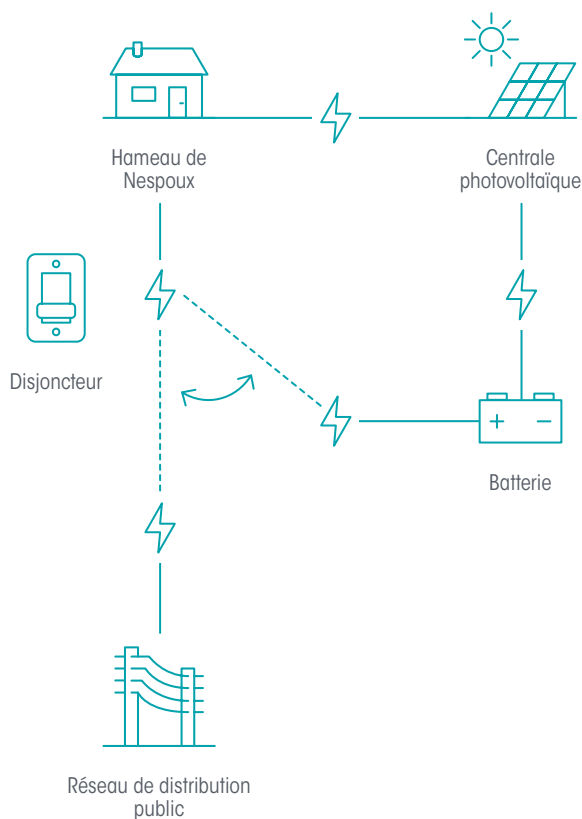
2.9 EXEMPLE D'UN MICROGRID POUR SÉCURISER LA FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ EN ZONE RURALE : CORREZE RESILIENT GRID

Afin de garantir la fourniture d'électricité au hameau isolé de Nespoux, sujet à des incidents électriques suite à des aléas climatiques, Enedis, le Syndicat de la Diège¹, le département de Corrèze et la commune de Lestards se sont associés pour mettre en place le micro-réseau *Correze Resilient Grid*, en service depuis fin 2020, et basé sur l'utilisation d'une batterie de forte capacité. Comme illustré sur le schéma de principe ci-dessous, en cas d'incident sur le réseau de distribution public d'électricité, le disjoncteur permet d'isoler le hameau du réseau électrique amont. Un signal est ensuite envoyé par la batterie à la centrale photovoltaïque. À partir de ce moment-là, cette centrale (qui injecte habituellement l'électricité qu'elle produit dans le réseau public) se met à charger la batterie qui elle-même alimente en électricité le hameau de Nespoux, le temps que le réseau public de distribution d'électricité soit réparé.

Ce micro grid permet donc de préserver les habitants du hameau de coupures d'électricité relativement fréquentes (de

l'ordre d'une dizaine de journées par an) et particulièrement gênantes car le réseau d'eau potable est alimenté par des pompes électriques. Lorsque le réseau électrique de Nespoux est isolé du réseau public (réseau « îloté »), les compteurs Linky chez les habitants et au niveau des infrastructures collectives mesurent la puissance fournie par la centrale photovoltaïque et la consommation des habitants pour ajuster en temps réel la fourniture et la demande via l'utilisation d'un système d'information dédié. Ce projet pilote a permis aux partenaires d'évaluer en situation réelle les bénéfices et les difficultés d'un *microgrid* en milieu rural, afin d'optimiser la conception et le dimensionnement de futurs projets. En particulier, le coût élevé d'une batterie adaptée aux besoins des utilisateurs représente un frein important pour la répliquabilité d'une telle solution. Les activités de R&D s'orientent aujourd'hui vers l'étude de solutions ne nécessitant pas, ou très peu, de capacité de stockage.

Schéma de principe du fonctionnement du Correze Resilient Grid, issu du dossier de presse du projet²



Recommandation basée sur les retours des territoires

Ce projet visait à expérimenter le déploiement d'un projet *smart grids* dans un territoire très rural, alternativement à un renforcement du réseau électrique. Même si le projet a été complexe à mettre en œuvre, c'est une réussite technique que de pouvoir îloter un hameau et le réalimenter en quelques minutes grâce aux panneaux photovoltaïques, à une batterie et aux compteurs communicants. La répliquabilité d'un tel projet ne peut pas s'envisager aujourd'hui sans lever plusieurs freins, tant réglementaires qu'économiques, le coût de la batterie en particulier étant rédhibitoire pour passer à l'échelle.

1. Site internet du Syndicat de la Diège

2. Conseil départemental de Corrèze - Le projet « Correze Resilient Grid »



2.10 COMPLÉMENTARITÉ DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES ET MULTI-ÉNERGIES (GAZ/HYDROGÈNE)

Bien que la production du vecteur Hydrogène par électrolyse soit encore aujourd'hui prospective car économiquement peu rentable, elle est néanmoins un complément utile à la décarbonation de certains secteurs industriels, celui de la mobilité lourde voire des bateaux par exemple (comme dans le cas du projet Hylia¹ de transport de passagers dans le Golfe du Morbihan). Quelques départements pionniers ont lancé des expérimentations : le SDEM-Morbihan énergies et le SyDEV (Vendée). Les projets ou expérimentations précités ont pour vocation première de produire de l'hydrogène, mais ils sont aussi utiles pour absorber l'intermittence des productions renouvelables, et apportent de la flexibilité au système électrique.

Ainsi, les électrolyseurs peuvent être de bons candidats au développement de la flexibilité (complémentarité Electricité/Hydrogène). Ces sujets territoriaux doivent être anticipés localement entre les élus, les acteurs privés et les gestionnaires de réseaux.

Une autre piste d'évolution consiste à étudier l'intégration sectorielle (ou *sector coupling*), sujet qui a commencé à émerger depuis quelques années, et qui se base sur l'hypothèse que les réseaux peuvent être interdépendants et complémentaires. En complément des exemples déjà cités (alimentation des usages directement avec l'hydrogène ou stockage pour être ensuite reconverti en électricité par des piles à combustible), l'hydrogène peut aussi être injecté dans les réseaux de gaz (complémentarité Gaz/Hydrogène) directement pour des besoins d'usages « gaziers ».

In fine, le *sector coupling* « Electricité/Hydrogène/Gaz/Chaleur » pourrait permettre à la fois de développer et maximiser les énergies renouvelables locales tout en permettant de réduire le coût des investissements dans les infrastructures électriques.

1. BDI - Le projet Hylia

Exemple d'installation hybride utilisant le vecteur Hydrogène (Power-to-H2-to-Power)¹

Le Syndicat Mixte Pau Béarn Mobilités² a décidé d'équiper ses bus à haut niveau de service (BHNS) de piles à combustible et de réservoirs d'hydrogène, afin de produire l'électricité nécessaire directement dans les bus. En effet, cette solution offre plus d'autonomie que des batteries électriques, ce qui permet de limiter le nombre de bus achetés par la collectivité (8 avec la solution à l'hydrogène contre 10 ou 14 pour les bus équipés de batteries électriques, respectivement rechargées par biberonnage –

pendant les arrêts en station – ou seulement au dépôt). Cette décision a été prise suite à l'analyse du coût global du réseau de bus (comprenant l'achat et les coûts d'exploitation des bus eux-mêmes).

Cette analyse a montré que, pour un même niveau de service, l'utilisation de l'hydrogène est plus économique pour ce territoire malgré un rendement plus faible de la chaîne de conversion (25%) par rapport à l'utilisation de batteries électriques (dont la chaîne de conversion offre pourtant un rendement de 70%).



Recommandation basée sur les retours des territoires

Ces concepts restent encore au stade expérimental et très prospectifs et une collaboration renforcée des gestionnaires de réseaux et des collectivités sera nécessaire pour une planification coordonnée du système énergétique. De nouveaux projets *smart grids* sur ce thème pourraient être imaginés en 2023 pour des déploiements de preuves de concept (« POC », Proof of Concept) en 2024.



Pau : mise en service des autobus à hydrogène en 2019³

1. Fiche technique ADEME - Le rendement de la chaîne hydrogène

2. Syndicat mixte Pau Béarn Mobilités

3. Site internet de Transbus : archives des actualités 2019

3. LES ÉTAPES CLEFS DE LA CONSTRUCTION D'UNE STRATÉGIE DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE, ILLUSTRÉES PAR DES EXEMPLES CONCRETS

3.1 L'ACCEPTABILITÉ PAR LES CITOYENS

Pour réussir le déploiement des réseaux électriques de demain, il est impératif de répondre aux défis sociétaux, économiques et techniques. L'un de ces enjeux est l'information du futur consommateur responsable. L'acceptabilité sociale est fondamentale pour atteindre les objectifs de la transition énergétique et il est donc important d'encourager le consommateur à se saisir du potentiel des nouvelles technologies.

À titre d'exemple, le déploiement des nouveaux compteurs communicants Linky a suscité des critiques variées de la part des clients avec parfois le refus de la pose de ces compteurs. Il est donc nécessaire de démontrer le rôle des nouvelles techno-

logies dans l'amélioration des services pour les clients.

L'enjeu consiste aussi à créer des réseaux de communication bidirectionnelle entre les distributeurs et le client final. En effet, les distributeurs doivent être informés de la demande en temps réel et le client doit être informé de l'état du système électrique afin de prendre les décisions adéquates (différer le lancement de sa machine à laver en cas de tension sur le réseau par exemple).

Il est important d'intégrer le consommateur dans la construction de la stratégie de la transition énergétique et de lui communiquer le bon niveau d'information.

3.2 LA COLLECTE ET LE TRAITEMENT DES DONNÉES

Les collectivités ont accès gratuitement, depuis 2016, aux données locales de l'énergie. En effet, l'article 179 de la Loi Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV) de 2015 impose aux gestionnaires de réseaux de mettre à disposition une partie des données qu'ils collectent et deux décrets de 2016 fixent les cadres de collecte et de transmission des données¹. Les données locales de consommation d'énergie collectées sont en grande majorité accessibles en libre-service sur le site du SDES². **Ces données sont cruciales pour les collectivités dans la mesure où elles leur permettent d'élaborer leurs schémas régionaux, schémas directeurs des énergies ou encore les Plans Climat-Air-Energie Territoriaux (PCAET) au plus près des besoins des populations.**

En développant elles-mêmes des projets et applications, les collectivités se trouvent confrontées à des problématiques de collecte et traitement de la donnée des utilisateurs. Comme toute entité, les collectivités doivent se conformer au Règlement Général européen sur la Protection des Données (RGPD). Comme indiqué par la Métropole de Lyon, la collecte, le stockage et la valorisation des données personnelles recueillies sont des enjeux clés pour les collectivités locales. Définir l'acteur responsable de recueillir le consentement du propriétaire de la donnée (la collectivité elle-même ou l'opérateur d'énergie) est également crucial. Dans le cadre du projet Ecolyo, développé par le Grand Lyon, c'était initialement à Enedis et GRDF de porter la responsabilité du « consentement » sur la gestion des données. Il était donc nécessaire de créer des comptes chez Enedis et GRDF lors de la création d'un compte Ecolyo.

Toutefois, la complexité pour l'utilisateur de ce parcours de création de compte a poussé la Métropole à réinterroger cette approche et à mettre en place un autre parcours pour l'électricité où le consentement est géré de manière simplifiée, pour l'utilisateur, par la collectivité. Cela complexifie néanmoins le service pour la collectivité qui doit dorénavant assurer la gestion des consentements.

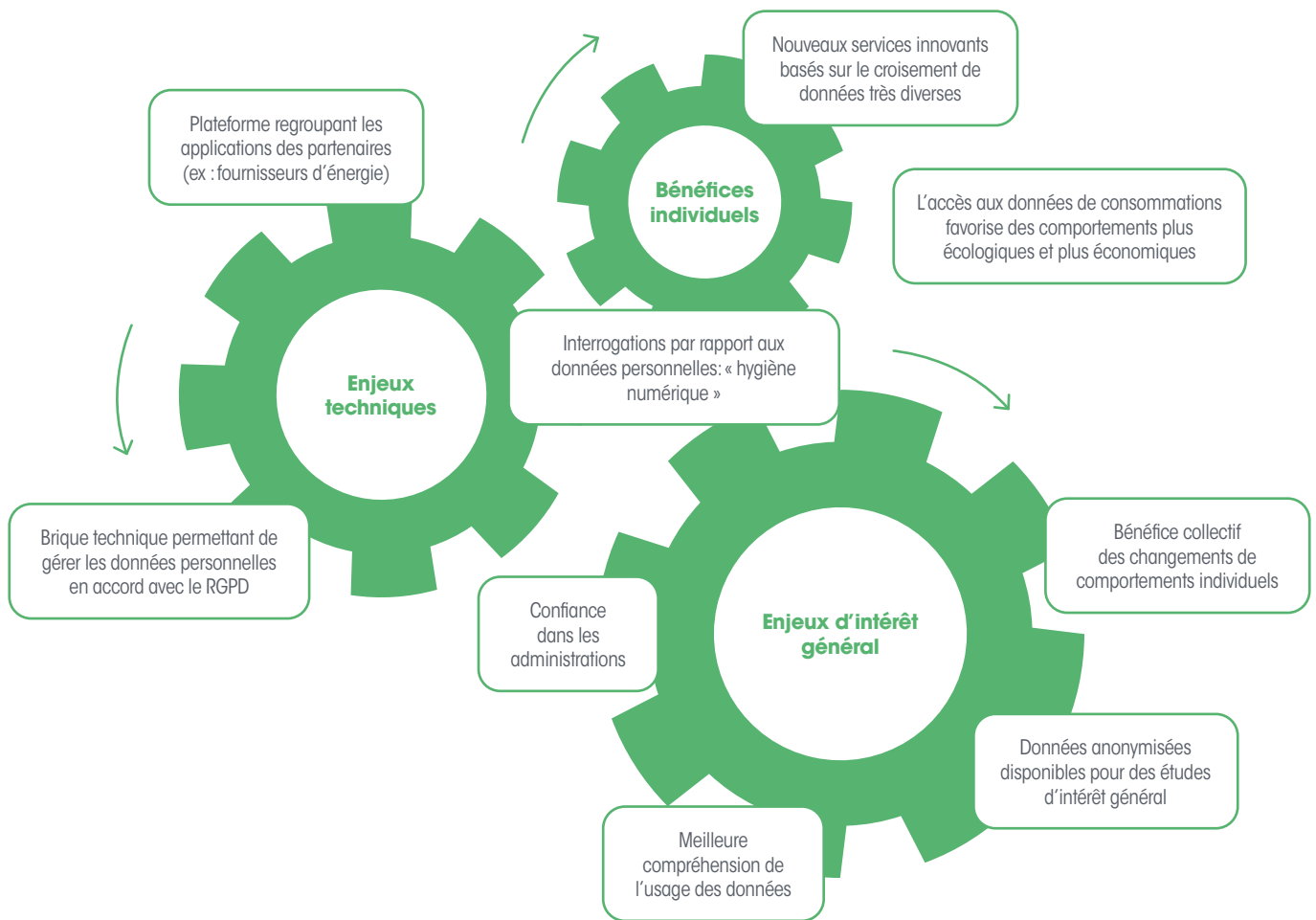
En ce qui concerne la protection des données des utilisateurs, dans le cas d'Ecolyo, la donnée est traitée sans la partager avec un tiers. C'est le self data qui consiste à réunir ses données « chez soi », c'est-à-dire dans son cloud personnel, plutôt que de les partager avec un tiers. Cela augmente ainsi la confiance des utilisateurs sur l'usage de leurs données, leur permet de croiser leurs données de consommation d'énergie (eau, gaz et électricité) avec d'autres données personnelles et sensibilise l'utilisateur à la gestion de ses données.

D'autres projets ont opté pour la mise en place d'une politique de Token/Jeton d'authentification pour autoriser l'accès à un jeu de données. Le système de Token d'accès est associé à une organisation ayant obtenu le consentement du propriétaire des données pour accéder aux données. Le périmètre du Token est mis à jour lors de la création, modification ou suppression d'un consentement par le propriétaire de données. Pour pouvoir accéder au jeu de données, les requêtes doivent systématiquement fournir le Token ce qui permet de sécuriser finement l'accès aux données.

1. Décret n° 2016-973

2. Service des données et études statistiques des ministères chargés de l'environnement, de l'énergie, de la construction, du logement et des transports

Enjeux autour des données personnelles « self data » à la Métropole de Lyon



3.3 LE FINANCEMENT DES PROJETS

De manière générale, les aides d'État pour le financement d'activités économiques sont interdites par le Traité fondateur de l'Union européenne, car elles faussent le libre jeu de la concurrence. Toutefois, les encadrements et les exemptions permettent d'y avoir recours pour certaines activités que le marché produit en quantités insuffisantes : la recherche et développement (R&D) et l'innovation, la protection de l'environnement et la lutte contre le changement climatique.

Le financement de la RDI (Recherche Développement Innovation) dans le domaine des *smart grids* s'inscrit dans le cadre de ces exemptions, mais ce secteur possède néanmoins des spécificités liées au large spectre des activités. D'une part, les travaux de R&D peuvent porter sur le développement d'une grande variété de briques technologiques qui composent le système électrique

(piloteabilité des bâtiments, production, stockage, système de recharge de véhicules électriques, etc.). D'autre part, il peut s'agir de projets de démonstration consistant à tester une ou plusieurs solutions en conditions opérationnelles, afin d'évaluer leur performance, leur impact sur les réseaux, leur acceptabilité sociale et les modèles d'affaires associés.

Pour optimiser le financement de ces projets de démonstration (souvent coûteux parce qu'il s'agit de déployer de nombreux équipements déjà développés par ailleurs), le défi consiste à mettre en évidence les verrous scientifiques à lever (technologiques ou sociologiques). Ceci n'est pas toujours facile, car bien poser un problème scientifique nécessite un fort niveau d'expertise.

En France, les outils de financement pouvant être utilisés pour financer des projets *smart grids* sont multiples et synthétisés dans le tableau ci-après élaboré par l'ADEME¹.

1. ADEME - Systèmes électriques intelligents : le soutien de l'ADEME à l'innovation depuis 2010

Cartographie des principaux dispositifs d'aide à l'innovation à disposition des acteurs basés en France, en lien avec les Systèmes Électriques Intelligents

Entités / Opérateurs	Dispositifs d'aide	Types d'aide			
		Accompagnement de valorisation	Subventions	Prêts, garanties ou avances remboursables	Prise de participation
 Commission européenne	LIFE		●		
	HORIZON 2022		●		
	FEDER		●		
	Innovation FUND (DG CLIMA)		●		
 Banque européenne d'investissement	EFSP			●	
	InnovFin			●	
 BANQUE des TERRITOIRES GROUPE CAISSE DES ÉPARGNES	Territoires d'Innovation		●		●
 anr [®] agence nationale de la recherche	Appel à projets Génériques		●		
	Appel à projets Spécifiques		●		
 bpi france	Fonds FIEE				●
	Fonds Villes de Demain				●
	Fonds Ecotechnologies				●
 ADEME INVESTISSEMENT	DTIGA - PdP				●
 ADEME Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie	AAC Thèses	●	●		
	APR (ED et TEES)	●	●		
	DTIGA - AAP	●	●	●	
	Concours d'innovation	●	●	●	
Régions	Dispositifs dédiés		●		

NOTA : les appels à projets Investissements Avenir de l'ADEME s'appellent désormais France 2030. L'Appel à Projets TASE¹ (Technologies Avancées pour les Systèmes Énergétiques) est régulièrement mis à jour.

1. Appel à projets : Développement de briques technologiques par des PME pour les systèmes énergétiques



3.4 LA FORMATION ET LES COMPÉTENCES

Plusieurs métiers évoluent pour s'adapter aux nouveaux besoins de la filière des réseaux électriques intelligents. En effet, le déploiement de 35 millions de compteurs communicants Linky a constitué l'un des gisements d'emplois les plus souvent cités, de par son volume. Le déploiement des objets connectés, permettant notamment la pilotabilité des bâtiments, le raccordement des EnR décentralisées, ainsi que les infrastructures de recharge de véhicules électriques sont autant d'exemples qui ouvrent des perspectives importantes d'emplois non délocalisables.

Formations de courte durée pour les élus et les agents des collectivités locales

La Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR), qui est une association (de type loi de 1901) créée en 1934 et forte de plus de 800 adhérents, regroupe des collectivités territoriales et leurs établissements publics chargés de l'organisation et/ou de l'exploitation de certains services publics, regroupés dans trois secteurs d'activité principaux : énergie, cycle de l'eau, numérique.

La FNCCR a décidé de faire du développement de la formation une de ses priorités, comme activité complémentaire aux autres missions d'assistance qu'elle assure auprès de ses adhérents. À cet égard, l'agrément qui lui a été délivré par le ministère de l'Intérieur, en 2016, lui permet également d'organiser des formations pour le compte des élus locaux, en parallèle de celles dispensées aux agents des collectivités.

Au titre de cette activité, **la FNCCR publie chaque année un calendrier prévisionnel de formations**, programmées tout au long de l'année dans ses locaux à Paris. Les formations proposées dans le domaine de l'électricité¹ couvrent des sujets comme le co-développement de projets d'énergies renouvelables, la massification du photovoltaïque au niveau des bâtiments publics, l'éclairage intelligent... La FNCCR intervient également dans les collectivités à leur demande, sur des thèmes directement issus de son catalogue de formations. Le programme comme la durée de la formation peuvent être adaptés le cas échéant, afin de mieux répondre aux attentes des élus. Les formations proposées prennent également en compte, outre les besoins exprimés par les élus, les évolutions législatives et réglementaires récentes ou en cours. **La FNCCR s'appuie sur un réseau de formateurs internes. Elle fait éga-**

1. FNCCR - Formations sur la transition énergétique - Année 2023

lement appel à des intervenants extérieurs, choisis pour leur expertise et leurs qualités pédagogiques. Nouredine Hadsaid, professeur à l'Université Grenoble Alpes, directeur du G2ELab et président du Conseil Scientifique de Think Smartgrids, est l'un des intervenants externes de référence de la FNCCR sur les *smart grids*.

D'autres organismes proposent également des formations accessibles aux élus et aux agents des collectivités locales sur le thème des *smart grids*. En particulier, la Fondation Grenoble INP¹ et l'Université Grenoble Alpes proposent un MOOC intitulé « *Smart Grids : les réseaux électriques au cœur de la transition énergétique* »². Le MOOC « complet », avec un suivi pédagogique et une attestation de suivi, n'est disponible qu'une fois par an (en général au mois de mai) mais les vidéos pédagogiques peuvent être visionnées en permanence sur la chaîne Youtube³ de la Fondation Grenoble INP. Le CEA, via son organisme de formation l'INSTN, propose également une formation intitulée « *Smart grids : enjeux, défis, perspectives* »⁴. De son côté, le pôle de compétitivité S2E2 propose une formation intitulée « *Smart grid & micro grid* »⁵. Cette liste de formations n'a pas vocation à être exhaustive, mais regroupe seulement quelques formations de qualité dispensées par les membres de Think Smartgrids.

Formations longues

De nombreux organismes proposent des formations longues (une ou plusieurs années) et diplômantes spécifiquement centrées sur les *smart grids*, ou sur des sujets connexes comme les villes connectées, l'éclairage et les bâtiments intelligents. Ces formations sont plutôt destinées aux étudiants en formation initiale et aux professionnels en reconversion, mais peuvent également être intéressantes pour les agents des collectivités locales dans le cadre d'une évolution de carrière. Think Smartgrids réfléchit à établir un annuaire de référence de ces formations sur son site internet, en fonction de ses ressources, en 2023 ou 2024.

En complément des formations disponibles, des bureaux d'étude ont acquis les compétences pour travailler sur la planification territoriale. Dans le cadre des projets Investissements d'Avenir, l'ADEME a notamment accompagné certains d'entre eux sur des modèles d'optimisation de planification de bornes de recharge ou de production photovoltaïque. Ainsi, les collectivités peuvent s'appuyer sur ces bureaux d'études d'Assistance à Maîtrise d'Ouvrage (AMO) pour mieux anticiper les coûts afférents au déploiement des infrastructures de recharge en croisant les caractéristiques de réseaux, avec l'appui du gestionnaire de réseau de distribution, avec celles du parc envisagé. Le même exercice peut être fait sur les productions renouvelables. Ces éléments permettent parfois de réorienter les projets (emplacements, volumes) ou de proposer des solutions alternatives (i.e. : écrêtement ou effacement de consommation).

3.5 L'ADAPTATION RAPIDE AUX ÉVOLUTIONS RÉGLEMENTAIRES

Les projets de démonstrateurs *smart grids* s'inscrivent sur le temps long. Or, sur des sujets aussi nouveaux, les évolutions techniques, juridiques et réglementaires sont rapides et il est très compliqué de faire évoluer des projets en cours pour s'adapter à ces évolutions. La possibilité de modifier légèrement certains paramètres des démonstrateurs *smart grids* en cours de déploiement, afin de s'adapter aux évolutions du

cadre juridique, devrait être permise par les autorités en charge de la gestion des financements publics des projets *smart grids* (ADEME, UE, etc.). Cela éviterait de rendre certains résultats des projets *smart grids* caduques avant même la fin de la mise en œuvre des démonstrateurs. D'ailleurs, certains projets se sont inscrits dans le bac à sable réglementaire de la CRE et ont obtenu des dérogations⁶.

1. Site internet de la Fondation Grenoble INP

2. FUN-MOOC : *Smart Grids : les réseaux électriques au cœur de la transition énergétique*

3. YouTube : *Smart Grids : les réseaux électriques au cœur de la transition énergétique*

4. INSTN (CEA) - Formation : « *Smart grids* » : enjeux, défis, perspectives

5. S2E2 : Formation « *Smart grid & micro grid* »

6. Commission de Régulation de l'Énergie : Bac à sable réglementaire : la CRE accorde des dérogations

RECOMMANDATIONS



La mutualisation des infrastructures

La mutualisation des infrastructures est clé pour réaliser des économies d'échelle. Dans le cas du projet Finistère Smart Connect développé par le SDEF par exemple, le fait de proposer plusieurs cas d'usage en utilisant un socle technique commun, par ailleurs mutualisé entre plusieurs territoires (Communes, EPCI), est un enjeu majeur qui a permis d'optimiser les coûts du projet. Ainsi, le syndicat, les communes et les communautés de communes co-financent les infrastructures (antennes radio dans cet exemple) et leur exploitation. Par ailleurs, le déploiement doit être réalisé de manière progressive et avec une approche territoriale permettant de réfléchir aux besoins et aux réponses que peuvent apporter les services d'objets connectés. Au final, mutualisation, partenariat territorial et démonstration par la preuve permettent de convaincre les élus de l'utilité du projet en leur présentant des cas d'usage réels. Le sujet de la mutualisation des infrastructures a également été abordé par le Syndicat Départemental d'Énergie et d'Équipement de Vendée (Sydev). La mutualisation de l'infrastructure de communication pour la gestion intelligente des bâtiments au niveau du territoire vendéen, et donc la mutualisation des coûts et des moyens, est vu comme le seul modèle économique rentable, à l'heure actuelle, pour la gestion des bâtiments publics. Il s'agit ainsi pour le syndicat de développer une solution de service, portée par le syndicat, pour toutes les collectivités du territoire.



Assurer de la pertinence du cas d'usage

Il est important de s'assurer de la pertinence du cas d'usage que le territoire souhaite développer. Il faut être transparent sur le rapport coût/bénéfice du projet *smart grids*, d'un point de vue environnemental comme financier, et mesurer l'intérêt réel de mettre en place une solution *smart grid* ou des protocoles de communication entre équipements qui permettent ensuite d'automatiser certains processus. Il faut ainsi avant tout prioriser les cas d'usage en s'assurant en amont de leur réelle plus-value et intégrer les différents impacts environnementaux dans le cahier des charges et le dimensionnement des projets.



Penser la pérennité d'un projet *smart grids*

Penser la pérennité d'un projet *smart grids* est nécessaire dès sa conception. Si une collectivité ne peut se doter de moyens en interne, elle doit au minimum impliquer dans son projet *smart grid* un acteur ou un partenaire pérenne dans le temps (syndicat d'énergie, agence locale d'énergie, etc.) Le financement doit également être pérenne. Nous avons vu que de nombreux financements publics sont disponibles pour les projets *smart grids*. Mais ces financements étant limités dans le temps, il faut penser à la rentabilité des projets après l'arrêt des subventions.



Développer les expertises smart grids au sein des collectivités

Il faut également développer les expertises *smart grids* au sein des collectivités. Toute collectivité souhaitant développer son projet *smart grid* doit tout d'abord s'orienter vers les syndicats d'énergie ou les services publics qui ont développé de l'expertise sur certains sujets énergétiques. Think Smartgrids peut aussi orienter les collectivités en fonction de leurs besoins. Discuter avec d'autres collectivités ayant mis en œuvre leur propre projet *smart grid* est également nécessaire afin de ne pas reproduire leurs erreurs et de bénéficier de leurs retours d'expérience, voire de ne pas redévelopper un outil existant. Cependant, pour pérenniser cette expertise, les collectivités se doivent de recruter des experts en énergie à une maille locale (communauté d'agglomération, département) et de former leur personnel aux enjeux énergétiques et aux bénéfices des *smart grids*. Il est important de noter également, comme le rappelle le Grand Lyon, que des équipes pluridisciplinaires sont nécessaires afin de mettre en œuvre un projet *smart grid*, de sa conception à son déploiement, en passant par la mesure de son acceptabilité (développeurs, juriste spécialiste des données personnelles, psychologues sociaux).



La pédagogie à l'égard des habitants est cruciale

Le sujet de l'énergie est complexe car très technique, et comprendre à quels besoins répondent les *smart grids* est nécessaire afin de rendre ces projets acceptables aux populations et de permettre un engagement des habitants dans ces projets innovants. Pour convaincre les habitants (et les élus) il faut par exemple afficher clairement les réductions d'émissions de CO₂, les économies d'énergie et la réduction des coûts afférents au projet *smart grid*. Par ailleurs, comme invoqué par le Sydev, un accompagnement des habitants par les acteurs territoriaux spécialisés dans l'énergie, et notamment les syndicats d'énergie, est crucial afin de les conseiller au mieux lorsqu'ils souhaitent faire appel à des entreprises sur des sujets énergétiques complexes (pose de panneaux photovoltaïques, conseil pour développer des projets d'autoconsommation, etc.).



L'autoconsommation collective

Pour les projets d'autoconsommation collective en particulier, les complexités techniques et contractuelles peuvent décourager certaines collectivités. Comme le souligne le Syndicat d'Énergie d'Ille et Vilaine (projet de Langouët notamment), il est nécessaire tout d'abord de bien anticiper les coûts d'animation et de facturation du projet, qui peuvent s'avérer importants. Il est également nécessaire de se faire entendre à un niveau national (Commission de Régulation de l'Énergie, Médiateur National de l'Énergie) afin de convaincre les fournisseurs d'électricité de bien refléter sur la facture des particuliers la production et la consommation de leurs panneaux photovoltaïques.

LISTE DES ENTRETIENS MENÉS

Les collectivités avec lesquelles nous nous sommes entretenus :

Acteurs rencontrés	Nom et Prénom	Fonction du contact	Date
SDESM - Seine et Marne	Marc Boitel	Responsable du service énergie et du réseau Ecocharge77	04/08/2022
Morbihan Energies	Edouard Cereuil	Responsable stratégie innovation - Pôle Transitions	07/09/2022
Métropole de Lyon	David Leicher Auchapt	Ingénieur <i>smart grid</i> , réseaux d'électricité et de gaz	16/09/2022
SDEF	Emmanuel Quéré	Directeur adjoint	16/09/2022
SDE35	David Clausse	Directeur de la SDE35	23/09/2022
Métropole Européenne de Lille	Maxime Lassalle	Chef de projet énergie renouvelable et de récupération	30/09/2022
Enedis	Giovanni Mattarolo	Chef de projet Mobilité Electrique - Référent du projet AVEnir	04/10/2022
Sydev	Laurent Favreau	Président du Sydev	05/10/2022
Enedis	Marc Lagouardat	Ancien Directeur regional Enedis Limousin - Référent du projet «Correze Resilient Grid»	01/12/2022

Ce guide est le fruit d'un travail collaboratif ayant impliqué de multiples parties-prenantes. Think Smartgrids remercie tout particulièrement, pour leur contribution et relecture, Nadine Berthomieu (Ademe), Charles-Antoine Gautier et Anne Barbarin (FNCCR), toutes les personnes ayant répondu favorablement à nos sollicitations d'entretien, mentionnées ci-dessus, les membres de la Commission Territoires et Innovation de Think Smartgrids, et enfin, Yélé Consulting pour leur appui à la rédaction de ce guide.



Think Smartgrids – Tél : +33 1 42 06 52 50 – contact@thinksmartgrids.
www.thinksmartgrids.fr - @ThinkSmartgrids