NICE SMART VALLEY

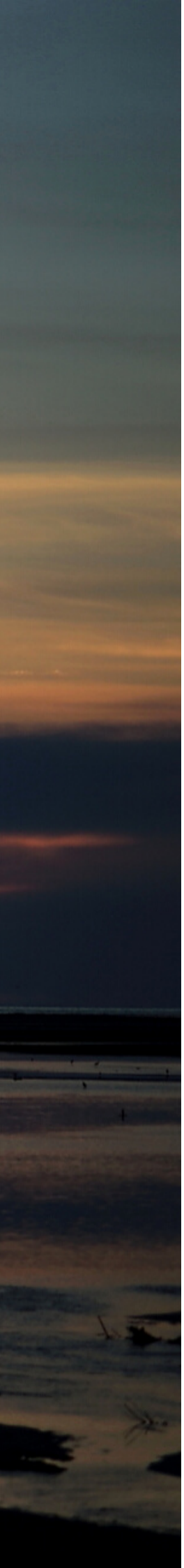
SYNTHÈSE DE PROJET

JANVIER 2017
DÉCEMBRE 2019

Ce projet a reçu un financement du programme de recherche et d'innovation Horizon H2020 de l'Union Européenne dans le cadre de l'accord de subvention n° 731289

NICE SMART VALLEY

Flexibilité, stockage, résilience : de nouveaux leviers au service de la performance du système électrique décentralisé de demain.



1. NICE SMART VALLEY : UN PROJET EUROPÉEN AU SERVICE DES ENJEUX ÉNERGÉTIQUES LOCAUX

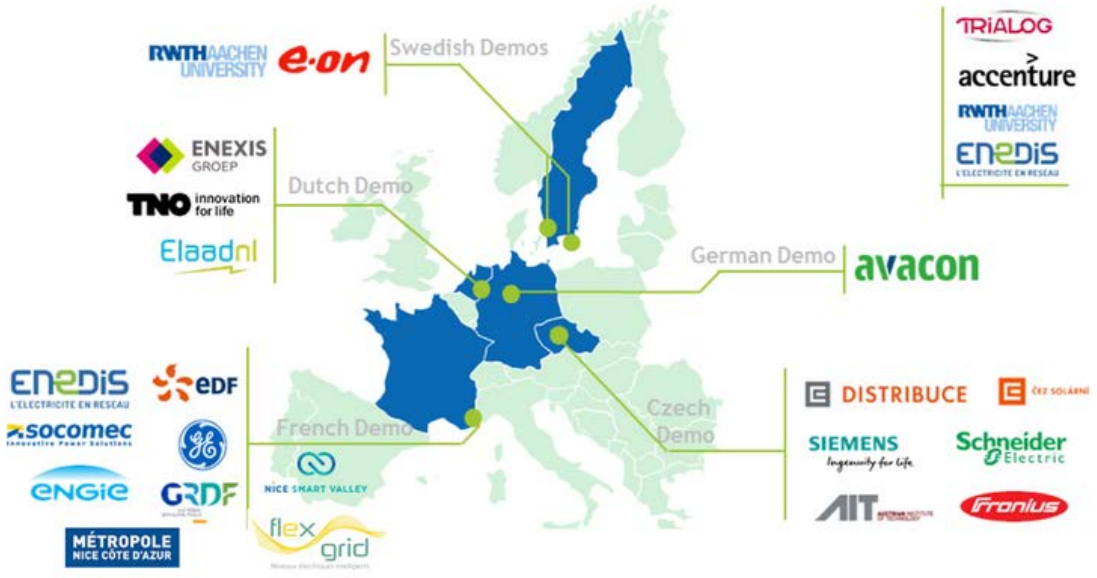
L'Union Européenne et ses états membres se sont fixés pour objectif d'atteindre la neutralité carbone en 2050. L'ensemble des scenarii visant à traduire cet objectif dans les politiques énergétiques s'accordent tous sur deux grandes tendances :

- Electrification des usages comme le chauffage et la mobilité couplée à une meilleure efficacité énergétique.

- Développement de moyens de productions renouvelables qui ont les caractéristiques d'être décentralisées et intermittentes.

Ces grandes tendances conduisent au besoin de gérer l'énergie à un périmètre plus local, et on remarque une réappropriation du sujet par les consommateurs finaux, pouvant également devenir producteurs : c'est l'émergence du « prosumer ». En conséquence, les réseaux publics de distribution, qui couvrent le territoire et relient l'ensemble de ses utilisateurs entre eux, ont un rôle majeur à jouer. Leurs gestionnaires ont notamment le défi d'assurer une transition tout en maintenant un haut niveau de performance technique et économique. Il convient dès lors d'inventer de nouvelles manières de concevoir et de gérer les réseaux et afin de faciliter ainsi l'émergence de nouveaux services. La digitalisation à l'œuvre sur le réseau comme dans les installations des foyers et des entreprises, ainsi que le développement de nouveaux usages comme le stockage et la mobilité électrique ouvrent des opportunités pour relever ces défis.

Le projet InterFlex, co-financé par le programme H2020 de la Commission Européenne, a été créé pour contribuer à ces transformations en testant, du 1er janvier 2017 au 31 décembre 2019, de nouvelles offres visant à rendre actifs les clients et l'utilisation des flexibilités par les opérateurs de réseaux de distribution d'électricité. Enedis et 4 autres distributeurs en Europe se sont ainsi associés avec 15 autres acteurs du monde de l'énergie pour démontrer la faisabilité technique d'un large panel de solutions, techniques ou organisationnelles, et d'identifier les conditions de leur viabilité économique au travers de 6 démonstrateurs dans 5 pays [1].



En France, le démonstrateur de ce projet Interflex s'appelle Nice Smart Valley. Il associe :

- **Enedis**, gestionnaire du réseau de distribution public d'électricité sur 95%,du territoire métropolitain
- **GRDF**, principal gestionnaire du réseau de distribution public de gaz en France
- **ENGIE** et **EDF**, les deux principaux fournisseurs d'électricité en France
- **Socomec** et **GE**, fournisseurs de solutions hardware et software
- La **Métropole Nice Côte d'Azur** et la **ville de Cannes**, dont les territoires ont accueilli les zones d'expérimentation

[1] Pour en savoir plus sur les démonstrateurs Allemand, Suédois, Néerlandais et Tchècque d'InterFlex : https://interflex-h2020.com/wp-content/uploads/2019/11/Interflex-Summary-report-2017-2019.pdf

Dans la continuité des précédents projets de smart grids de la région Sud Provence-Alpes-Côte d'Azur comme *Nice Grid*, ce consortium solide a construit un démonstrateur grandeur nature qui a permis de confronter le concept théorique de flexibilité locale avec la réalité des enjeux locaux et ainsi permettre à l'industrie française de se préparer aux ruptures à venir.

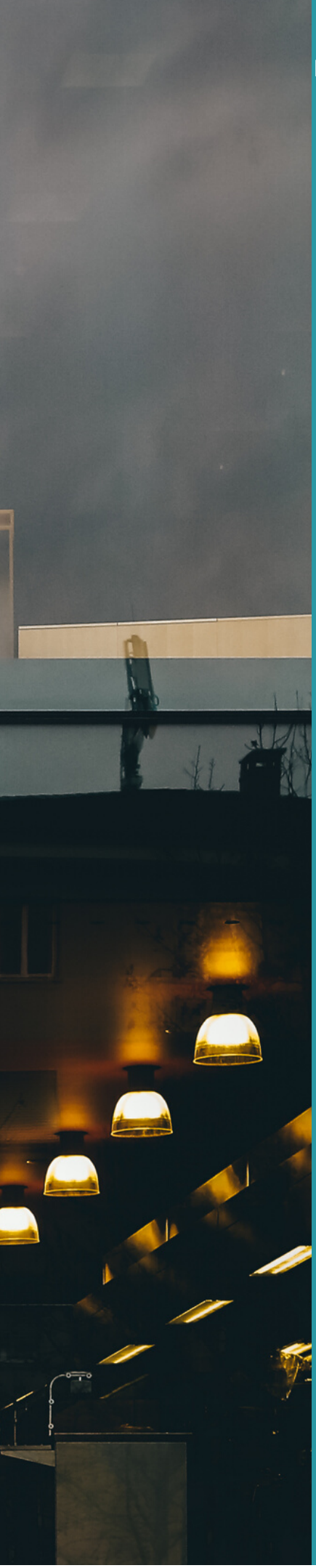
Concrètement, le projet se décline en deux grand champs d'expérimentation :

- **Flexibilités locales** : concevoir et tester un marché local de la flexibilité au service de la gestion du réseau de distribution sur le territoire de la métropole Nice Côté d'Azur et sa périphérie, dans la perspective d'une forte pénétration de production photovoltaïque et de véhicules électriques. La **Métropole Nice Côte d'Azur**, **Enedis**, **GRDF**, **EDF**, **ENGIE** et **General Electric** ont contribué à cette expérimentation.

- **Résilience du réseau** : tester un système de réalimentation du réseau électrique des Îles de Lérins en utilisant des stockages par batteries en cas de panne du réseau principal. La **Ville de Cannes**, **Enedis**, **ENGIE** et **SOCOMEC** ont contribué à cette expérimentation.

Sur ces deux zones géographiques, le projet s'est attaché à identifier les leviers qui pourraient permettre l'industrialisation des solutions testées, en recherchant l'amélioration des modèles d'affaires générés et l'intérêt des consommateurs d'électricité. Cela se traduit notamment par l'utilisation de ces solutions au bénéfice à la fois du système électrique et des clients.

Ce document dresse de manière synthétique l'histoire, les réalisations et les enseignements de ces expérimentations.

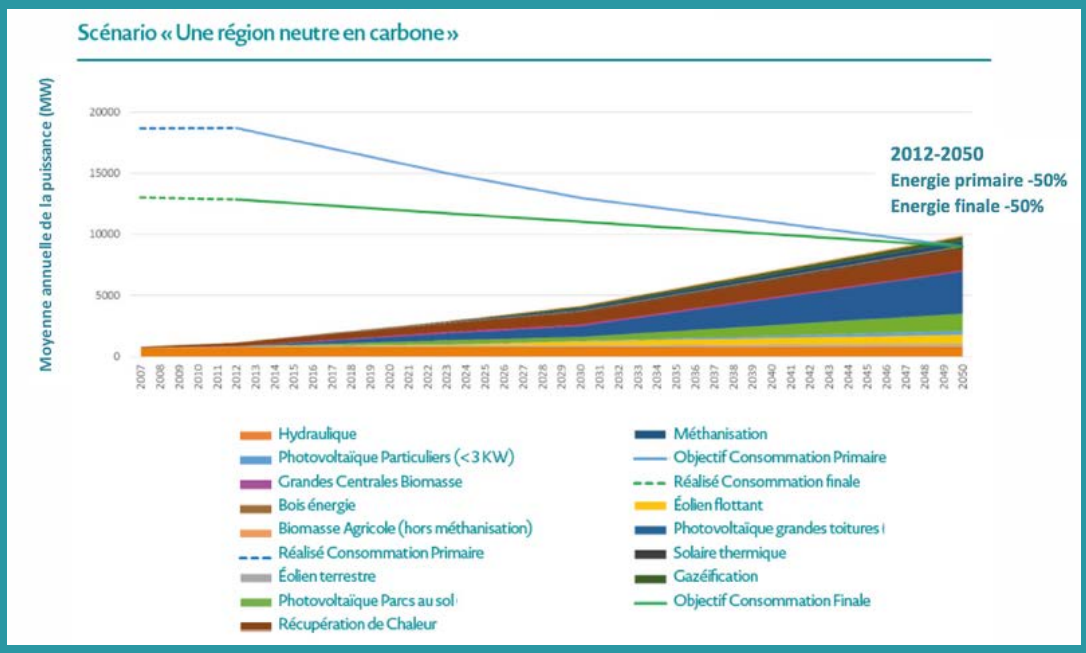


2. LA FLÉXIBILITÉ LOCALE

La part d'énergie renouvelable dans le mix énergétique de la région Sud Provence Alpes Côte d'Azur est aujourd'hui évalué à 10%, pour un objectif national et Européen de 32%.
La région dispose d'une capacité cumulée de production d'électricité d'origine renouvelable de moins de 5000 MW, dont 66% est d'origine hydraulique. Le photovoltaïque représente 27% de cette capacité, et permet à titre de comparaison de couvrir en moyenne entre 3 et 5% de la consommation d'électricité de la région, avec un record historique de 26,1% atteint ponctuellement le 12/05/2019 [2]

Au regard de ce constat et de l'abondance de la ressource solaire, la région prévoit une trajectoire de développement important de la production photovoltaïque sur son territoire.

En conformité avec les tendances observées à l'échelle Européenne, la région prévoit également le développement massif de la mobilité électrique.



Scénario du SRADDET de la région PACA

[2] Source : Données RTE (éCO2mix).

Ces nouvelles sources de production, tout comme les infrastructures de recharge de véhicules électriques, sont quasiment exclusivement raccordées au réseau de distribution d'électricité, composé des lignes moyenne tension (20 000V) et basse tension (400V). La variabilité de la production solaire, et les appels de puissance ponctuels nécessaire à la recharge des véhicules électriques vont entraîner des flux bidirectionnels et des pics de puissance fréquents et intermittents. Or, historiquement le réseau de distribution d'électricité a en effet été conçu pour acheminer l'énergie produite de manière centralisée via le réseau de transport vers les consommateurs. Il est dimensionné pour faire face aux pics de consommation en période de grand froid par exemple, y compris en cas perte d'une portion de ligne grâce aux multiples interconnexions du réseau. Un pic de puissance trop élevé peut provoquer une surchauffe des ouvrages, ou un niveau de tension au-delà des normes de qualité, pouvant entraîner des dysfonctionnements, défaillances voire destructions de matériel sur le réseau ou sur les installations des clients : c'est ce qui est communément appelé une « contrainte réseau ».

Aujourd'hui il convient donc d'étudier si ce dimensionnement historique est suffisamment robuste pour accueillir les infrastructures de recharge de véhicules électrique d'une part, et la production décentralisée d'autre part. Aux endroits ou cela ne serait pas le cas, le gestionnaire de réseau de distribution peut soit investir pour augmenter les pics de puissance admissibles par le réseau, ou s'appuyer tant que cela est possible sur des flexibilités. L'arbitrage entre ces deux solutions serait guidé par un équilibre entre des critères de qualité de l'alimentation et de coûts.
Nice Smart Valley s'est donc fixé deux objectifs :

- Simuler les scénarii de développements des énergies renouvelables et de la mobilité électrique en vigueur pour voir si le réseau de distribution actuel peut y faire face sur la zone d'expérimentation?

- Concevoir, implémenter et tester un mécanisme local de flexibilité

Que signifie le concept de flexibilité pour le réseau de distribution ?
Concrètement, il s'agit de modifier les appels de puissances en production ou consommation, à la hausse ou à la baisse en évitant, diminuant ou décalant dans le temps certains usages des clients. Il peut aussi s'agir de réduire ou augmenter momentanément les injections d'une production sur le réseau.

Il est dès lors nécessaire d'organiser la consommation et la production à une échelle locale, de façon à limiter les pics de puissance en consommation et/ou en production pour éviter des contraintes réseau. Ceci peut permettre de limiter ou de reporter le besoin en nouveaux investissements sur le réseau (raccorder plus de production/consommation sans avoir besoin de renouveler des câbles ou des transformateurs), mais aussi de mettre plus de souplesse dans la gestion du réseau afin de limiter les effets des coupures de courant programmées (pour l'entretien du réseau) ou qui font suite à un incident.

La flexibilité n'est pas un concept nouveau, puisqu'elle est déjà utilisée couramment par les gestionnaires de réseau de transport, RTE en France, pour équilibrer à chaque instant la production et la consommation à l'échelle nationale et européenne. La localisation du point de raccordement de la source de flexibilité n'a dans ce cas pas d'importance, et elle peut être indifféremment raccordée au réseau de transport ou au réseau de distribution. Aujourd'hui, 40 000 sites raccordés au réseau de distribution participent ainsi déjà à des mécanismes de flexibilité. En revanche, dans le cas des réseaux de distribution, la source de flexibilité doit nécessairement être située à proximité de l'ouvrage de réseau susceptible de rencontrer des contraintes, ce qui restreint la localisation et donc le choix des clients pouvant y participer.

Par ailleurs, l'offre de service de flexibilité est une activité de marché concurrentielle que ne peuvent pas exercer les distributeurs dont l'activité est régulée. Cette séparation est d'ailleurs réaffirmée dans le Clean Energy Package, directives adoptées en 2019 par l'Union Européenne.

Dans ce contexte, le consortium de Nice Smart Valley a souhaité se projeter dans un scénario dans lequel Enedis opèrerait des mécanismes de flexibilités locales afin d'obtenir la flexibilité dont il a besoin. Des opérateurs de flexibilités (appelés aussi agrégateurs) comme EDF et ENGIE proposeraient chacun sur ce mécanisme des flexibilités agrégées issues de leurs portefeuilles de clients respectifs. Ce mécanisme est comparable à celui mis en place par RTE pour gérer l'équilibre national. Les acteurs de Nice Smart Valley ont également souhaité tester un panel de technologies le plus large possible permettant de créer des flexibilités, comme par exemple des usages hybrides pouvant fonctionner à la fois grâce au gaz et à l'électricité.

La conception et la mise en place d'un mécanisme de flexibilité :

Enedis, GRDF, EDF, ENGIE et **GE** ont créé chaque brique permettant de tester un mécanisme de flexibilité :

La sélection des zones géographiques et la définition des produits de flexibilité à échanger : le réseau de distribution d'électricité français ne présente aujourd'hui que très peu de contraintes. Le projet a sélectionné des zones géographiques de typologies variées, susceptibles de rencontrer des contraintes dans de rares situations dégradées. Ceci a permis à **Enedis** d'élaborer des méthodes d'évaluation des caractéristiques des produits de flexibilité utiles pour résoudre des contraintes probables : variation de puissance nécessaire, durée d'activation, période et probabilité d'occurrence.

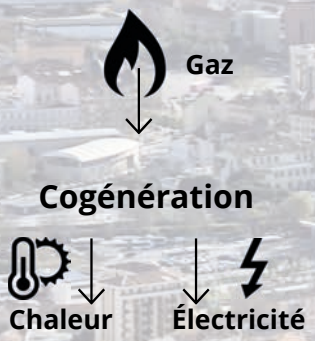
De leur côté, **EDF** et **ENGIE** ont évalué les produits de flexibilité qu'il était réaliste de pouvoir offrir en prenant notamment en compte les contraintes habituelles des clients particuliers et entreprises, leur appétence pour ce genre de services, et la possibilité de cumuler les valeurs de flexibilité à l'échelle locale et à l'échelle nationale auprès de **RTE** et sur les marchés de l'énergie.

Le recrutement d'un portefeuille de client : EDF a expérimenté la flexibilité dite « comportementale » aussi bien auprès de clients particuliers qu'auprès d'entreprises. Ce type de flexibilité demande une action volontaire du client, sur notification par SMS et message électronique. Il a l'avantage de ne nécessiter aucune installation supplémentaire chez le client, réduisant par là-même son coût et tout aspect intrusif. **EDF** a complété son portefeuille par deux types de flexibilité pilotée à distance. Une mini-cogénération a d'une part été installée par **GRDF** sur le site de l'entreprise **Schneider Electric** à Carros, capable de moduler sa production électrique en fonction des contraintes du réseau électrique. D'autre part, deux bornes de recharge de véhicules électriques ont été installées sur le siège de **Nice Matin**. Ces bornes de recharge bidirectionnelles ont permis d'alimenter l'installation du client grâce à l'énergie stockée dans les batteries de véhicules électriques compatibles et ainsi de diminuer la puissance soutirée sur le réseau : c'est le principe du Vehicle To Building.

De son côté, **ENGIE** a souhaité expérimenter la flexibilité dite pilotée aussi bien chez les clients particuliers que chez les entreprises. Ce type de flexibilité garantit l'activation de la flexibilité disponible en cas de besoin sans impact sur le confort ou l'activité des clients et sans besoin de les solliciter. Cela nécessite la mise en place d'un boitier de contrôle à distance. Les usages pilotés sont ceux pouvant être interrompus ponctuellement pendant de courtes durées sans impact notable pour le consommateur, comme le chauffage ou la climatisation. Certains clients d'ENGIE disposaient d'usage hybride gaz/électricité mis en œuvre par **GRDF** dans le cadre du projet dont des pompes à chaleur hybrides chez des clients résidentiels et un rooftop hybride installé sur le gymnase de la commune de Carros. Ces usages fonctionnent en base à partir de l'énergie électrique et peuvent en cas de contraintes sur le réseau basculer sur l'énergie gaz sans aucun impact pour le confort quelle que soit la durée de la modulation de consommation électrique. L'été le rooftop hybride fonctionnait uniquement en électricité pour assurer sa fonction de rafraichissement et était aussi en mesure de fournir de la flexibilité sur de courtes durées du fait de l'inertie thermique du bâtiment. Au total, ce sont ainsi plus de 200 clients particuliers et entreprises qui ont pu participer à l'expérimentation, pour une capacité cumulée de 1,7 MW de flexibilité.

Mini/micro cogénérateur à moteur

1 bâtiment tertiaire
P=70kW
dont 40% de flexibilité



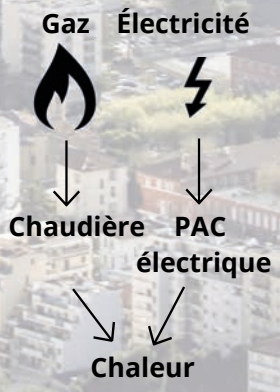
Le système de cogénération produit plus ou moins d'électricité décentralisée sur demande, la chaleur étant stockée dans un ballon.

Chaudière hybride

10 maisons individuelles
P entre 1,5 et 5kWe/maison

Rooftop Hybride

1 gymnase
80 kWe de flexibilité



Le pilotage de l'installation permet de basculer de la PAC électrique vers la chaudière gaz, et inversement, constituant ainsi un effacement de consommation électrique sans impact sur le confort des utilisateurs.

Les solutions "smart gas" déployées par GRDF

L'anticipation du déploiement des compteurs Linky : les compteurs communicants sont un élément indispensable au contrôle des activations de flexibilité afin d'attester du service rendu : c'est le contrôle du réalisé. Avec des méthodes statistiques conçues par **Enedis**, le distributeur évalue ce qu'aurait été la consommation ou la production sans activation de flexibilité. En comparant cette évaluation à la courbe de charge réelle obtenue grâce aux compteurs communicants (Linky et compteurs PME/PMI suivant le type de clients et après avoir obtenu leur consentement), il est en mesure d'évaluer si le service rendu a bien été réalisé. Pour permettre le bon déroulement du projet Enedis a donc anticipé le déploiement du compteur Linky dans certaines zones.

La prévision des contraintes : **Enedis** dispose déjà d'un outil de prévision des contraintes, croisant données météorologiques, historiques de consommation et de production, et configuration prévue du réseau. Le projet a souhaité tester un outil alternatif, développé par **GE**, afin de comparer ses performances avec celui d'Enedis

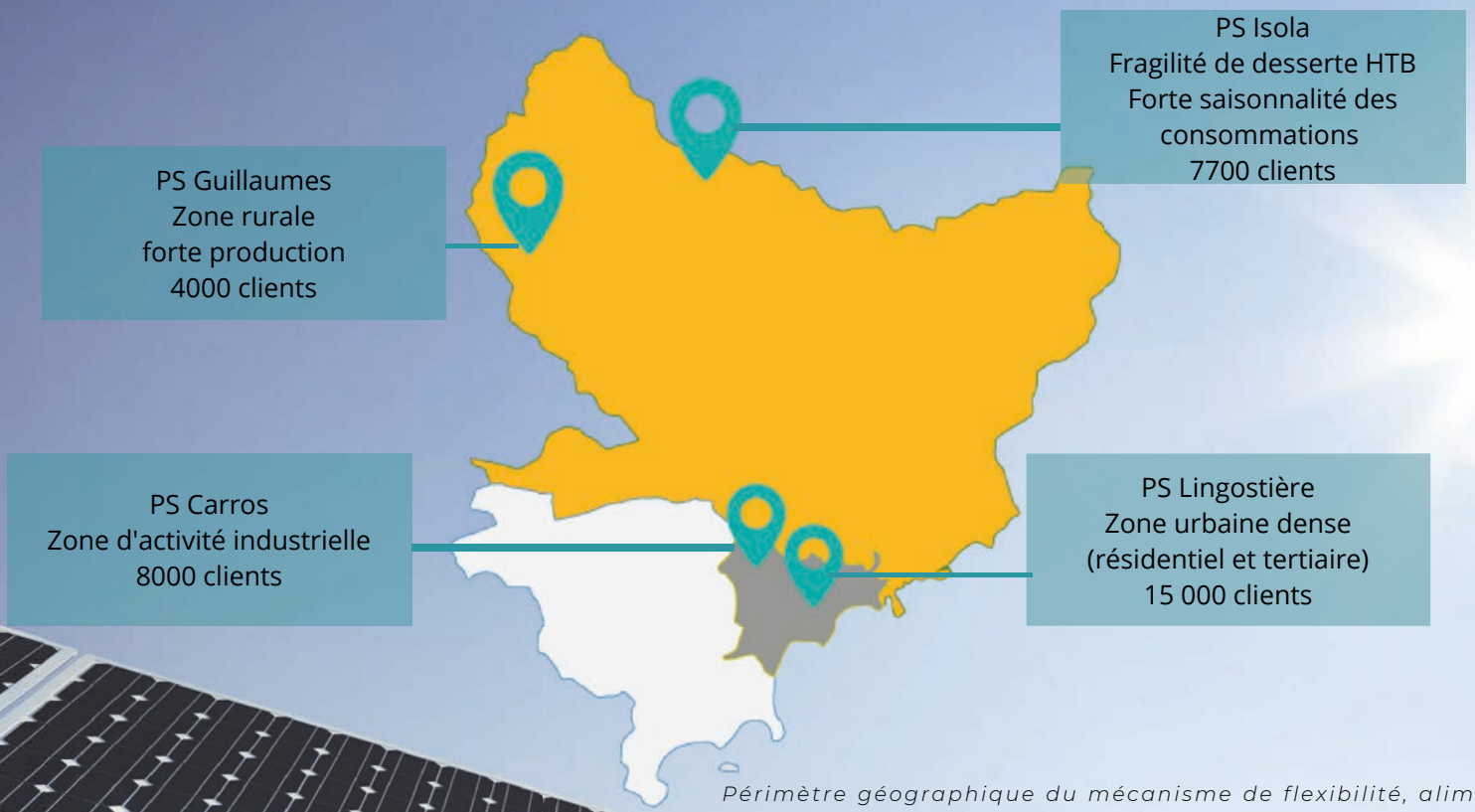
La définition des processus : en fonction des contraintes opérationnelles d'**Enedis** (le calcul des prévisions de contrainte au sein de l'agence de conduite régionale située à Toulon) et des agrégateurs processus et rythmes de leur activité sur les marchés nationaux existants, et pour **EDF** notification des clients), les rites et rythmes du mécanisme ont été définis.

Le développement d'outils informatiques : Enedis, en concertation avec les agrégateurs, a conçu une plateforme permettant la rencontre de l'offre et de la demande du mécanisme. Elle permet au distributeur d'émettre des sollicitations de flexibilité au plus tard la veille de l'apparition de la contrainte sur des périmètres géographiques donnés, aux agrégateurs de proposer des offres en retour et enfin au distributeur de choisir de demander leur activation ou non, le tout en anonymisant les données échangées conformément au règlement européen sur la protection de la donnée. Cette plateforme a également pour fonction de tenir le registre des clients actifs dans le mécanisme, c'est-à-dire avec un consentement à l'utilisation de ses données de comptage actif.

Par ailleurs, afin de créer le maximum de valeur pour les clients et rendre ce type d'offres plus attractive, **ENGIE** a développé un outil permettant d'optimiser son portefeuille de flexibilité et d'arbitrer si nécessaire entre une valorisation sur un marché de flexibilité local ou sur un marché national.

L'expérimentation des flexibilités et ses enseignements :

Une fois toutes ces étapes franchies, le projet a pu réaliser dès septembre 2018 ses premières activations réelles de flexibilité, sur la base de contraintes réseau simulées. Plus de 100 tests ont été réalisés entre septembre 2018 et novembre 2019, permettant d'analyser l'appétence des clients, de valider les méthodes imaginées et d'améliorer les outils développés.



Périmètre géographique du mécanisme de flexibilité, alimenté par 4 postes sources d'Enedis

- Le recrutement, par les agrégateurs, de consommateurs pour contribuer à la flexibilité a été un sujet complexe durant le projet. Plusieurs raisons peuvent l'expliquer :

La valeur de la flexibilité locale est actuellement faible sur la zone du démonstrateur et ne constitue pas un axe d'intérêt suffisant pour les clients :

- Il y a très peu de contraintes sur les réseaux de distribution aujourd'hui, ce qui induit de facto à une valeur faible de la flexibilité.

- La flexibilité que peut proposer un client est très dépendante de la puissance de raccordement. Par conséquent, les revenus de flexibilité sont structurellement faibles pour les clients raccordés au réseau de distribution

La flexibilité est un sujet difficile à comprendre et sa valeur n'est pas clairement perçue par le grand public :

- Les agrégateurs ont par conséquent associé le service de flexibilité avec d'autres services liés par exemple à l'efficacité énergétique, à la pédagogie autour de l'énergie ou bien à la réduction de gaz à effet de serre.

- Des clients « entreprises » ont été intéressés à l'idée d'intégrer la flexibilité à leur politique de responsabilité sociétale des entreprises (RSE), mais la valeur financière reste le premier levier pour ce segment

- Un travail de simplification des procédures administratives qui permettrait à des clients particuliers ou PME de participer à un mécanisme de flexibilité semble nécessaire. Les consentements à l'utilisation des données de comptage utilisés lors de l'expérimentation sont par exemple conformes au RGPD[1], qui impose un « consentement libre et éclairé » des clients. Or il apparaît que le souci d'exhaustivité des informations fournies aboutit à des documents très volumineux, peu compréhensibles et dans certains cas décourageants en particulier pour les clients résidentiels.

Plus de 100 activations depuis septembre 2018	200 clients expérimentateurs pour 1,7MW de flex
10 clients particuliers équipés de chaudières hybrides	180 clients particuliers et entreprises flexibles
1 batterie (Carros) et 2 V2B	1 rooftop hybride et 1 cogénération

Quelques chiffres sur l'expérimentation de flexibilité de Nice Smart Valley

Le bilan général de l'expérimentation prouve qu'il n'y a pas de barrières techniques ou contractuelles insurmontables pour mettre en place un mécanisme de flexibilité locale avec l'approche choisie dans le projet (marché local concurrentiel).

[1] Règlement Général pour la protection des Données, directive Européenne.

Cependant, les conditions ne sont pas aujourd'hui réunies pour que les agrégateurs puissent construire un modèle d'affaires qui justifierait un recrutement massif de clients particuliers et PME sur des zones spécifiques, condition de création d'un marché. Ceci s'explique notamment par la robustesse du réseau de distribution qui réduit la demande potentielle actuelle à des zones très localisées et sur une occurrence faible.
Cependant, s'il n'y a aujourd'hui pas suffisamment de justification économique pour que les agrégateurs modifient leur processus et leur business model orienté sur un recrutement de portefeuilles de clients sans contrainte de localisation et répondant aux critères des marchés nationaux, Enedis évalue à présent systématiquement l'utilisation potentielle de flexibilité dans ses choix d'investissements lourds.
Ceci est un premier signal pour permettre à la valeur de la flexibilité locale d'augmenter. Afin de permettre aux acteurs de se préparer pour être prêt le jour où la demande augmentera, une subvention temporaire de la flexibilité locale pourrait être nécessaire.

Le projet a également contribué à préciser cet horizon, en effectuant des simulations prospectives sur le réseau moyenne tension à l'horizon 2035 sur les zones d'expérimentation. Ces simulations intègrent les scénarios d'augmentation de la production photovoltaïque, du développement de la mobilité électrique et de l'efficacité énergétique. Il apparaît qu'à cet horizon, et sur les zones de l'expérimentation, seules quelques contraintes apparaissent sur le réseau moyenne tension (le réseau basse tension ainsi que les postes de transformations de distribution publique n'ont pas été étudiés), dans des schémas dégradés de réseau, et uniquement du fait de la production photovoltaïque. De manière générale, il apparaît que les contraintes les plus importantes seront générées par le développement de la production décentralisée et non par la mobilité électrique.
Ceci s'explique par le fait que des dispositifs statiques de pilotage des recharges des véhicules électriques, plus simples que la mise en œuvre de marchés de flexibilité et comparables à la gestion actuelle des ballons d'eau chaude, pourraient suffire pour que le réseau moyenne tension soit en capacité d'intégrer dès aujourd'hui un grand nombre de bornes de recharge.

Grâce à la contribution de projets tels que Nice Smart Valley, Enedis a publié en novembre 2019 une cartographie présentant 6 zones d'opportunités où il souhaite pour la première fois expérimenter des appels d'offre réels et ainsi franchir une étape de plus dans l'industrialisation des flexibilités locales. Le poste source d'Isola qui était intégré à Nice Smart Valley fait partie de ces 6 zones : c'est le projet Flex Mountain. Le distributeur a également publié à cette occasion sa feuille de route flexibilité, précisant le potentiel à l'échelle nationale pour les années à venir.

3. LE STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ PAR BATTERIES

Le stockage d'électricité est intéressant pour gérer la variabilité des nouvelles sources de production en permettant d'ajuster l'équilibre du système électrique. C'est une source de flexibilité techniquement intéressante car rapidement mobilisable et n'impactant pas les consommations des clients ou leur production. Nice Smart Valley avait pour objectif, pour la technologie particulière du stockage par batterie et de la même manière que pour les flexibilités, d'étudier dans quelle mesure cet outil pouvait rendre différents services à l'échelle locale afin de donner une justification économique à leur installation dans des zones géographiques particulières.

Outre la participation à des mécanismes ou marchés nationaux déjà existants, le projet a ainsi déployé trois systèmes de stockage par batterie pour tester 3 services locaux supplémentaires :

Utilisation d'une batterie partagée entre plusieurs clients impliqués dans une autoconsommation collective pour améliorer le bénéfice tiré de l'opération
Utilisation d'une batterie pour résoudre des contraintes sur le réseau de distribution
Utilisation de batteries pour réalimenter une portion de réseau suite à incident, en alternative à la pose de groupe électrogène (voir chapitre sur l'îlotage par batteries).

Trois systèmes de stockages conçus par **Socomec** ont ainsi été déployés par **ENGIE** et **Enedis** :

- Un système de stockage de 33kW et 106kWh sur la commune de Carros
- Un système de stockage de 250kW et 620kWh sur l'île de Sainte Marguerite
- Un système de stockage de 33kW et 262kWh sur l'île de Sainte Marguerite

Avec ces trois systèmes, et grâce à l'implication de 4 clients consommateurs et producteurs de la commune de Carros, ENGIE a pu évaluer le potentiel des modèles d'affaires.
Au travers de cette étude, ENGIE a développé un outil d'optimisation du niveau de charge d'une batterie partagée entre plusieurs clients de manière à maximiser l'autoconsommation au sein d'une communauté locale d'énergie.
Cet outil peut fonctionner de manière automatique et en temps réel, grâce à un système développé par SOCOMEC qui permet à la fois de faire remonter l'ensemble des données de mesure du système de stockage via une interface cloud, et de contrôler à distance l'état de charge de la batterie. L'analyse révèle que le seuil de rentabilité n'est pas atteignable dans les conditions actuelles de prix du matériel, de marché de l'énergie et de régulation.

LA RÉSILIENCE DU RÉSEAU : L'ÎLOTAGE PAR BATTERIE 4.

En 2016, la municipalité de Cannes et la Direction Régionale d'Enedis en Côte d'Azur ont convenu d'étudier la sécurisation de l'alimentation des îles de Lérins, alimentées par un câble sous marin unique, par des solutions alternatives à la pose d'un second câble : le projet **Lérins Grid** a ainsi vu le jour.

Le cas d'usage d'îlotage à l'aide de batteries prévu dans Nice Smart Valley était une opportunité pour apporter des réponses. Le principe est d'utiliser l'énergie stockée dans des batteries en lieu et place des groupes électrogènes historiques pour réalimenter une portion de réseau dont l'alimentation amont serait coupée. Par ailleurs, dans l'optique du développement des batteries individuelles ou partagées, tel que décrit dans le précédent paragraphe, **ENGIE**, **Socomec** et **Enedis** ont imaginé un système qui permettrait à des batteries n'appartenant pas au distributeur de participer à une opération d'îlotage pilotée par Enedis, grâce à un système de télécommunication sans fil entre plusieurs systèmes de stockage. Ce schéma est cohérent, en terme de régulation, avec les orientations européennes qui restreignent très fortement la possession d'installation de stockage par les gestionnaires de réseau.

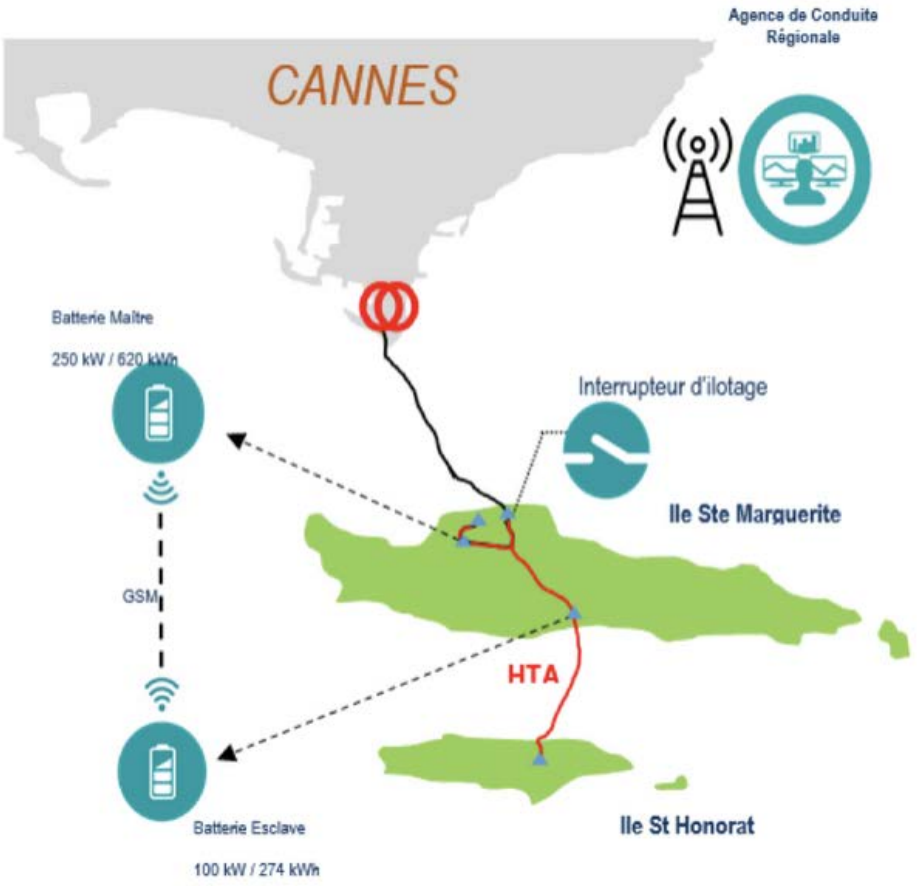
L'enjeu pour **Enedis** était d'assurer ses missions d'exploitant pendant les périodes d'îlotage, à savoir :

- Garantir l'équilibre production/consommation et la qualité d'alimentation
- Garantir la sécurité des biens et des personnes

L'enjeu pour **ENGIE** était de tester une valeur additionnelle par la mise à disposition du système de stockage à Enedis lors des phases d'ilotage. L'objectif était d'accroître la rentabilité économique du stockage utilisé à l'origine pour maximiser l'autoconsommation des prosumers.

Par ailleurs, **Socomec** a développé une fonction d'îlotage sans coupure, permettant de réaliser les expérimentations sans gêne pour les clients et a mis à disposition d'Enedis des capteurs communicants permettant de mesurer à distance l'ensemble des grandeurs électriques au niveau des cinq transformateurs des îles.

Le fait de réaliser un îlotage, sur une portion de réseau moyenne tension à l'aide de plusieurs actifs de stockage installés sur le réseau basse tension, sans coupure, et en pilotant l'équilibre du microgrid à distance, depuis une agence de conduite régionale d'un distributeur, était une première mondiale.



Installations déployées sur les îles de Lérins

Enfin, **ENGIE** et **Enedis** ont établi un cadre contractuel fixant le partage des responsabilités, les limites d'utilisation de la batterie d'ENGIE par Enedis, et les mécanismes de rémunérations. Ce type de service pourrait être standardisé.
Là encore, le consortium a relevé le défi technique. Cependant, il n'existe pas de source de production d'électricité sur les îles. L'énergie stockée par les batteries provient donc du continent et est restituée pendant l'îlotage. Une fois le câble d'alimentation sous marin coupé, les stockages n'ont donc aucun moyen de se recharger, ce qui limite leur durée de fonctionnement. ENGIE souhaitait à l'origine du projet installer des panneaux photovoltaïques sur l'île de Saint Honorat, mais l'état interdit toute installation, sur toiture et au sol, sur les sites classés comme les îles de Lérins.

Par ailleurs, avec la consommation électrique actuelle, il n'est pas techniquement possible d'alimenter plusieurs jours les îles de Lérins uniquement avec des batteries et
des panneaux photovoltaïques : cela nécessiterait plusieurs hectares d'installation. Afin de se passer complètement de moyens d'alimentation classiques comme des groupes électrogènes, il serait donc indispensable d'une part de mener des actions d'efficacité énergétique, et d'autre part d'être en mesure de réduire drastiquement les consommations à des usages critiques indispensables pendant les phases d'îlotage, le temps que l'alimentation par le réseau de distribution soit rétablie.

Ce type de fonctionnement n'est aujourd'hui pas prévu par le cadre régulatoire, qui mesure la performance du distributeur selon le temps de coupure par client, sans distinction des usages coupés. Même si l'alimentation des îles de Lérins est considérée comme fragile au regard des standards de qualité en France, elle ne l'est ainsi pas
suffisamment pour justifier l'installation d'un tel système dans une zone où les contraintes environnementales et techniques induisent des coûts élevés.

De ce fait, dans les conditions réglementaires et économiques actuelles, la fonction d'ilotage du réseau public de distribution assurée par un système de stockage, ne trouve pas de rentabilité économique en France continentale.

Cependant l'enjeu de résilience des territoires tend à prendre une place de plus en plus importante à mesure que les événements climatiques extrêmes se multiplient.
Dans des zones électriquement fragiles et où des ressources de productions locales seraient présentes ou rendues possibles et moyennant des évolutions de principes régulatoires, la technologie développée présente donc un intérêt pour le futur.

Enfin, il existe dès aujourd'hui une demande importante pour ce type de solution sur des îles non interconnectées ou dans des zones où les réseaux de distribution sont moins robustes, comme aux Etats-Unis ou en Inde par exemple. Le projet Nice Smart
Valley a donc permis à l'industrie française d'être prête à répondre à ce nouveau marché.

5. SYNTHÈSE DES RÉSULTATS EXPLOITABLES DE NICE SMART VALLEY

Ce chapitre reprend, sous forme de liste classée par thème et par partenaire, les productions du projet Nice Smart Valley présentées précédemment et dores et déjà exploitables ou prêts à être exploitées.

Flexibilité :

- **Enedis** a mis au point une méthode de caractérisation des produits de flexibilité utiles pour résoudre une contrainte donnée

- **Enedis**, **ENGIE** et **EDF** ont conçu un cadre contractuel et les processus permettant la mise en œuvre d'un mécanisme local de flexibilité

- **Enedis** a développé une plateforme, E-Flex, permettant de mettre en œuvre les échanges d'informations nécessaires à la rencontre de l'offre et de la demande d'un mécanisme de flexibilité local. **EDF** et **ENGIE** ont pu interfacer leurs systèmes d'information avec cette plateforme pour y poster des offres de flexibilité et recevoir une demande d'activation le cas échéant.

.

- **ENGIE** a développé un outil d'optimisation de son portefeuille d'agrégation, intégrant des fonctionnalités de prévision, qui lui permettra demain de valoriser une même flexibilité sur les mécanismes nationaux et locaux.

- **GRDF** a démontré l'intérêt de la complémentarité des réseaux de distribution de gaz et d'électricité, en montrant notamment que les produits gaz/élec testés (Pompe à chaleur hybride, Rooftop hybride et cogénération) sont des sources fiables de flexibilité et que la chaine de communication développée pour rendre ces produits pilotables par les agrégateurs est déployable à grande échelle et à coûts maitrisés.

- **EDF** a démontré que l'utilisation bi-directionnelle d'une installation de recharge de véhicule électrique pour des services au client (optimisation de la facture) et au système électrique flexibilité) est techniquement réalisable et présente un intérêt économique. Il s'agit du concept de Vehicle to X, X pour Grid, Home ou Building.

- Le retour d'expérience d'**EDF** et d'**ENGIE** sur le recrutement des expérimentateurs a permis au consortium de mieux appréhender les clés de l'implication des clients. Par exemple, il est nécessaire de simplifier les procédures contractuelles et administratives et de coupler la flexibilité à d'autres intérêts pour le client, tel que l'efficacité énergétique. Dans le cadre des solutions de flexibilité comportementales, **EDF** a mis en évidence que l'implication des clients passe par beaucoup de pédagogie et une sensibilisation à l'énergie pour les rendre « consom'acteur » et les inciter à un changement de comportement. De son côté **ENGIE** a montré que les offres de flexibilité ne sont qu'un élément d'une offre d'efficacité d'énergétique globale et que l'implication des clients requiert de la pédagogie notamment concernant la valeur apportée par la flexibilité à la collectivité et à l'environnement et enfin des garanties quant au maintien du confort.

Déploiement par GRDF d'un rooftop Hybride (gaz/élec) sur le gymnase de Carros, valorisé comme source de flexibilité par ENGIE

- **GE Grid Solutions** a développé un outil de prévision de la production photovoltaïque et de la consommation à l'échelle d'un poste source.

Expérimentation Vehicle to X à Nice Matin, installé et exploité comme source de flexibilité par EDF

Ilotage :

- **Socomec** a démontré la possibilité de maintenir la stabilité et la qualité du réseau d'un microgrid moyenne tension avec plusieurs batteries raccordées en basse tension et communicant entre elles sans liaison filaire.

- **Enedis** et **Socomec** ont démontré la possibilité de mettre en œuvre un îlotage d'un réseau moyenne tension sans coupure et piloté à distance.

- **Enedis** a su adapter le plan de protection électrique afin de garantir la sécurité des biens et des personnes sur un microgrid moyenne tension îloté sans groupe électrogène.

- **ENGIE** et **Enedis** ont conçu un nouveau service au réseau permettant à un acteur exploitant un actif de stockage raccordé chez un client de contribuer à un îlotage du réseau exploité par le distributeur. Ce nouveau service a été intégré dans les analyses techniques et économiques du projet sur l'utilisation multiservice des stockages.

Stockage multiservice :

- **Socomec** a développé une interface cloud entre les actifs de stockage et la plateforme **ENGIE** permettant ainsi à ce dernier de piloter les actifs de stockage.

- **ENGIE** a testé la possibilité technique d'associer d'une part l'utilisation d'un stockage pour une opération d'autoconsommation collective à d'autre part des services systèmes et une valorisation sur les marchés de capacité.

- **ENGIE** a dans ce cadre développé un outil de pilotage d'un actif de stockage mutualisé entre plusieurs clients. Cet outil permet notamment d'optimiser le niveau de charge de la batterie pour maximiser le bénéfice que pourraient en tirer des clients, producteurs ou consommateurs, engagés dans une opération d'autoconsommation collective.

- **ENGIE** et **Enedis** ont démontré qu'il n'y avait pas d'obstacle contractuel ni technique à la mise en œuvre d'un usage multiservice de stockage, incluant : autoconsommation collective, services au gestionnaire de réseau de distribution (flexibilité locale ou appui à l'îlotage), services d'équilibrage au réseau de transport et marché de capacité. Si cet empilement de valeur présente un intérêt économique, les analyses d'**ENGIE** montrent qu'il ne permet pas encore d'atteindre le seuil de rentabilité pour des batteries raccordées au réseau de distribution en France continentale sans mécanisme de soutien économique des pouvoirs publics.

CONCLUSION

Nice Smart Valley a relevé l'ensemble des défis sur lesquels le projet s'était engagé vis-à-vis de la Commission Européenne. Au travers d'expérimentations grandeur nature, ce projet a contribué à la préparation de l'industrie française aux transformations, voire aux ruptures, à l'œuvre dans le monde de l'énergie. Il a en effet permis d'améliorer la compréhension des défis posés au système électrique, de démontrer la faisabilité technique des solutions et modes de fonctionnement testés, et de proposer des perspectives pour leur développement futur. Il a notamment montré comment une gestion intelligente de l'énergie au niveau local pouvait faciliter la transition énergétique. Au-delà des aspects techniques qui ne constituent pas un frein, il sera nécessaire pour les industriels comme pour les pouvoirs publics, de démontrer aux consommateurs et aux producteurs d'énergie l'intérêt de ces nouveaux modes de fonctionnement pour eux. Dès 2019, les acquis du projet ont commencé à être utilisés par les partenaires, et les pistes d'amélioration sont en cours d'étude dans d'autres projets.

On peut citer par exemple :

- Les appels d'offres de flexibilité locale préparés par Enedis pour 2020
- La poursuite de démonstration de l'intérêt des synergies entre réseau gaz et électrique menés par GRDF
- L'utilisation et l'approfondissement des engagement des consommateurs par ENGIE dans un autre démonstrateur
- L'utilisation de la technologique du Vehicule to Grid par EDF pour rendre des services au système électrique et au client
- La résilience des réseaux avec forte pénétration d'énergie renouvelable grâce au stockage avec Enedis et SOCOMEC.

Le pilotage des flexibilités et le stockage sont des outils clés pour maximiser la pénétration des énergies renouvelable et réaliser une transition qui rime avec optimisation économique, performance technique et résilience du système électrique. Ils ne supplantent pas l'efficacité énergétique que les partenaires considèrent comme prioritaire et dont ils sont un complément. Si Nice Smart Valley a permis de réaliser un pas en avant vers l'industrialisation de ces solutions en expérimentant pour la première fois les modèles contractuels, et la répartition des coûts et des bénéfices entre acteurs (client, acteur de marché, distributeur) leur mise en œuvre à grande échelle est conditionnée à l'accélération effective du développement des énergies renouvelables.

NICE SMART VALLEY

InterFLEX

Ce projet a reçu un financement du programme de recherche et d'innovation Horizon H2020 de l'Union Européenne dans le cadre de l'accord de subvention n°731289