

The logo for AMORCE, featuring the word "AMORCE" in green capital letters inside a white oval with blue and orange swooshes.

AMORCE

Avec le soutien technique
et financier de

ADEME



Agence de l'Environnement
et de la Maîtrise de l'Énergie

PUBLICATION

Collectivités et
distribution d'énergie :
5 illustrations
territoriales
ancrées dans la
transition
énergétique

Série
Politique

ENP56

Novembre 2017



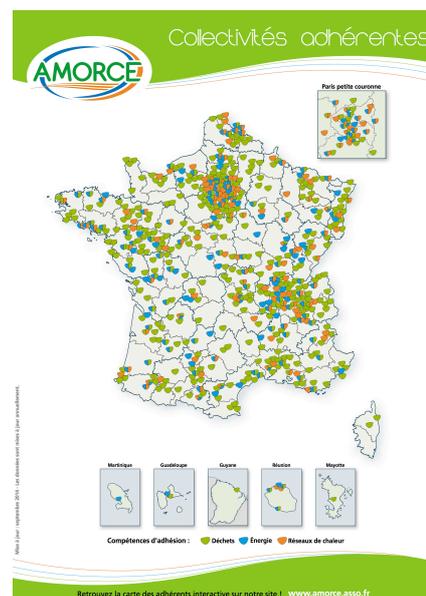
Energie
et Climat

PRÉSENTATION D'AMORCE

Rassemblant plus de 870 adhérents pour 60 millions d'habitants représentés, AMORCE constitue le premier réseau français d'information, de partage d'expériences et d'accompagnement des collectivités (communes, intercommunalités, conseils départementaux, conseils régionaux) et autres acteurs locaux (entreprises, associations, fédérations professionnelles) en matière de politiques Énergie-Climat des territoires (maîtrise de l'énergie, lutte contre la précarité énergétique, production d'énergie décentralisée, distribution d'énergie, planification) et de gestion territoriale des déchets (planification, prévention, collecte, valorisation, traitement des déchets).

Force de proposition indépendante et interlocutrice privilégiée des pouvoirs publics (ministères, agences d'Etat) et du Parlement (Assemblée nationale et Sénat), AMORCE est aujourd'hui la principale représentante des territoires engagés dans la transition énergétique et dans l'économie circulaire. Partenaire privilégiée des autres structures représentatives des collectivités, des entreprises, ou encore des organisations non gouvernementales, elle a également joué un rôle majeur dans la défense des intérêts des acteurs locaux lors de l'élaboration de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte ou précédemment des lois relatives au Grenelle de l'environnement.

Créée en 1987, elle est largement reconnue au niveau national pour sa représentativité, son indépendance et son expertise, qui lui valent d'obtenir régulièrement des avancées majeures (TVA réduite sur les déchets et sur les réseaux de chaleur, création du fonds chaleur, éligibilité des collectivités aux certificats d'économie d'énergie, création des nouvelles filières de responsabilité élargie des producteurs, signalétique de tri sur les produits de grande consommation, généralisation des plans climat-énergie, obligation de rénovation de logements énergivores et réduction de la précarité énergétique, renforcement de la coordination des réseaux de distribution d'énergie, etc...).



PRÉSENTATION DE L'ADEME



L'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) participe à la mise en œuvre des politiques publiques dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable.

Afin de leur permettre de progresser dans leur démarche environnementale, l'agence met à disposition des entreprises, des collectivités locales, des pouvoirs publics et du grand public, ses capacités d'expertise et de conseil.

Elle aide en outre au financement de projets, de la recherche à la mise en œuvre et ce, dans les domaines suivants : la gestion des déchets, la préservation des sols, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, la qualité de l'air, la lutte contre le bruit, la transition vers l'économie circulaire et la lutte contre le gaspillage alimentaire.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle du ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer et du ministère de l'Éducation nationale, de l'Enseignement supérieur et de la Recherche.

Contact pour ce guide : Brice ARNAUD

ADEME

20, avenue du Grésillé
BP 90406 - 49004 Angers Cedex 01
Tel : 02 41 20 41 20
www.ademe.fr

REMERCIEMENTS

Nous remercions l'ensemble des collectivités ayant fait l'objet d'un retour d'expérience dans ce document. Le temps précieux qu'elles nous ont accordé a conduit à l'enrichissement du contenu de ce document par des exemples et des illustrations concrètes.

RÉDACTEURS

Maxime ANCHISI, manchisi@amorce.asso.fr

Rellecteurs: Thomas DUFFES, AMORCE ; Brice ARNAUD et Marion BERTHOLON, ADEME ; Patrick VILLALON, SyDEV ; Frédéric MABILLE, Communauté Urbaine de Dunkerque ; Emmanuel CHARIL, SIEML ; Sylvie MINGANT, Brest Métropole ; Emilie FITON-CHAVALLE et Thibault DE MONREDON, SYDESL

MENTIONS LÉGALES

©AMORCE – Novembre 2017

Les propos tenus dans cette publication ne représentent que l'opinion de leurs auteurs et AMORCE n'est pas responsable de l'usage qui pourrait être fait des informations qui y sont contenues.

Reproduction interdite, en tout ou en partie, par quelque procédé que ce soit, sans l'autorisation écrite d'AMORCE.

Possibilité de faire état de cette publication en citant explicitement les références.

PRÉAMBULE

La France s'est fixée des objectifs ambitieux en matière d'**efficacité énergétique** (baisse de la consommation énergétique finale de 50% entre 2012 et 2050) et de **développement des énergies renouvelables** (32% de la consommation finale brute d'énergie en 2030)¹. **Les réseaux d'énergie** (électricité, gaz et chaleur) **sont de véritables piliers à la fois pour porter la transition énergétique**, mais également pour **évaluer et prendre connaissance des réalités énergétiques de chaque territoire**.

Déjà engagée et déclinée sur de nombreux territoires, **l'évolution des réseaux de distribution soulève des questions complexes** : en termes de modération des coûts pour les usagers, de financements, de faisabilité technique, d'articulation entre les 3 grands réseaux d'énergie, etc. Pour l'électricité et pour le gaz en particulier, il s'agit de passer d'une architecture linéaire historiquement verticalisée² (production ou importation, transport, distribution, puis consommation) vers un modèle interconnecté et foisonnant (productions décentralisées et variables, nouveaux usages de l'énergie, usages des nouvelles technologies de l'information et de la communication, complémentarité entre vecteurs énergétiques, adaptabilité de la demande, etc.). Pour rappel, **en France, la moitié des usages de l'énergie sont liés à la chaleur³, qui peut être distribuée par les 3 réseaux de distribution d'énergie**. En cela, une indispensable réflexion doit émerger localement en terme d'organisation et de coordination de ces 3 services publics.

En tant que propriétaires des réseaux publics de distribution d'énergie et autorités organisatrices de la distribution d'énergie, **les collectivités sont des acteurs incontournables en matière de concertations et d'initiatives territoriales**. Elles ont des relations privilégiées avec les gestionnaires de réseaux, établissent des documents de planification énergétique locaux, et contrôlent la bonne exécution des services publics de la distribution d'énergie.

Ce document illustre 5 exemples de collectivités autorités organisatrices de la distribution d'énergie (AODE), qui ont mené des actions concrètes de transition énergétique sur leurs réseaux. Son objectif est de présenter quelques initiatives exemplaires, dans le but de partager les bonnes pratiques exercées sur le terrain et d'inspirer de futures réalisations.

Les réseaux électriques focalisent une grande partie de l'attention notamment parce qu'ils sont implantés sur l'intégralité du territoire, et que **la nature difficilement stockable de l'électricité contraint les gestionnaires de réseaux à sans cesse chercher un équilibre entre offre et demande**. L'augmentation des raccordements des moyens de production d'énergie renouvelable et l'accroissement naturel de la pointe de consommation nécessitent parfois des investissements coûteux de renforcements dans les différents composants du réseau. Or **dans certains cas, des opérations de maîtrise de la demande, de flexibilité, ou plus généralement le fait de repenser l'usage même de l'énergie permet d'apporter des solutions complémentaires et viables pour l'ensemble des parties concernées**.

¹ LOI n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

² Les réseaux électriques ont par exemple été conçus au siècle dernier à partir de moyens de production centralisés et pilotables. L'électricité, produite en grande quantité, emprunte ainsi des « autoroutes » aux câbles de grande section (le réseau de transport) puis se voit distribuée jusqu'aux lieux de consommation avec des câbles de section décroissante (réseau HTA puis réseau BT).

³ En 2013, 47% des besoins énergétiques étaient liés à la chaleur. Le reste concerne principalement l'usage sous forme de mobilité (environ 30%) et d'électricité spécifique (environ 20%) – Source – PPE 2016

Bien qu'ils soient essentiellement centrés sur les réseaux électriques pour faire écho à l'actualité de l'année 2017, les retours collectés se veulent transversaux⁴ afin d'apporter une vision globale des politiques énergétiques menées localement.

SOMMAIRE

PREAMBULE	4
SOMMAIRE.....	5
1. SMART GRID VENDEE : UN DEMONSTRATEUR D'ENVERGURE POUR EXPERIMENTER LE RESEAU ELECTRIQUE DE DEMAIN (SYDEV)	6
2. OUTILLER LA TRANSITION ENERGETIQUE LOCALE : A LA CROISEE DES ENERGIES (COMMUNAUTE URBAINE DE DUNKERQUE)	10
3. MOBILITE PROPRE ET RESEAUX D'ENERGIE : VERS UN MAILLAGE EQUILIBRE, TRANSVERSAL ET PLANIFIE (SIEML).....	14
4. EXPERIMENTER ET DEPLOYER LA TRANSITION ENERGETIQUE SUR LES RESEAUX DE MANIERE CONCERTEE (BREST METROPOLE).....	17
5. MAITRISE DE LA DEMANDE EN ENERGIE ET RENFORCEMENT DES RESEAUX EN ZONES RURALES : DES SOLUTIONS COMPLEMENTAIRES (SYDESL)	21
CONCLUSION	23
POUR ALLER PLUS LOIN.....	24

⁴ Par ailleurs, des illustrations exemplaires pour les réseaux de gaz en particulier pourront faire l'objet d'une prolongation future de cette publication, lorsque la filière aura gagné en maturité. Quant aux réseaux de chaleur, un pôle dédié leur est consacré depuis 30 ans au sein d'AMORCE, puisqu'ils représentent par essence un vecteur de distribution d'énergie décentralisé bien souvent vertueux et intégré à l'échelle d'un territoire.

1. Smart Grid Vendée : un démonstrateur d'envergure pour expérimenter le réseau électrique de demain (SyDEV)



Depuis 2012, une partie de la Vendée s'est transformée en un véritable laboratoire pour expérimenter les futurs modèles techniques, économiques et organisationnels du réseau électrique. En tant que coordonnateur du projet, le SyDEV contribue activement à la modernisation et à l'adaptation du réseau électrique aux nouveaux enjeux de la transition énergétique (insertion des énergies renouvelables, flexibilité de la demande, etc.).

Quelques mots sur le SyDEV

Le SyDEV est propriétaire des réseaux vendéens de distribution électrique basse et moyenne tension (22 500 km) et de gaz (2 400 km). Toutes les communes et communautés de communes de Vendée lui ont transféré leur compétence pour qu'il assure la bonne exécution du service public de distribution de l'électricité. Au même titre, le SyDEV est chargé d'organiser le développement de la desserte gazière vendéenne par DSP. Il contrôle ainsi la bonne exécution des services publics de distribution. Ses multiples missions au titre des énergies et de l'éclairage public, font de lui un partenaire actif de l'essor économique de la Vendée. Il concentre également ses réalisations sur le développement des énergies propres et sur la mise en œuvre d'actions concrètes de maîtrise de la consommation d'énergie au bénéfice des communes et des particuliers.

■ SMART GRID VENDÉE : un projet porté par le SyDEV, englobant tous les acteurs de la chaîne de valeur de l'électricité

Le SyDEV accompagne les communes de Vendée sur les aspects MDE, et développe par ailleurs des projets de production d'électricité renouvelable sur son réseau (éolien, photovoltaïque, etc.). En cela, il a acquis une capacité naturelle à mobiliser les acteurs de son territoire. **Le syndicat souhaitait depuis plusieurs années mettre en place un démonstrateur de réseaux électriques intelligents en Vendée.** Désigné lauréat d'un AMI⁵ de l'ADEME lancé en 2011, **cette volonté s'est concrétisée avec le projet Smart Grid Vendée**, coordonné par le SyDEV. Il regroupe un consortium de 8 partenaires : autorité organisatrice de la distribution d'électricité (SyDEV), gestionnaires de réseaux de distribution et de transport, agrégateurs et fournisseurs de service, école, et enfin industriels.

En Vendée, le taux de pénétration des énergies renouvelables décentralisées vu du réseau public de distribution est relativement élevé : il atteint 9,5 %⁶ en 2014 (86 % d'éolien et 12 % de photovoltaïque), à comparer au taux national de 4 %. En conséquence, **des contraintes apparaissent déjà sur les réseaux vendéens** (programme de renforcement du réseau RTE avec une nouvelle liaison enterrée 225 kV en 2015, 5 des 30

⁵ Les Appels à Manifestation d'Intérêt (AMI) « Systèmes électriques intelligents », lancés par l'ADEME, s'inscrivent dans le cadre du programme « Investissements d'Avenir » de l'État. Ces programmes ont permis de sélectionner et de soutenir financièrement de nombreux démonstrateurs smartgrid depuis 2009. Plus d'informations : <http://www.ademe.fr/systemes-electriques-intelligents-premiers-resultats-demonstrateurs> et www.ademe.fr/entreprises-monde-agricole/innover-developper/programme-dinvestissements-davenir-pia/projets-laureats

⁶ Cela se traduit par la présence de 33 parcs éoliens et plus de 10 000 parcs photovoltaïques sur le territoire de la Vendée (HTA et BT confondus), pour une capacité installée de 281 MW.

postes sources ENEDIS refoulent régulièrement sur le réseau HTB, etc.), **ce qui fait du département un territoire d'expérimentation idéal.**

Concrètement, le projet se propose de tester, sur 5 ans, les nouveaux concepts du réseau électrique à l'échelle départementale : optimisation de l'insertion des EnR au réseau, flexibilité et pilotage de la demande en électricité, automatisation du réseau ou encore valorisation des flexibilités sur les marchés⁷. C'est donc toute la chaîne de valeur de l'électricité qui a été repensée dans le cadre du projet, ce qui a contribué à prendre en compte la vision de chaque acteur dans les expérimentations menées.

Le retour présenté dans ce document se consacre essentiellement aux actions directement en lien avec le SyDEV.

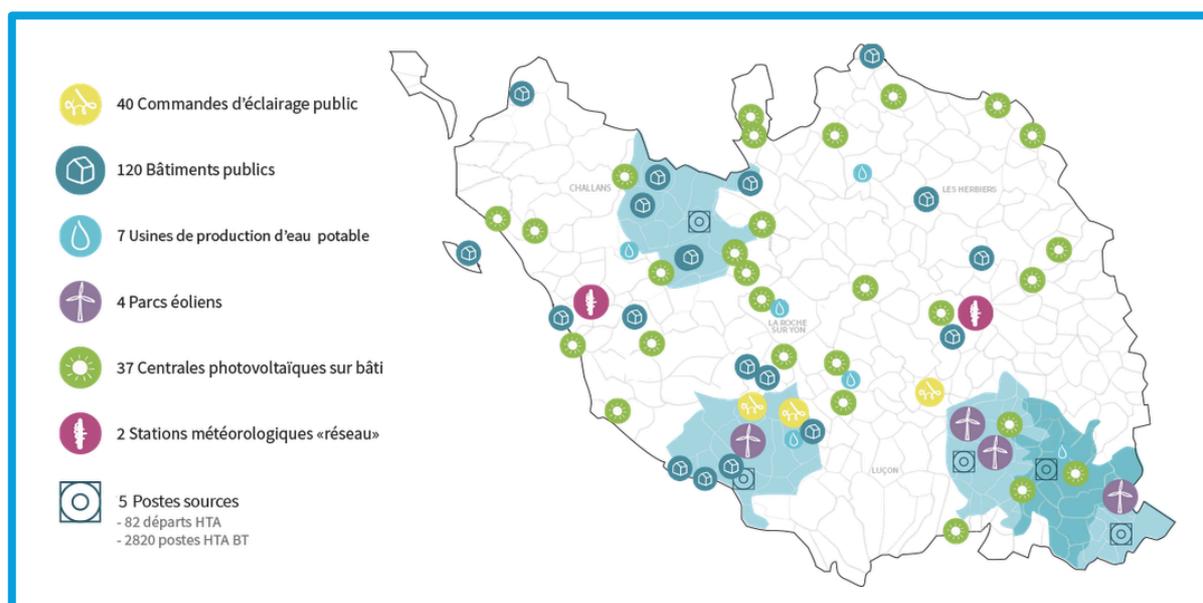


Figure 1: Périmètre du démonstrateur SmartGrid Vendée (les zones bleues correspondent aux zones desservies par les postes sources de l'expérimentation)

■ Des solutions nouvelles de raccordement favorables aux producteurs d'électricité renouvelable et aux réseaux

Les raccordements des installations de production d'électricité renouvelable atteignent parfois des sommes conséquentes, qui traduisent le besoin d'adaptation des réseaux d'électricité pour accueillir les futures productions. Si une partie de ces coûts est mutualisée via les S3REnR⁸, un raccordement « classique » peut conduire à créer des extensions de réseaux de distribution ou des renforcement coûteux pour les producteurs. Pourtant, **il existe parfois des solutions alternatives, permettant de réduire le coût d'un raccordement, en échange d'une contrepartie d'adaptation ou d'une baisse d'une partie de la puissance du producteur.**

⁷ D'une manière générale sur l'expérimentation, les raccordements intelligents et les fonctions avancées de réseau, visant à réguler dynamiquement tension et puissance réactive, sont testés dans des situations réelles. En ce qui concerne les flexibilités électriques issues des ressources de production et de consommation, les contraintes sont simulées - mais les simulations reflètent des cas concrets pour pouvoir évaluer l'intérêt des flexibilités. Les contraintes simulées peuvent par exemple correspondre à des surtensions (lorsqu'il y a trop de production EnR), des pertes d'éléments réseaux (panne, incident), des surconsommations, etc.

⁸ Les Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelable (S3REnR) sont des outils de mutualisation de coûts, traduisant les besoins des réseaux de transport et des postes sources (interface réseaux de distribution, réseaux de transport) pour atteindre les objectifs régionaux en matière de développement des EnR électriques. Chaque producteur (>36 kVA) paie ainsi une quote-part selon la puissance qu'il souhaite installer pour répondre aux besoins des réseaux identifiés

Ces « opérations de raccordement intelligentes » sont testées pour 2 projets (une ferme éolienne et une centrale photovoltaïque) du SyDEV dans le cadre de l'expérimentation Smart Grid Vendée. Typiquement, en schéma normal, les parcs de production auraient dû être raccordés directement sur un poste source pour ne pas perturber le réseau électrique (soit une extension de réseau jusqu'à 8 kilomètres à la charge du producteur). Or, les schémas alternatifs étudiés proposent un raccordement sur les lignes HTA les plus proches (ce qui réduit la longueur des lignes électriques à créer) en échange d'un écrêtement potentiel de production en cas de contrainte réseau. Concrètement, **pour le parc éolien objet de l'expérimentation, les coûts de raccordements ont été divisés par 4 via cette opération** (passage de 1 000 k€ à 380 k€). **Pour le parc photovoltaïque de Talmont Saint Hilaire, les coûts de raccordement sont passés de 385 k€ à 34 k€ (division par 10)**. Les gains notables obtenus pour les producteurs ont permis au SyDEV et à Enedis de tirer une première expérience concluante des opérations menées. Si aujourd'hui le gestionnaire de réseau a l'obligation, quelles que soient les conditions économiques, de raccorder les producteurs à la puissance demandée, les discussions avec la CRE⁹ devraient aboutir à une évolution du cadre réglementaire pour proposer ces opérations de raccordement intelligentes à tous producteurs demandeurs dans un avenir proche.

Pour aller plus loin dans l'expérimentation, Smart Grid Vendée a également mis en place des incitations à mieux corréliser les périodes de consommation et celles de production d'énergie renouvelables variables (périodes de vent ou de soleil). Concrètement, **lors des périodes de production sans consommation sur le réseau, le projet a testé l'activation de moyens de consommation flexibles et actionnables sur demande**. Ainsi, plusieurs usines d'eau ont été synchronisées à la production EnR du territoire. En temps normal, les pompes de ces usines fonctionnent 8h sur 24, soit un tiers du temps. L'asservissement des pompes, à la fois au niveau d'eau mais aussi aux contraintes observées sur les réseaux, devraient donc permettre une meilleure intégration des moyens de production décentralisés et variables au système électrique.

■ MDE et flexibilité de la demande : générer de la valeur pour le système électrique

Les flexibilités ont plusieurs objets : diminuer les émissions de CO₂ à la pointe, contribuer à l'équilibre offre-demande du système électrique, limiter les congestions et les investissements dans de nouvelles infrastructures coûteuses, etc. Pour Smart Grid Vendée, **le but recherché est de permettre la conception des réseaux à coût moindre en utilisant les nouvelles flexibilités et la connaissance avancée de l'état des réseaux comme alternative aux méthodes de planification actuelle** (basées sur le calcul de charge en conditions extrêmes).

Pour ce faire, une plateforme numérique dédiée a été mise en place pour le projet via un service d'agrégation, en lien avec tous les acteurs partenaires de la chaîne de valeur. **120 sites de bâtiments communaux et 1000 points lumineux d'éclairage public ont été mis à disposition de l'expérimentation par le SyDEV et les communes du territoire**. Le principe : en lien avec la plateforme créée, des capteurs sur les sites permettent de tester la faisabilité des flexibilités, via des effacements on/off de consommation.

⁹ Commission de Régulation de l'Énergie



Figure 2 : L'école de Saint-Vincent sur Jard est l'un des nombreux bâtiments objet de l'expérimentation

La puissance moyenne d'abonnement des bâtiments (entre 6kVA et plus de 36kVA) et la puissance moyenne de chauffage sont deux critères qui peuvent varier en fonction de la typologie des bâtiments (salle des fêtes, mairie, école, etc.). Le potentiel de flexibilité, et donc sa valeur, dépendra globalement de la puissance allouée au chauffage électrique car le SyDEV efface quasi exclusivement ce poste dans

Smart Grid Vendée. Sur 100 bâtiments équipés, **un potentiel de 470 kVA d'effacement a été estimé**. En ce qui concerne la valeur économique des flexibilités, via différents types d'effacements de consommation. .

Au delà des analyses « marchés » des flexibilités valorisées, la valeur générée pour le réseau électrique est un facteur déterminant à prendre en compte. La flexibilité au sens de Smart Grid Vendée a donc été orientée sur un outil d'accompagnement du gestionnaire de réseaux pour la gestion des contraintes du réseau. Pour autant, **la valeur même de la flexibilité reste difficile à estimer dans le cadre du projet, chaque cas étudié comportant ses propres spécificités.**

A moyen terme, les outils développés par l'expérimentation devraient nourrir la mise en place des services de flexibilité par les collectivités au sens de l'article 199 de la loi TECV¹⁰. Selon le SyDEV, **pour voir des expérimentations émerger des territoires, il est nécessaire d'apporter des outils concrets¹¹ pour les collectivités.** Dans le cadre du récent projet SMILE¹² en particulier, une plateforme de flexibilité accessible librement à toutes les collectivités souhaitant se lancer dans la flexibilité devrait voir le jour.

Le projet Smart Grid Vendée, qui devait s'achever en mars 2018, sera prolongé de 6 mois pour intégrer le retour d'expérience du dernier hiver.



Figure 3 : Exemple d'équipements intégrés aux installations électriques des bâtiments testés

¹⁰ L'article 199 de la LOI n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte porte sur la mise en place d'un service de flexibilité local

¹¹ Plateforme d'agrégation clé en main, identification des potentiels de flexibilité, etc.

¹² SMILE est un projet porté par les régions Bretagne et Pays de La Loire visant à développer un réseau électrique intelligent à très grande échelle.

2. Outiller la transition énergétique locale : à la croisée des énergies (Communauté Urbaine de Dunkerque)



La communauté urbaine de Dunkerque (CUD) mène depuis plus de 20 ans une politique énergétique volontariste. A force de travail et d'expertise, de nombreuses zones d'intervention prioritaires (les « ZIP ») ont été identifiées sur le territoire, sur des sujets touchant autant à la maîtrise de l'énergie qu'à la production d'énergie renouvelable. Elles ont permis d'atteindre une fine connaissance du territoire, ayant conduit à la mise en place d'initiatives locales pertinentes et efficaces pour les réseaux d'énergie et leurs usagers.

Quelques mots sur la Communauté Urbaine de Dunkerque

La Communauté urbaine de Dunkerque est la première communauté urbaine volontaire de France. L'agglomération est composée de 21 communes et communes associées. La CUD exerce de nombreuses compétences liées à l'énergie : distribution d'électricité, de gaz et de chaleur, développement des énergies renouvelables, maîtrise de l'énergie, etc. Elle est donc autorité organisatrice de la distribution d'énergies sur son territoire, mais comporte aussi une vision large et transversale sur les usages de l'énergie, l'urbanisme, ou encore la mobilité.

en ressources fossiles, la communauté urbaine de Dunkerque considère qu'**il est primordial de construire rapidement le modèle énergétique de demain**. Toute fragilité du tissu économique local se traduirait de fait par une fragilité du tissu social. Si l'industrie historiquement présente génère beaucoup d'emploi, il existe aujourd'hui une plus grande incertitude sur le territoire.

Pour la CUD, ce nouveau modèle doit ainsi **passer par une diversification et une transformation des activités locales liées à la question énergétique, le but étant d'apporter une visibilité aux acteurs du territoire sur le long terme et de saisir les opportunités de la transition énergétique**. Pour concrétiser sa volonté, la CUD a par exemple créé en 2016 le pôle d'excellence et

Territoire par essence industriel-portuaire, la communauté urbaine de Dunkerque entretient de très longue date un lien étroit avec la question énergétique (raffinerie, cycle combiné gaz, production électronucléaire, terminal méthanier, aciérie, etc.). Les activités du territoire sont aujourd'hui essentielles pour l'approvisionnement en énergie du pays et génèrent une forte activité économique.

Pour autant, l'impact environnemental sous-jacent est conséquent, puisque ces activités représentent environ 3% des émissions de gaz à effet de serre de la France. Dans un contexte de transition énergétique et de diminution des besoins

« L'éolien offshore, le pôle d'excellence et d'innovation Euraénergie, Energie 2020, l'Institut technologique Innocold, le projet GRHYD, la valorisation de chaleur industrielle fatale ... Notre agglomération foisonne d'initiatives prises ces dernières années en matière de recherche et de développement dans le domaine énergétique. Si bien que le Dunkerquois constitue aujourd'hui un territoire de référence incontournable pour toutes les questions relatives aux enjeux de transitions énergétique et écologique »

Patrice VERGRIETE, Président de la Communauté Urbaine de Dunkerque

d'innovation Euraénergie pour dynamiser sa transformation industrielle.

La CUD a également très vite cherché à **faire le lien entre les actions de maîtrise de l'énergie et les besoins des réseaux d'énergies de son territoire (électricité, gaz et chaleur)**. A partir de 2012, elle a croisé des données urbanistiques, sociales et énergétiques avec les ressources et réseaux énergétiques présents sur le territoire pour mettre en relief des zones d'intervention prioritaire (appelées « ZIP ») : consommation de chauffage par logement, effacements électriques par la rénovation, sources de chaleur fatale, solaire thermique, etc. Quelques exemples d'actions entreprises suite à ce travail sont présentés dans ce retour.

■ Rénover thermiquement les bâtiments du territoire, une marge de respiration pour les réseaux d'énergie

La CUD fait partie des précurseurs en matière d'utilisation des données énergétiques. Elle a obtenu de ses gestionnaires de réseaux les données de consommations des usagers à l'échelle de chaque quartier, jusqu'à la rue près. Le couplage de ces données avec l'utilisation d'images thermographiques aériennes a permis d'**identifier de nombreuses passoires thermiques sur le territoire**.



Figure 4: Localisation des opérations Reflexénergie et lien avec le réseau de gaz naturel (bleu : isolation des combles, rouge : chaudière condensation, vert : isolation des murs, violet : isolation terrasse)

Ces informations ont facilité l'opération « Reflexénergie », qui octroie des aides aux particuliers pour qu'ils rénovent énergétiquement leurs logements, avec un accent sur la lutte contre la précarité énergétique. Au total, ce sont plus de 10 500 habitations qui ont été concernées par ce programme, soit 17% des logements individuels du territoire. **Pour les réseaux d'énergie, la réduction associée des consommations agit comme un levier de densification.** En effet, la libération de contraintes sur ces derniers favorise les raccordements de nouveaux consommateurs, tout en maîtrisant les coûts d'investissements sous-jacents. Même si elle n'est pas comptabilisée par les gestionnaires de réseaux, la rénovation énergétique génère donc un signal économique positif pour les réseaux, notamment électriques et gaziers.

■ Chaque quartier possède ses propres besoins et ressources : d'où l'importance de coordonner le développement des réseaux de distribution

Selon la Communauté Urbaine de Dunkerque, les réseaux de gaz, d'électricité et de chaleur sont restés jusqu'à aujourd'hui des économies déconnectées les unes des autres. En fonction des éléments identifiés sur les cartographies, la CUD souhaite **rassembler les gestionnaires de réseau pour discuter concrètement de l'organisation des services publics de distribution**. En dialoguant ouvertement sur les besoins et limites des délégataires, l'objectif de la CUD consiste ainsi à **mettre en avant la qualité de chaque réseau au meilleur prix pour la collectivité au sens large, et sur le long terme**.

Pour la chaleur, il s'agit par exemple de réaliser des extensions ou création de réseaux de chaleur vertueux à proximité des sources de chaleur fatale, notamment lorsque la densité des logements à chauffage central collectif est élevée. Un fort dialogue territorial avec les industriels a permis, au fil des années, de construire de telles solutions avec un coût de la chaleur maîtrisé pour les usagers. Dans d'autres quartiers, un autre volet d'action mis en place

a permis de valoriser le réseau de gaz déjà présent en substituant de nombreuses chaudières au fioul par des chaudières gaz à haute performance.

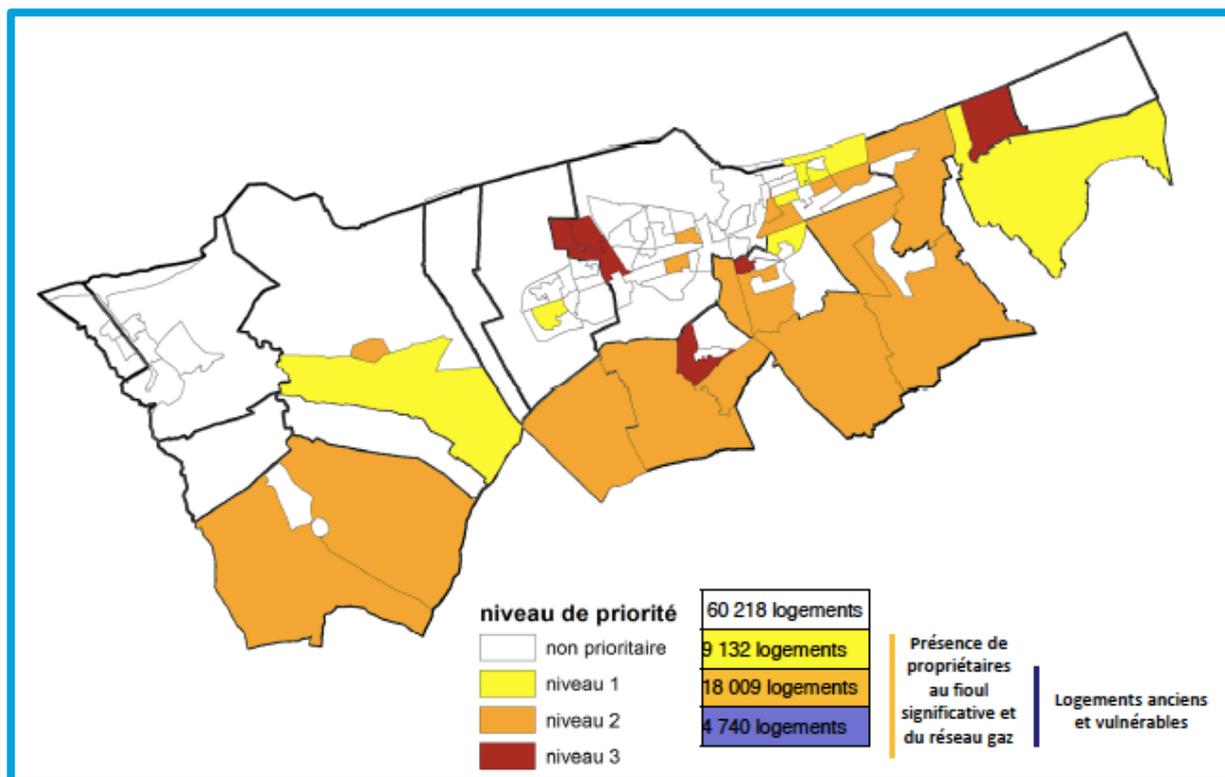


Figure 5 : ZIP Substitution fioul-gaz chez les propriétaires occupants. La priorité est donnée aux zones avec utilisation significative du fioul comportant un réseau de gaz à proximité, et dont les logements sont anciens et vulnérables.

■ Soulager les réseaux électriques contraints pour mettre en place des alternatives crédibles aux renforcements

Dans les zones fortement équipées en chauffage électrique, il peut apparaître des contraintes sur les lignes, notamment lors des périodes de grand froid en hiver. Au centre ville de Bourbourg par exemple, le chauffage électrique représente près du quart des usages. Pour pallier cela, **la CUD réfléchit à des solutions vertueuses pour éviter des investissements de renforcement du réseau très coûteux, tout en permettant de « soulager » le réseau électrique** : micro-cogénération, solaire thermique pour l'eau chaude sanitaire, rénovation énergétique des logements, etc.

Pour autant, la collectivité n'a pas toujours connaissance des zones « fragiles » de son réseau électrique. Le premier enjeu consiste donc à les identifier, à l'aide du gestionnaire de réseaux

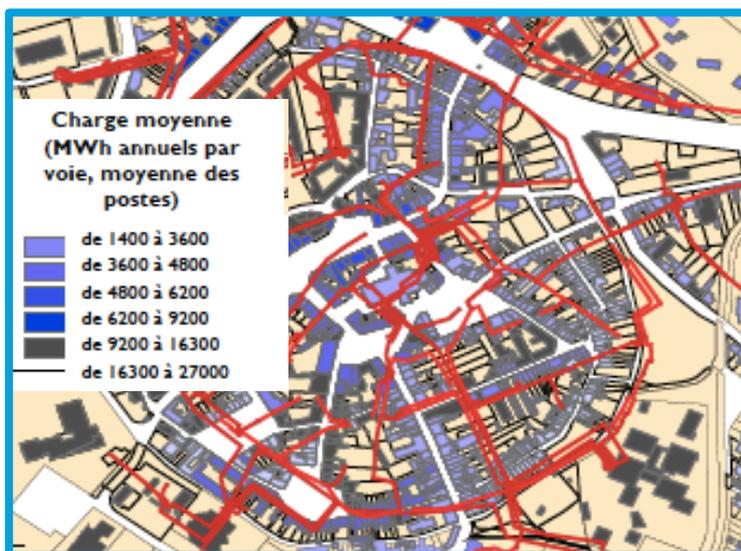


Figure 6 : Charge du réseau d'électricité au centre ville de Bourbourg

(via des outils statistiques), mais aussi en réalisant des audits précis sur site. Ainsi, en tant qu'autorité de contrôle du service public de la distribution, la CUD visite chaque année 40 postes de distribution¹³ pour prendre connaissance des réalités de son réseau (puissance et taux d'utilisation des transformateurs, etc.). Idéalement, la volonté de la collectivité serait **d'obtenir des données sur les courbes de charge de chaque transformateur en mettant en place des instruments de mesure, pour avoir une analyse plus fine des consommations/productions du territoire**. Les compteurs communicants devraient aller dans ce sens.

Enfin, lorsque le réseau électrique est identifié comme contraint, la CUD met la priorité sur la zone correspondante, et regarde attentivement avec son concessionnaire quelles seraient les solutions optimales pour le réseau et pour les usagers (qualité de l'électricité, maîtrise des coûts, transformation des usages de l'énergie, etc.). **Pour la collectivité, l'accès aux données techniques du réseau serait de nature à faciliter grandement le travail d'investigation mené**, notamment pour utiliser l'argent public là où il serait le plus efficace pour la collectivité au sens large.

¹³ Un poste de distribution est un organe du réseau électrique indispensable, situé l'interface entre les lignes en haute tension –HTA- et les lignes en basse tension –BT- (sur lesquelles la plupart des usagers sont raccordés). Ces postes sont constitués de transformateurs qui abaissent la tension de l'électricité.

3. Mobilité propre et réseaux d'énergie : vers un maillage équilibré, transversal et planifié (SIÉML)



En misant conjointement sur la mobilité électrique et sur la mobilité gaz, le Syndicat Intercommunal d'Énergie de Maine-et-Loire (SIÉML) contribue activement à l'organisation et au déploiement de la mobilité propre sur son territoire. Soucieux de transformer le paysage énergétique selon les ressources disponibles localement et selon la volonté politique de chaque territoire, le syndicat se mobilise pour accompagner ses membres en ce sens.

Quelques mots sur le SIÉML

Le Syndicat d'énergie du Maine-et-Loire compte la plupart des communes et intercommunalités du département parmi ses membres. Le SIÉML est historiquement autorité organisatrice pour la distribution publique d'électricité, dont il est le maître d'ouvrage en zone rural. Il propose également à ses membres d'exercer d'autres compétences, notamment la distribution de gaz, de chaleur, ou encore le déploiement des infrastructures publiques de recharge de véhicules électriques dans le département.

■ Un déploiement maîtrisé de la mobilité électrique sur le département

Le SIÉML est compétent pour le déploiement des infrastructures publiques de recharge de véhicules électriques (IRVE). Afin de montrer l'exemple, le syndicat a commencé par convertir sa propre flotte à l'électricité et au Bio-GNV¹⁴, soit 26 véhicules au total.

En premier lieu, **le SIÉML a réalisé un plan de déploiement à l'échelle du département dès 2014** (pour des bornes de recharge de puissance égale à 18 kVA). Des études croisées ont permis d'implanter les IRVE sur des lieux stratégiques pour les utilisateurs, c'est à dire en tenant compte des lieux de vie et des flux de circulation. Tous les bourgs de plus de 2 000 habitants ont été pris en compte. **Par un maillage équilibré, l'objectif consiste à fournir aux usagers une borne de recharge électrique publique tous les 10 à 20 km sur le territoire.** Dès leur mise en service, les bornes ont fait l'objet d'une tarification afin de ne pas laisser croire à l'usager que l'énergie pouvait être gratuite. Cette tarification dépend du mode de paiement, soit par abonnement avec facture en fin de mois, soit à l'acte avec smartphone et carte bancaire en ligne.

En tant que maître d'ouvrage sur une bonne partie du réseau concédé à Enedis, le SIÉML possède une connaissance poussée de son réseau électrique. **Cette expertise lui a permis d'optimiser le déploiement et éviter au maximum tout renforcement du réseau** (typiquement, via une implantation des bornes en centre-bourgs, où le réseau électrique est dense et peu contraint).

Pour la seconde phase de déploiement, axée sur les bornes de recharges rapides (>40 kVA), une attention particulière devra être portée pour optimiser leur implantation sur le réseau. Un dialogue constructif avec le concessionnaire, qui se veut moteur en la matière, va dans ce sens bien que les coûts de renforcement souvent très élevés conduisent à optimiser naturellement leur implantation. **Pour le SIÉML, il faut avancer de manière itérative et commencer avant tout par faciliter l'accès des consommateurs aux nouveaux usages de la**

¹⁴ Utilisation du biométhane en tant que carburant dans un véhicule fonctionnant au gaz naturel

mobilité. A terme, en revanche, le syndicat est bien conscient qu'il deviendra nécessaire de s'interroger sur l'intégration des bornes dans un système électrique global et connecté : tarifs incitatifs variables, synergie avec les moyens de production renouvelable, flexibilité de la consommation, etc.

Soutenu par le programme « Investissement d'Avenir » de l'ADEME et la région, **le SIÉML aura déployé près de 200 bornes d'ici fin 2017**, dont une dizaine de bornes à recharge rapide.

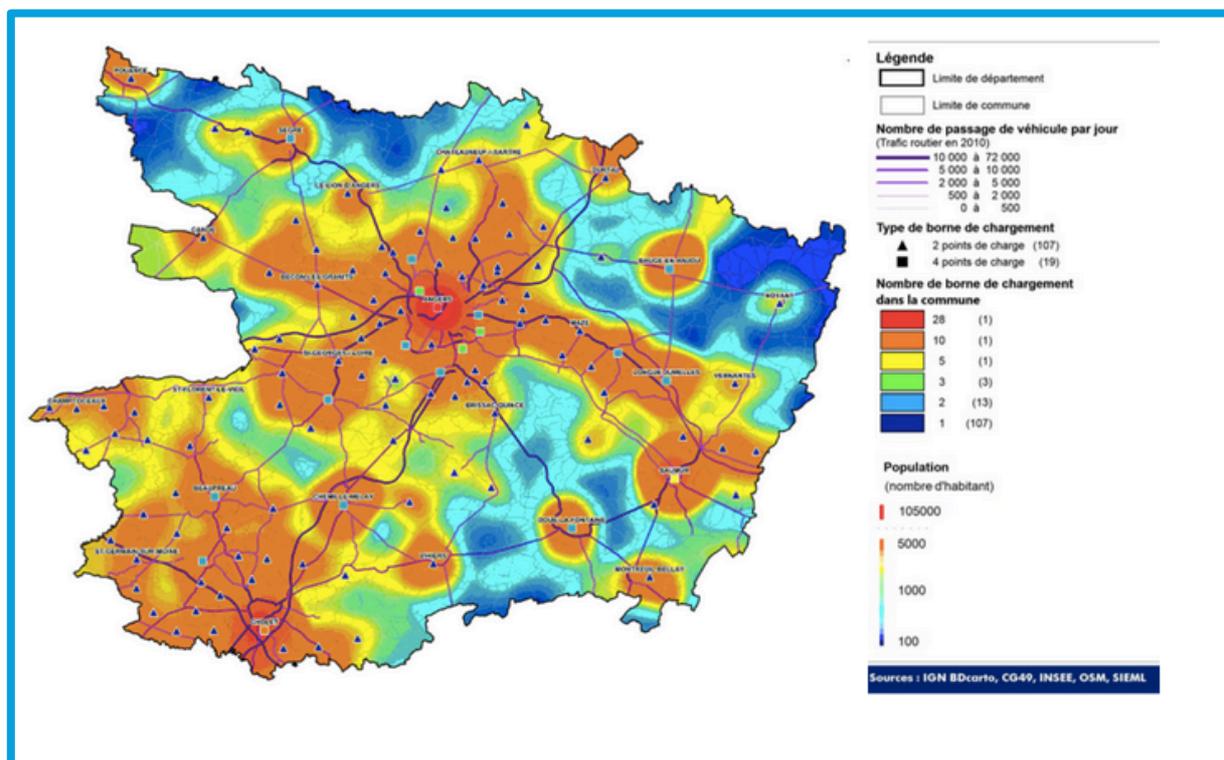


Figure 7: Cartographie du maillage des IRVE en fonction de la fréquentation de routes et de la densité de population du Maine-et-Loire

■ Un pas en avant vers la mobilité gaz et biométhane

Sans oublier les modes de déplacement doux, le **SIÉML encourage par ailleurs la mobilité gaz de manière concomitante aux IRVE**, en tant qu'alternative aux motorisations thermiques traditionnelles. Une démarche bien évidemment à corréliser avec le développement des unités de production de biométhane sur le territoire, pour **favoriser une utilisation en Bio-GNV localement**.

La première étape de la démarche a consisté à créer une petite station privée au GNV, mutualisée avec des entreprises locales, pour s'auto-former sur l'exploitation et le fonctionnement de ces nouvelles installations. **A terme, le syndicat souhaite implanter une station publique d'avitaillement en gaz naturel (GNV)**, destinée principalement aux flottes captives présentes aux alentours des agglomérations, à l'instar d'Angers. Avec l'injection croissante de biométhane issu de la méthanisation¹⁵ dans les réseaux (9 unités de méthanisation en fonctionnement, et 15 en projets en cours de développement ou dans les tuyaux selon le schéma initié par le conseil départemental en 2015), **le SIÉML voit la**

¹⁵ Sur le plus long terme, d'autres sources de production telles que la méthanation ou la gazéification pourront voir le jour.

mobilité gaz comme un débouché essentiel pour valoriser l'énergie produite localement, notamment en se concertant avec les concessionnaires, avec les syndicats d'énergie voisins et avec la région.



Figure 8 : Inauguration de la station Bio-GNV du SIÉML

Plus spécifiquement, le SIÉML est partie prenante du projet smartgrid de dorsale biogazière sur le territoire des Mauges, visant à intégrer le biométhane massivement aux réseaux publics de distribution de gaz (> 50% de la consommation). En utilisant en « circuit court » le gaz produit, le territoire des Mauges contribuera ainsi à terme à favoriser l'émergence de projets de méthanisation territoriaux, et à construire les réseaux de gaz du futur.

■ Une activité de conseil en planification énergétique en perspective

De manière plus transversale à la mobilité, le SIÉML développe un service de conseil en planification énergétique pour ses membres. De part son expertise sur les réseaux de distribution d'énergie, le syndicat souhaite **diffuser rapidement les bonnes pratiques et décharger les collectivités de certains aspects méthodologiques liés à la mise en place de leurs documents de planification énergétique** (6 PCAET¹⁶ devront être réalisés dans le département d'ici 2018). Le SIÉML veut ainsi développer un service neutre et multi-énergie, permettant de mettre en application les volontés politiques de ses membres, en adéquation avec les ressources et les consommations de chaque territoire.

¹⁶ Plan Climat Air Energie Territorial

4. Expérimenter et déployer la transition énergétique sur les réseaux de manière concertée (Brest Métropole)



Par une approche intégrée mêlant énergie et aménagement, Brest Métropole a mis en place une stratégie exemplaire en concertation avec les acteurs du territoire et les opérateurs énergétiques. Elle a ainsi pu expérimenter plusieurs facettes du modèle de distribution de demain, notamment par le biais de plusieurs chartes de partenariat. Cette approche a conduit à organiser et re-penser la relation entre les réseaux énergétiques et à favoriser un développement coordonné de ceux-ci.

Quelques mots sur Brest Métropole Océane

Créée en 1974, la Communauté urbaine de Brest, devenue métropole le 1er janvier 2015, regroupe huit communes fondatrices, soit environ 212 000 habitants. Elle est notamment compétente pour la distribution d'électricité, de gaz et de chaleur.

Autorité organisatrice de la distribution d'électricité, de gaz et de chaleur, Brest Métropole a su prendre les devants pour mettre en œuvre son Plan Climat Energie Territorial (PCET). Lauréate d'un appel à projets lancé par la Région Bretagne en 2012, la **boucle énergétique « Brest rive droite » a par exemple été et demeure un terrain d'expérimentation de la transition énergétique**, avec le

concours des gestionnaires de réseaux et des acteurs locaux présents sur le territoire. Le retour ici présenté traite essentiellement de la distribution d'électricité, en lien avec le fil conducteur de cette publication. Pour autant, il est utile de signaler que l'électricité n'est qu'un des nombreux aspects de la politique énergétique transversale menée.

Brest Métropole et Enedis ont un historique commun de longue date en matière de MDE, puisqu'une charte de partenariat les liait dès 1995. Cette relation privilégiée s'explique notamment par le caractère péninsulaire de la région Bretagne (en « bout de réseau »). Les actions relatées ci-après font en partie l'objet de la charte de partenariat 2016-2020 entre les deux structures. Globalement, Enedis est systématiquement associé¹⁷ aux études en lien avec les données ou la gestion des flux électriques, car le concessionnaire historique possède des compétences techniques structurantes pour aiguiller les réflexions.

■ Scénariser l'impact d'une opération d'aménagement sur les réseaux électriques

Depuis plusieurs années, la rive droite de la Penfeld est sujette à des projets de réhabilitation urbaine, notamment dans les quartiers de Recouvrance et des Capucins. Identifiés comme énergétiquement sensibles, **un remaniement « classique » de ces quartiers aurait mené à une augmentation significative des consommations électriques** (en particulier à la pointe).

Par exemple, dans le quartier des Capucins, les besoins croissants en électricité auraient dû conduire à renforcer le réseau pour un coût estimé à plus de 600 000 € TTC. Brest Métropole a alors choisi de **se tourner vers des solutions plus vertueuses en s'appuyant sur la maîtrise de l'énergie, les énergies renouvelables, et la coordination avec les autres**

¹⁷ Par le biais de Groupes de Travail ou de Comités de Pilotage selon le niveau d'implication

réseaux présents sur le territoire. En particulier, il s'agit d'amener les aménageurs à s'interroger sur la question énergétique, en complément des aspects sociologiques et urbanistiques déterminants pour ces opérations.

Le partenariat avec Enedis consiste à **simuler l'impact des opérations d'aménagement sur le réseau électrique¹⁸, selon 3 scénarios définis par la métropole**. Les facteurs pris en compte concernent typiquement l'évolution prévisionnelle des puissances appelées et des consommations, le possible raccordement au réseau de chaleur, les solutions de chauffage au gaz, ou encore les constructions/destructions de bâtiments. Cet échange gagnant/gagnant de « matière grise » a deux finalités : Enedis expérimente ses modèles futurs avec le retour et l'avis opérationnel de Brest Métropole ; en contrepartie, Brest Métropole bénéficie gratuitement du service.

■ Des données énergétiques précises et ciblées pour alimenter la politique énergétique locale

Un large aspect du partenariat entre Brest Métropole et Enedis traite de la mise à disposition des données énergétiques. En 2014, Brest Métropole avait déjà fait réaliser une étude à un bureau d'études pour modéliser les consommations énergétiques des bâtiments du territoire à la maille IRIS. L'objectif affiché aujourd'hui est de consolider cette modélisation par des données réelles issues des dispositifs de comptage. Enedis propose ainsi à la métropole de tester gratuitement un nouvel outil de cartographie en open data. En échange, Brest Métropole communique au concessionnaire d'éventuels ajustements ergonomiques ou techniques.

La métropole souhaite **affiner cette analyse en travaillant à la maille du carreau¹⁹ (200x200m), tout en anticipant une superposition avec les données de consommation de gaz naturel**. *In fine*, il s'agit pour Brest Métropole de **cibler les zones prioritaires pour réaliser des actions de communication fortes sur la rénovation énergétique, pour envisager la conversion du chauffage électrique, ou pour isoler les « passoires thermiques »** via la plateforme locale de rénovation énergétique (TINERGIE).

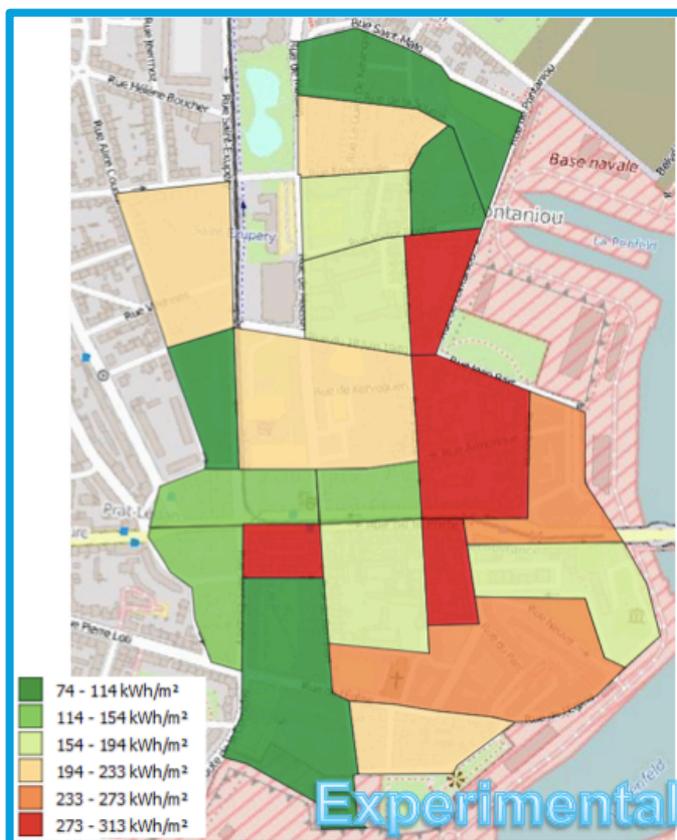


Figure 9: Exemple de mise à disposition cartographique des données de consommation

L'obtention de données réelles le jour suivant²⁰ (J+1), en particulier dans le cadre du projet Brest DATALAB, est mis à profit dans un autre projet de Brest métropole R&D visant à **tester**

¹⁸ Et en particulier sur la ligne électrique en haute tension qui dessert le quartier

¹⁹ Dans le respect toutefois du cadre réglementaire en vigueur : chaque carreau doit comporter plus de 10 Points De Livraison.

²⁰ Via les compteurs communicants Linky

des modèles d'optimisation production/consommation via un agrégateur local. C'est par exemple l'objet de plusieurs projets photovoltaïques (en injection et en autoconsommation) sur l'Atelier des Capucins. Par ailleurs, ces données servent aussi à **caractériser les consommations moyennes de logements « types » à l'échelle de ce quartier**, ce qui améliore la connaissance générale de la collectivité sur l'utilisation de l'énergie.

■ Identifier le potentiel local photovoltaïque et favoriser son insertion aux réseaux de distribution via un logiciel innovant

Pour mettre en valeur le potentiel solaire local, Brest Métropole a réalisé un cadastre qui lie potentiel d'ensoleillement et caractéristiques des toitures. Cela a en particulier permis de **dégager des zones à fort potentiel photovoltaïque, à partir du productible théorique.** Pour certains quartiers, ce productible atteint des valeurs élevées. Ce constat conduit Brest Métropole à interroger Enedis sur les **éventuelles contraintes qui seront générées sur le réseau de distribution** pour ces zones. **Un outil expérimental** (le logiciel ORME) **du gestionnaire de réseau, encore en développement à ce jour, devrait lier ce productible théorique avec les besoins estimés du réseau pour accueillir la future production.** Des zones vertes (poste de transformation peu chargé), oranges (vigilances éventuelles) ou rouges (poste déjà très chargé) seront ainsi cartographiées. Le logiciel en perspective sera accessible à Brest Métropole pour mieux conseiller et informer les porteurs de projets du territoire sur la composante « raccordement réseau » de leur projet (coûts, délais, etc.).

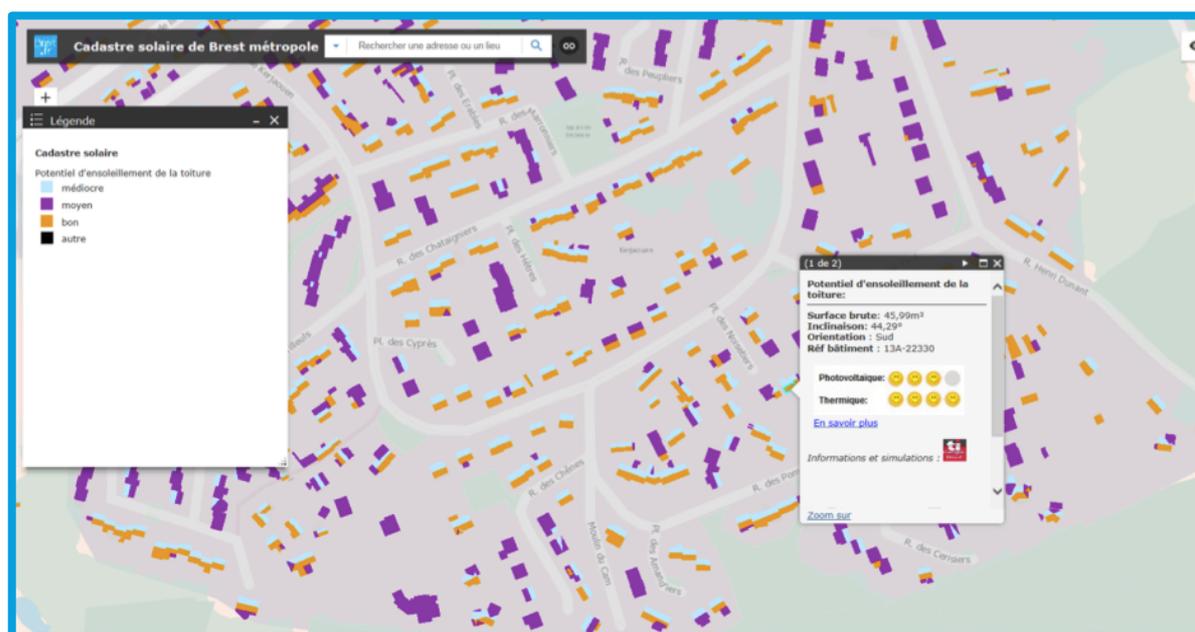


Figure 10 : Cadastre solaire mis en place par Brest Métropole

■ Un panel d'actions de transition énergétique étendu au gaz et à la chaleur

Brest Métropole est également proactive sur les autres énergies de réseau. Des partenariats en cours ou passés avec GRDF ont consisté à **repérer les passoires thermiques** par thermographie aérienne, à **coupler des solutions gaz avec des moyens de production de chaleur renouvelable** (solaire thermique typiquement), à **remplacer des chaudières au fioul polluantes** par du gaz, ou encore à **réaliser des actions de sensibilisation citoyenne.** Un partenariat en construction abordera la question des données énergétiques, de la mobilité gaz, et de la lutte contre la précarité énergétique sur le territoire.

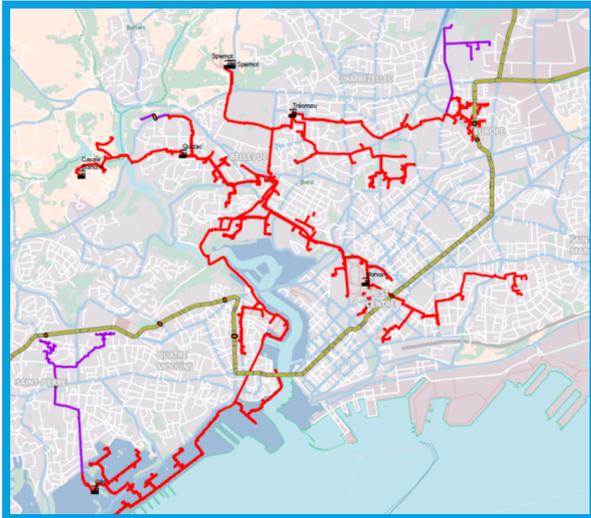


Figure 11 : Tracé du réseau de chaleur de Brest Métropole dans le cadre du schéma directeur 2012-2017

Les réseaux de chaleur de la métropole sont gérés dans le cadre d'une gouvernance innovante avec la création d'un îlot fermier²¹ dans la concession. Cela permet à Brest métropole d'assurer les extensions du réseau de chaleur et la transformation des chaufferies de délestage en appoint/secours, puis les confier en exploitation à Eco-chaleur de Brest (SAS créée dans ce cadre avec Dalkia à 51% et la SEM Sotraval - par ailleurs maître d'ouvrage des outils de production de chaleur UVED²² et bois). Ainsi la première phase de l'ambitieux schéma directeur 2012-2017 s'achève (ci-contre). Il a également permis à **un projet innovant de stockage thermique** de voir le jour : **« le miroir des énergies »**.

²¹ L'« îlot fermier » est un montage particulier permettant à Brest Métropole d'assurer la maîtrise d'ouvrage de certains travaux sur le réseau de chaleur

²² Unité de Valorisation Énergétique des Déchets

5. Maîtrise de la demande en énergie et renforcement des réseaux en zones rurales : des solutions complémentaires (SYDESL)



Le Syndicat Départemental d'Énergie de Saône-et-Loire (SYDESL) a parfois fait le choix de se tourner vers des alternatives aux renforcements du réseau électrique via la maîtrise de la demande en énergie (MDE). Ces solutions opérationnelles permettent d'améliorer la qualité de l'électricité distribuée aux usagers avec des bénéfices économiques, techniques et environnementaux.

Quelques mots sur le SYDESL

Le Syndicat Départemental d'Énergie de Saône-et-Loire est un syndicat mixte fermé créé en 1947. A ce jour, 567 communes de Saône-et-Loire sont adhérentes, représentant plus de 545 000 habitants. 516 d'entre elles sont en régime d'électrification rural, 29 en régime d'électrification urbain, et 27 appartiennent à la Communauté Urbaine Le Creusot-Montceau. Le SYDESL, autorité organisatrice de la distribution d'électricité et de gaz, assure notamment la gestion de près de 20 000 km de lignes électriques pour près de 10 500 postes de transformation.

Les réseaux électriques en basse tension (BT) doivent parfois faire l'objet de travaux de renforcement, typiquement en remplaçant des câbles électriques par une plus grande section ou en créant un nouveau transformateur. L'action de renforcer le réseau peut se mettre en place pour améliorer la qualité de l'électricité distribuée à certains usagers mal alimentés.

Ces renforcements (plusieurs dizaines à centaines de milliers d'euros selon les cas) peuvent parfois être substitués par **des solutions de maîtrise de la demande en énergie plus simples et moins coûteuses, tout en garantissant au**

final une qualité de l'électricité identique pour les usagers. D'ailleurs, ces actions sont bien identifiées comme vertueuses, puisque le FACÉ²³ possède depuis 1995 un sous-programme spécial dédié aux opérations de MDE lorsqu'elles permettent « d'éviter ou de différer durablement le renforcement du réseau public de distribution d'électricité dans de bonnes conditions économiques ».

Le SYDESL, qui possède la maîtrise d'ouvrage des travaux de renforcement dans les zones rurales où ces contraintes apparaissent le plus souvent, a donc mené des opérations de MDE en ce sens. Il prend à sa charge la différence financière entre l'aide du FACÉ et le coût total de l'opération. En règle générale, **les contraintes sont observées sur les départs longs avec peu d'usagers²⁴.**

■ Démarche mise en place par le syndicat et méthodologie suivie

Le SYDESL réalise des opérations de maîtrise de la demande en énergie en lieu et place de renforcements depuis 2005. Ce sont ainsi **45 opérations de ce type qui ont été menées sur les réseaux de distribution en basse tension à ce jour.** Le syndicat estime à une trentaine le nombre d'opérations potentielles.

²³ Fond d'Amortissement des Charges d'Électrification

²⁴ Typiquement, il s'agit de départs du réseau basse tension de plusieurs kilomètres de long. Dans ces cas, des chutes de tension peuvent apparaître sur les lignes et donc chez les usagers.

Plusieurs dispositifs permettent d'identifier les clients mal alimentés et les contraintes existantes sur les réseaux électriques. **Le SYDESL recense tous les deux ans la totalité des communes rurales du département et dispose donc d'une liste globale et exhaustive des contraintes qu'il convient de corriger.** Le syndicat s'appuie parallèlement sur les résultats des modèles statistiques développés par Enedis pour estimer les besoins de renforcement des réseaux. Ces données théoriques sont confortées (ou pas) par les mesures de terrain sous maîtrise d'ouvrage du SYDESL, voire lors des contrôles annuels de la concession auprès du concessionnaire Enedis. **Les travaux sont programmés chaque année en fonction de la nature de la contrainte, de l'état du réseau et de l'évolution de l'urbanisme.**

Lorsqu'on parle de MDE en substitution d'une opération de renforcement, il faut aussi bien intégrer les solutions directement en lien avec le réseau électrique (manipulations techniques sur le réseau) que les solutions « après compteur » (pilotage d'un système de chauffage pour réduire l'appel de puissance électrique à la pointe, mise en place d'ECS solaire, remplacement de chauffage électrique par de la biomasse, etc.). Des solutions simples et peu coûteuses (dites « micro ») peuvent ainsi suffire à différer ou reporter un renforcement du réseau tout en améliorant la qualité du service public de l'électricité au meilleur coût. **Le SYDESL a souvent recours à l'installation d'équilibreur de réseau²⁵**

en amont du compteur pour pallier les contraintes observées. En aval du compteur, **le syndicat fournit aux usagers concernés des équipements basse consommation** (ampoules fluo-compactes, électroménager A+++, etc.).

Des montants significatifs ont pu être économisés par les solutions de maîtrise de la demande (dite « MDE micro-réseau ») mises en place : **depuis 2005, une dépense d'un peu plus de 1 700 000€ a été évitée sur les réseaux électriques de Saône-et-Loire.**

Toutefois, **la MDE micro-réseau ne peut pas être utilisée dans toutes les situations, et il importe de garder en mémoire que les renforcements permettent également de renouveler les équipements et de moderniser les réseaux** pour garantir efficacité et sécurisation de manière pérenne.



Figure 12 : Exemple de boîtier sur poteau contenant un équilibreur de réseau, installé dans le cadre d'une opération MDE

■ Exemple de terrain issu d'une opération MDE micro-réseau menée par le SYDESL

En 2016, 4 usagers raccordés sur un départ basse tension de 1 km ont constaté des dysfonctionnements de certains de leurs appareils de chauffage (pompe à chaleur). Par des mesures effectives chez les clients, de fortes contraintes lors des appels de grosse puissance ont été constatées chez l'un des abonnés. Le syndicat a choisi de faire réaliser une étude pour voir si une solution MDE pouvait se substituer au renforcement classique. La solution retenue a consisté à installer un équilibreur réseau (10 000€) sur le poteau de l'abonné. Cette solution permettra de différer le renforcement prévu (65 000€). **In fine, l'opération MDE a permis une économie ponctuelle de 55 000€²⁶.**

²⁵ Un équilibreur de réseau est un dispositif électrique permettant de limiter les variations de tension chez les usagers, en re-distribuant notamment les courants électriques sur les 3 phases du réseau basse tension.

²⁶ La quantification des économies réalisées dépend à la fois des situations considérées mais également de la pérennité du renforcement différé.

CONCLUSION

En liant productions et consommations, les réseaux d'énergies assurent la clé de voûte de notre système énergétique. Leur évolution est en cela indispensable pour engager une véritable transition énergétique territoriale.

En tant que garantes de la bonne exécution du service public de la distribution d'énergie, les collectivités locales assurent un rôle phare dans l'évolution des réseaux. Elles sont notamment les interlocutrices privilégiées des gestionnaires de réseaux lorsque ce service leur a été concédé.

Les 5 exemples territoriaux présentés dans ce document traduisent la transversalité des actions touchant à la distribution d'énergie (électricité en particulier pour cette publication) : urbanisme, accès aux données, interventions techniques sur les réseaux, mobilité, énergies renouvelables, etc. Ils contribuent ainsi à la fois à la transition énergétique de manière générale, mais permettent également de réduire et d'optimiser certaines dépenses publiques relatives aux réseaux d'énergie.

Si ces exemples sont loin d'être exhaustifs en la matière, de nombreuses initiatives locales restent néanmoins à concrétiser sur les territoires. Et ces initiatives peuvent elles-mêmes s'inscrire sur différents niveaux : de l'expérimentation à l'utilisation d'outils existants, de la planification amont jusqu'aux réalisations de terrain.

Les illustrations de ce document pourront ainsi nourrir les idées à mettre en œuvre localement, et favoriser l'émergence de nouveaux modèles, pour des réseaux d'énergies ancrés dans la transition énergétique.

Pour aller plus loin...

- **Groupe d'échanges « Distribution d'énergies et transition énergétique »**
AMORCE/ADEME
- **Transition énergétique et distribution publique d'électricité : proposition d'un modèle de convention locale**, *AMORCE, 2017*
- **Approvisionnement et distribution énergétiques : feuille de route pour 2020**,
AMORCE, 2013
- **Systemes électriques intelligents – Premiers résultats des démonstrateurs**, *ADEME, octobre 2016*
- **Valorisation économique des SmartGrids, Contribution des gestionnaires de réseau public de distribution**, *ENEDIS, ADEeF, 2017*
- **Guide de création d'un réseau de chaleur : éléments clés pour le maître d'ouvrage**,
AMORCE/ADEME, 2017
- **Le stockage thermique dans les réseaux de chaleur**, *AMORCE/ADEME, juin 2016*
- **Le Financement des Aides aux Collectivités pour l'Électrification rurale (FACÉ)**, en particulier ses sous-programmes « maîtrise de la demande en électricité », « sites isolés » et « installations de proximité en zone non interconnectée ».
- **Rapport du comité d'études relatif aux données dont disposent les gestionnaires de réseaux et d'infrastructures d'énergie**, *Commission de Régulation de l'Énergie, mai 2017*
- **Analyse coûts bénéfiques des véhicules électriques – les voitures**, *Commissariat général au développement durable, juillet 2017*
- **Guide pour la réalisation des opérations de MDE « micro » en réseaux ruraux**,
ADEME/EDF
- **Catalogue des outils et techniques de MDE en réseaux ruraux**, *ADEME/ERDF*



AMORCE

18, rue Gabriel Péri – CS 20102 – 69623 Villeurbanne Cedex

Tel : 04.72.74.09.77 – **Fax** : 04.72.74.03.32 – **Mail** : amorce@amorce.asso.fr

www.amorce.asso.fr -  **@AMORCE**