

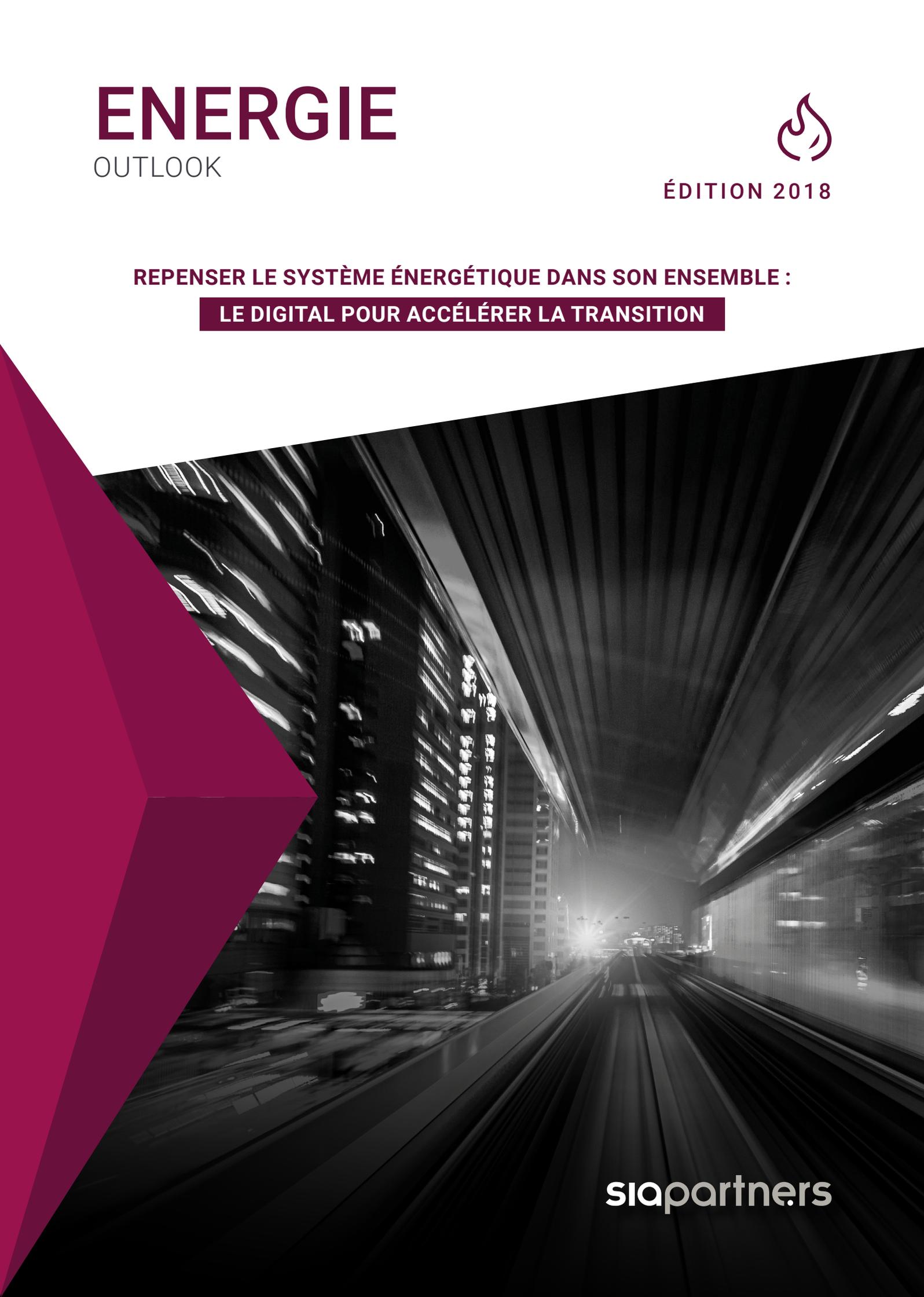
ENERGIE

OUTLOOK



ÉDITION 2018

**REPENSER LE SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE DANS SON ENSEMBLE :
LE DIGITAL POUR ACCÉLÉRER LA TRANSITION**



siapartners

SOMMAIRE

| | |
|-----------|--|
| 01 | COMITÉ ÉDITORIAL |
| 03 | ÉDITO |
| 04 | MIX ÉLECTRIQUE |
| 05 | Les hypothèses d'un mix électrique 100% renouvelable en 2050 |
| 06 | Un mix électrique entièrement renouvelable est-il envisageable à l'horizon 2050 ? |
| 09 | SYNERGIE DES RÉSEAUX ÉNERGÉTIQUES |
| 10 | Des technologies multi-énergies à différents niveaux de maturité |
| 11 | Quels obstacles à surmonter pour interconnecter les réseaux ? |
| 15 | Interview de Patrick Prunet (GRTgaz) sur les synergies entre réseaux énergétiques |
| 18 | SMART-CITIES |
| 19 | La ville intelligente connectée adressera l'ensemble des usages |
| 21 | Les conditions à réunir pour réussir le passage à l'échelle des Smart Cities |
| 27 | ÉCONOMIE CIRCULAIRE |
| 28 | Des synergies pour des zones industrielles plus efficaces et à moindre impact environnemental |
| 29 | L'Écologie Industrielle et Territoriale pour intégrer l'industrie dans l'économie circulaire |
| 32 | Interview de Côme Renaudier (Réseau Synapse) sur les perspectives de l'Écologie Industrielle et Territoriale en France |
| 35 | SERVICES ÉNERGÉTIQUES |
| 35 | Panorama des services énergétiques innovants en France |
| 37 | Décentralisation des réseaux, personnalisation des usages, explosion des données : à quoi ressemblera la fourniture d'énergie demain ? |
| 40 | MOBILITÉ |
| 41 | Les motorisations renouvelables de 2018 à 2050 |
| 42 | Quel rôle pour les véhicules à motorisation thermique dans les transports en 2050 ? |
| 45 | Interview de Habib Sehil (GNVERT) sur l'ouverture de la station multi-carburants de Rungis |

Retrouvez toutes nos publications sur le blog Energies & Environnement :

 www.energie.sia-partners.com

Ou sur le site de l'EnergyLab :

 www.energylab.sia-partners.com

 LinkedIn

 @SiaEnergie

COMITÉ ÉDITORIAL



CHARLOTTE DE LORGERIL



ANTOINE FONTAINE



AGNÈS RABINEAU



STÉPHANIE RUAUDEL

Les contributeurs

• CAROLINE BOUCQ

• MÉLODIE PITRE

• GASPARD CEBAL

• JONATHAN POISSON

• NOËL COURTEMANCHE

• XAVIER ROBERT-BABY

• SOPHIE DROUGLAZET-GIRAUD

• DIANE ROUSSEAU

• SOFIA GODBANE

• JASON SANIEZ

• JASSER JEBABLI

• DAMIEN SEHABIAGUE

• VINCENT LE

• LAURIE SENAUX

• JULES LETREGUILLY

• CHLOÉ TREMBERT

• AHMED MECHKANE



ÉDITO

L'énergie aura été au cœur de l'actualité de cette fin d'année 2018. Le 27 novembre, le Président de la République et le Ministre de la transition écologique présentaient la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) qui fixe les grandes orientations du secteur pour les prochaines années. Définitivement tournée vers l'environnement, la PPE a été rédigée en cohérence avec le Plan Climat de 2017 dont le principal objectif est d'atteindre la neutralité carbone d'ici 2050 en assurant la sécurité d'approvisionnement. La France peut-elle tenir cet engagement ? Pour répondre à cette question, il est important d'imaginer, au-delà des orientations, les conditions à réunir, les actions à mener et les investissements nécessaires à l'atteinte des objectifs du secteur. A titre d'exemple, la PPE cible une production d'électricité à 40% d'origine renouvelable en 2030. Atteindre cet objectif sera possible au prix de profonds changements dans le mix de production et dans les modes de consommation et aura des impacts conséquents sur la distribution d'électricité mais aussi en dehors du secteur de l'énergie, par exemple sur la disponibilité de certains matériaux rares.

La gestion de l'énergie doit être considérée dans sa globalité. Cela est d'autant plus vrai que chaque segment de la chaîne de valeur peut aider à répondre aux ambitions énergétiques de la France. De nouveaux modes de consommation, une gestion circulaire des ressources, ou encore des interactions plus fortes entre les réseaux sont autant de pierres apportées à l'édifice. Les idées n'ont jamais manqué pour optimiser notre utilisation des énergies mais elles se concrétisent aujourd'hui plus rapidement, portées par les avancées technologiques et l'évolution des mentalités.

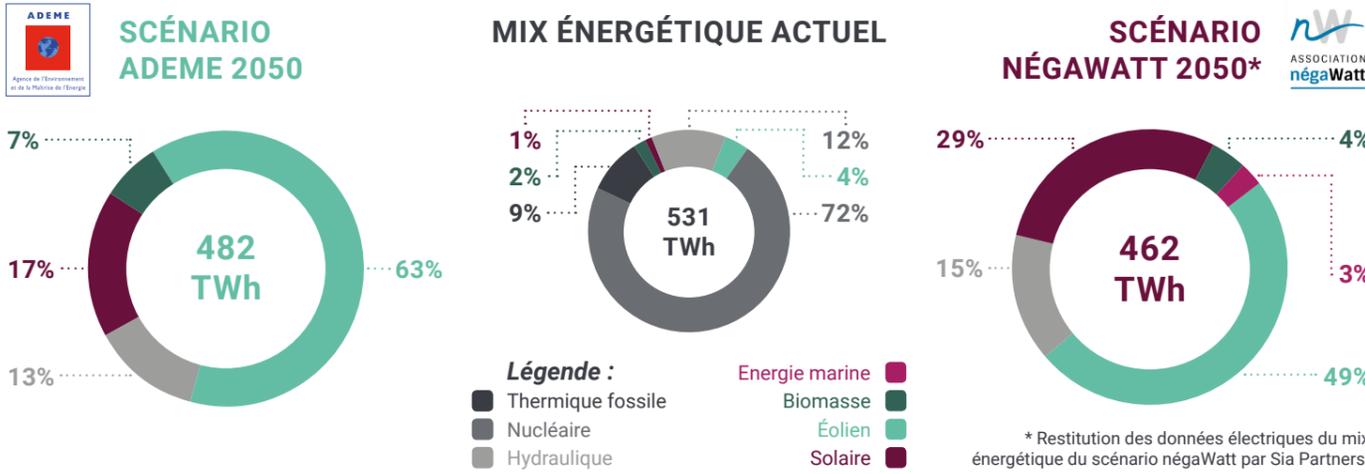
La puissance des données et des objets connectés fait actuellement entrer les considérations environnementales dans nos villes et nos maisons. Les progrès techniques et les évolutions réglementaires du secteur vont faire entrer l'énergie dans une nouvelle ère. Sia Partners vous propose dans cette 13ème édition du Magazine Energies & Environnement de décrypter quelques grandes tendances qui façonneront le secteur d'ici 2050.

L'équipe Energies & Environnement de Sia Partners



MIX ÉLECTRIQUE

Les hypothèses d'un mix électrique 100% renouvelable en 2050



Les principales hypothèses des mix prévisionnels

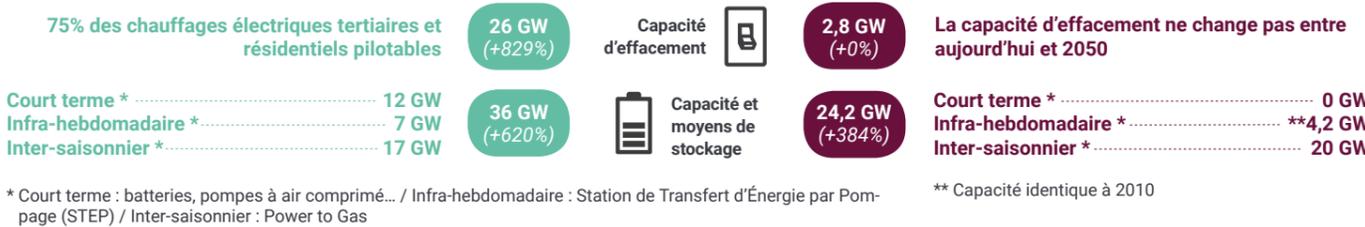
Les éléments apportés ci-dessous permettent de comparer les deux scénarios ADEME et négaWatt pour 2050 suivant les 3 composantes que sont la consommation, le réseau et la production. Ils ne décrivent pas de manière exhaustive les démarches utilisées pour établir les mix mais en donnent des hypothèses dimensionnantes.

RÉDUIRE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ



* L'écart entre la consommation et la production (indiquée dans le mix) est lié aux pertes techniques comme la perte en ligne sur le réseau ou non techniques comme la fraude.
** Pour l'ADEME et négaWatt, les principaux gisements d'économies d'énergie résident dans la consommation résidentielle et industrielle. Par exemple, les économies liées au transport ou au tertiaire ne sont pas présentées ici.

FLEXIBILISER LE RÉSEAU



DÉVELOPPER LES MOYENS DE PRODUCTION RENOUVELABLES



Un mix électrique entièrement renouvelable est-il envisageable à l'horizon 2050 ?

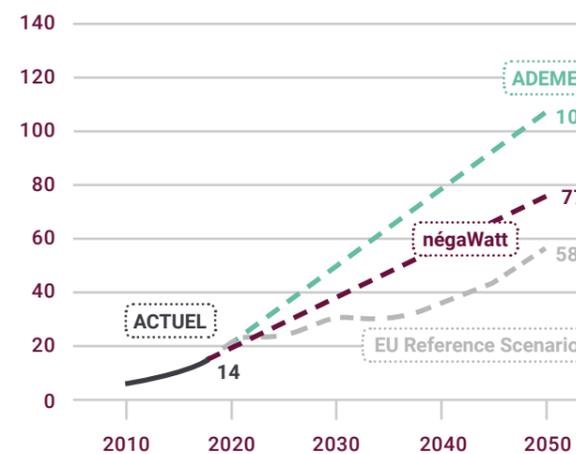
Les mix électriques 100% renouvelables à l'horizon 2050 qui ont été élaborés par l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) et par l'association négaWatt sont avant tout des exercices prospectifs. Les scénarios décrivent de manière hypothétique la composition de ce mix, l'état du réseau et de la consommation mais ne définissent pas de trajectoire précise. Quelles seraient les principales conditions à remplir pour s'approcher de ces prévisions ? Cette exploration est éclairante sur les gisements existants et les possibilités de transformation au regard des objectifs fixés par la nouvelle Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) qui vise 40% d'électricité renouvelable d'ici 2030.

LE NECESSAIRE GRAND BOND EN AVANT DES ÉNERGIES RENOUELABLES (ENR)

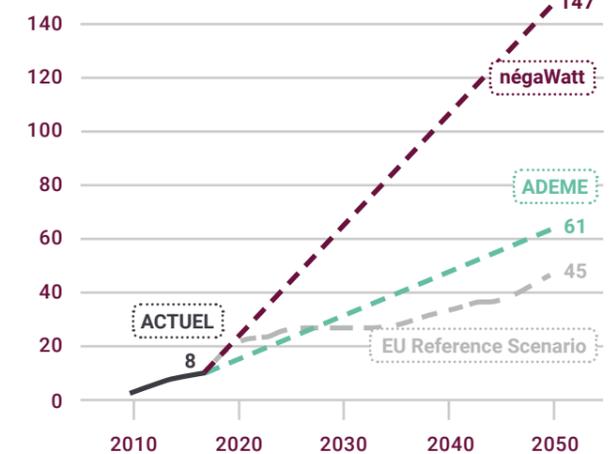
Pour se rapprocher d'un mix électrique parfaitement vert, la France va devoir augmenter de manière conséquente sa production d'électricité renouvelable. Bien que dans ces scénarios la consommation soit plus faible qu'actuellement, il sera tout de même nécessaire de multiplier par 4 notre production renouvelable. Aujourd'hui, 63% des 101 TWh d'électricité renouvelable produits en France proviennent de l'hydraulique qui a atteint une certaine saturation sur le territoire. Les scénarios présentés par l'ADEME et négaWatt

reposent naturellement sur les seules technologies suffisamment matures et économiques pour accroître significativement la production que sont le solaire photovoltaïque et l'éolien. Cependant le rythme d'installation de capacités solaires et éoliennes en France est resté relativement stable entre 2008 et 2017 : environ 1 GW/an pour l'éolien et 880 MW/an pour le solaire. Les capacités de production requises pour un mix 100% renouvelable demanderaient un rythme annuel d'installation bien plus important.

Évolution de la puissance éolienne installée et prévisions pour 2050 (en GW)*



Évolution de la puissance solaire installée et prévisions pour 2050 (en GW)*



* Source : Analyse Sia Partners d'après ADEME, négaWatt et Commission européenne

Un mix 100% renouvelable en 2050 nécessiterait donc un investissement important pour remplacer le parc nucléaire. Cependant, en conservant le mix actuel, le parc nucléaire existant devrait tout de même être remplacé et modernisé. Pour comparer, en ordre de grandeur, les investissements requis pour ces nouveaux moyens de production, il est important de prendre en compte leur facteur de charge et leur durée de vie. Le modèle de centrale nucléaire EPR qui sera amené à remplacer les centrales actuelles est utilisé pour réaliser cette comparaison. Il reste à déterminer dans quelle mesure les coûts d'exploitation, plus faibles mais aussi plus variables sur les parcs de production renouvelable, permettront de rentabiliser ces investissements et à quel point les coûts des éoliennes et des panneaux photovoltaïques vont baisser dans les années à venir.

Une augmentation significative de la part d'électricité renouvelable dans le mix français doit enfin tenir compte de l'acceptabilité sociale de ces technologies. En France, les projets de construction de centrales électriques éoliennes font face à de nombreuses oppositions. 70% des installations font l'objet d'un recours. Cela a pour effet d'allonger considérablement la durée d'un projet : de 7 à 9 ans en France contre 3 à 4 ans en Allemagne. Un travail de communication doit être réalisé face à ces oppositions pour pouvoir accélérer le rythme de déploiement de centrales renouvelables.

DES DÉFIS TECHNIQUES À RELEVÉ SUR LE RÉSEAU POUR PALLIER L'INTERMITTENCE DES ENR

L'augmentation des moyens de production intermittents nécessitera des efforts pour stabiliser le réseau électrique français. Les capacités de stockage d'électricité devront être développées pour assurer la

Comparaison simplifiée des coûts d'investissements par mode de production

| | Nucléaire | Éolien | Solaire |
|--|-----------|----------|----------|
| Coût d'investissement moyen par kW installé | 6 600 € | 1 400 € | 1 700 € |
| Durée de vie de l'outil de production | 60 ans | 20 ans | 20 ans |
| Coût d'investissement moyen pour 1kW installé sur 60 ans | 6 600 € | 4 200 € | 5 100 € |
| Facteur de charge* | 80% | 24% | 15% |
| Coût d'investissement pour produire 1kWh chaque heure sur 60 ans | 8 250 € | 17 500 € | 34 000 € |
| Coût d'investissement par kWh (si constant sur 60 ans) | 1,6 ct€ | 3,3 ct€ | 6,4 ct€ |

*Définition RTE : le facteur de charge est le rapport entre l'énergie électrique effectivement produite par une unité de production sur une période donnée et l'énergie qu'elle aurait produite si elle avait fonctionné à puissance maximale pendant la même période. Ici, la période correspond aux 8 760 heures d'une année.

Source : Analyse Sia Partners d'après RTE

stabilité du réseau et la continuité de la fourniture d'électricité dans les périodes de creux. Le stockage de long terme, qui permet d'utiliser l'énergie accumulée en été lors des pointes hivernales, est le plus critique car il n'existe pas de technologie mature à l'heure actuelle. La solution la plus prometteuse, le Power-to-Gas (P2G)¹, permet de transformer de l'électricité en gaz stockable et utilisable. Cette solution n'est actuellement qu'en phase de test avec une vingtaine de projets pilotes en Europe et la totalité des projets français représente une capacité cumulée de 1,36 MW alors que pour profiter au mieux d'un mix 100% renouvelable, 20 GW seraient nécessaires.

Le deuxième levier pour stabiliser le réseau est la capacité à réduire la consommation en pointe. Pour l'ADEME, le chauffage électrique tertiaire et résidentiel pourrait représenter la majorité de la demande pilotable en 2050 avec 14 GW effaçables. Cela suppose cependant d'équiper la moitié du parc de logements en pompe à chaleur (PAC)². Sachant que

le parc actuel est d'environ 2,5 M de PAC, soit 6,7% du nombre de bâtiments résidentiels et tertiaires, il faudrait équiper environ 0,5 M de bâtiments par an pour parvenir à la moitié du parc en 2050. Ce rythme est plausible compte tenu du volume de ventes de PAC de 0,6 M en 2017, il doit cependant être soutenu dans la durée, dans un contexte où la croissance du marché est liée à la réglementation thermique et environnementale. Les directives européennes limitant les fluides fluorés utilisés pourraient être un frein au développement des PAC. L'effort de R&D devra alors se concentrer sur les fluides de substitution et sur les quantités utilisées pour se conformer aux normes tout en gagnant en efficacité.



DES TRANSFORMATIONS MAJEURES À ENVISAGER POUR RÉDUIRE LA CONSOMMATION

La réduction de la consommation est un élément de dimensionnement majeur d'un mix électrique 100% renouvelable. La consommation résidentielle constitue le principal gisement d'économies d'électricité identifié par l'ADEME et négaWatt. Le premier levier de réduction de la consommation résidentielle consiste à rénover thermiquement tout le parc de logements d'ici 2050, avec 500 000 rénovations performantes ou très performantes par an jusqu'à 2030, et 750 000 au-delà. Pour accroître le rythme actuel de 288 000 rénovations par an, il faut lever deux principaux freins : les coûts de rénovation et la complexité du passage à l'acte³. En effet une rénovation très performante coûte en moyenne 25k€ (17% étant cou-

verts par des aides) et la dispersion de l'information sur les solutions techniques à mettre en œuvre peut décourager les particuliers.

Pour aider le public à se repérer dans le maquis des aides et à se lancer dans la rénovation, la campagne FAIRE (Faciliter, Accompagner et Informer pour la Rénovation Énergétique) rassemble les parties prenantes de la rénovation énergétique pour former un véritable « service public de la rénovation » à contacter sur un numéro dédié. Des conseillers techniques accompagnent aussi gratuitement les ménages dans la centaine de Plateformes Territoriales de rénovation énergétique (PTRE). Du côté des aides de financement, l'éco-prêt à taux zéro va être simplifié en 2019 avec la suppression de la condition de bouquet de travaux⁴ et l'uniformisation de la durée du prêt (15

ans). Le crédit d'impôt pour la transition énergétique devrait aussi être remplacé en 2020 par le versement d'une prime dès la fin des travaux avec une bonification pour les ménages les plus modestes, afin de réduire le reste à charge.

La consommation des ménages devra diminuer dans les proportions prévues pour compenser la hausse du coût unitaire de l'électricité. En effet, seuls 10% des Français seraient prêts à accepter une augmentation de 5% ou plus de leur facture pour pouvoir disposer d'une électricité d'origine renouvelable, et 64% refusent d'envisager cette augmentation⁵. Un bon équilibre entre les différents leviers évoqués par les scénarios de l'ADEME et de négaWatt permettrait bien de se rapprocher d'un mix 100% renouvelable mais très certainement à un horizon plus lointain que 2050.

¹ Consultez l'ensemble notre étude sur le Power-to-Gas sur le site de l'EnergyLab : www.energylab.sia-partners.com

² Hors chauffe-eau thermodynamique. Une pompe à chaleur « récupère les calories disponibles et gratuites dans l'air, le sol ou l'eau et les transfère, après avoir élevé leur température, vers le système de chauffage d'un bâtiment. Pour la production d'eau chaude sanitaire, les pompes à chaleur se nomment chauffe-eau thermodynamiques. » Source : Association de la filière PAC

³ Mag ADEME - Logement : des clés pour accélérer la rénovation énergétique, septembre 2017

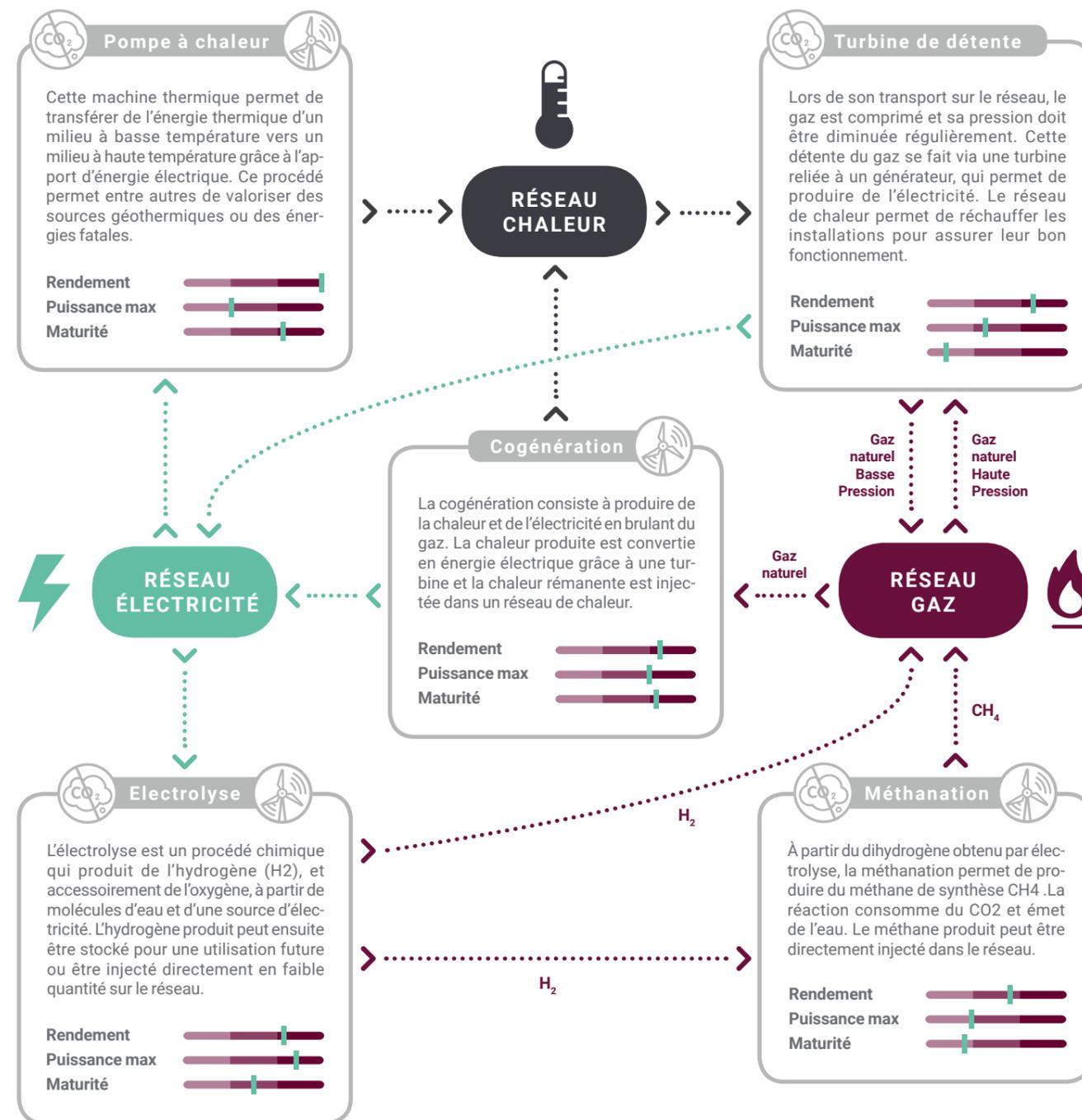
⁴ Cette condition oblige à réaliser deux actions de rénovation, parmi 6 opérations listées, pour être éligible au prêt à taux zéro.

⁵ Commissariat général au développement durable, Modes de vie et pratiques environnementales des Français, avril 2018



SYNERGIE DES RÉSEAUX ÉNERGÉTIQUES

Des technologies multi-énergies à différents niveaux de maturité



Légende :

- Apport de flexibilité pour les énergies renouvelables
- Aucun gaz à effet de serre rejeté par cette technologie

Rendement : Énergie des flux sortants sur l'énergie des flux entrants

Puissance max : Puissance maximale des installations à l'état présent

Maturité : Stade de développement de la technologie

* La liste des technologies n'est pas exhaustive

Quels obstacles à surmonter pour interconnecter les réseaux ?

Alors que l'efficacité énergétique constitue un enjeu primordial pour tous les secteurs d'activité, l'optimisation du système énergétique, à travers une maîtrise des flux, de la consommation et du mix de production, apparaît comme déterminante. Dans ce contexte, l'interconnexion entre les différents réseaux énergétiques semble incontournable car elle permet de créer des synergies vertueuses qui rendent possible le pilotage du système énergétique dans son ensemble tout en augmentant sa flexibilité et en minimisant son empreinte carbone. Plusieurs technologies permettent notamment des conversions entre les trois principaux vecteurs énergétiques en France : l'électricité, le gaz et la chaleur.

LES SYNERGIES DES RÉSEAUX PERMETTENT D'OPTIMISER NOS RESSOURCES ET NOS INFRASTRUCTURES ÉNERGÉTIQUES

L'intérêt de développer de fortes synergies entre les réseaux énergétiques réside principalement dans l'augmentation de leur flexibilité, la minimisation des pertes d'énergie fatale et un meilleur pilotage en fonction de la demande.

Le réseau électrique français est de plus en plus sollicité lors des pics de consommation : les maxima annuels ont augmenté de 18% entre 2001 et 2017, avec un pic record de 104 GW d'appel de puissance lors de l'hiver 2012. Ces pics contraignent le réseau électrique à une surcapacité qui entraîne des coûts d'investissement et de maintenance élevés ainsi qu'une complexité de gestion accrue. De meilleures interactions avec les réseaux de gaz et de chaleur pourraient permettre de soulager le réseau d'électricité en période de forte contrainte. Ces synergies sont possibles grâce à des équipements hybrides comme la pompe à chaleur gaz/électricité, qui adapte sa source d'alimentation à l'état du réseau, ou encore la cogénération, particulièrement utile lors des pics hivernaux car elle permet de produire à la fois de la chaleur et de l'électricité à partir de gaz.

Une autre problématique concerne la production d'électricité à partir de sources d'origine renouvelable. Afin d'assurer l'équilibre

du réseau, l'électricité renouvelable produite en dehors des périodes de consommation est régulièrement vendue à prix négatif. L'Allemagne a ainsi connu, en 2017, 185 jours avec des prix négatifs sur le marché intra-journalier. Une augmentation de la flexibilité du réseau permettrait d'envoyer des signaux positifs pour le développement des ENR⁶. Dans cette optique, les solutions de Power-to-Gas (P2G), comme l'électrolyse de l'eau ou la méthanation, font actuellement l'objet de nombreuses expérimentations. Grâce à des rendements pouvant atteindre 85%, ces technologies s'établissent comme une réelle opportunité d'augmenter la flexibilité du réseau électrique en s'appuyant sur les infrastructures gazières, notamment les capacités de stockage.

Dans un contexte de réduction de l'impact environnemental, la récupération d'énergie fatale d'un réseau pour l'injecter dans un autre est encore une piste de synergie à l'étude. GRTgaz est à l'origine d'un projet nommé TENORE qui cherche à valoriser l'énergie émise lors de la détente du gaz naturel sous forme d'électricité (en grande partie produite sans émission de GES⁷). Ce système pourrait permettre de récupérer jusqu'à 130 GWh d'électricité par an sur l'ensemble du réseau de GRTgaz, soit 30% de sa consommation.



Exemples des projets et démonstrateurs favorisant les synergies entre réseaux*

| PROJET DÉMONSTRATEUR PORTEUR PROJET | TECHNOLOGIE PRINCIPALE | RÉSEAUX IMPLIQUÉS | BUDGET | ACTEURS PRINCIPAUX |
|---|--|-----------------------|----------------|--------------------|
| GRHYD - Dunkerque | Power-to-Gas | ✓ ✓ | 15M€ | |
| Jupiter 1000 - Fos-sur-Mer | Power-to-Gas | ✓ ✓ | 30M€ | |
| MHyRABEL - Lorraine Label « Territoire à Energie Positive pour la Croissance Verte » | Utilisation multiple de l'hydrogène | ✓ ✓ | 25 à 45M€ | |
| Descartes Grid - Saclay | Stockage et autres synergies à définir | ✓ ✓ | Non Communiqué | |
| TENORE - Villiers-le-Bel | Turbine de détente Cogénération | ✓ ✓ ✓ | 9,6M€ | |

⁶ Energies Renouvelables
⁷ Gaz à Effet de Serre

* Source : Analyse Sia Partners

PLUSIEURS OBSTACLES DOIVENT ÊTRE DÉPASSÉS POUR ACCÉLÉRER LE DÉVELOPPEMENT DES RÉSEAUX MULTI-ÉNERGIES

Les nombreux avantages des couplages entre réseaux ne doivent pas masquer les obstacles qui freinent un développement conséquent. En premier lieu, créer des réseaux multi-énergies fait appel à plusieurs technologies, dont certaines sont déjà matures (comme la cogénération) et d'autres encore à l'étude (comme le Power-to-Gas). Le Power-to-Gas fait parfois l'objet de débats autour des impacts de l'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel. En effet, l'hydrogène, au cœur de cette technologie, est très volatile et inflammable. La molécule de dihydrogène étant presque 3 fois plus petite que la molécule de méthane, les risques de fuites sont augmentés. Par ailleurs, la limite d'explosivité (concentration maximale du gaz dans l'air qui permet que celui-ci s'enflamme) de l'hydrogène est bien supérieure à celle

du gaz naturel (75% contre 15%). Comme expliqué par P. Prunet dans son interview, « Dans un réseau existant qui n'a pas été conçu pour l'hydrogène, comme c'est le cas en France, il est nécessaire de faire des études préliminaires, voire des adaptations, pour intégrer progressivement l'hydrogène. ». S'ajoute à ces contraintes la rentabilité économique actuellement limitée de telles installations. Les études de l'Agence Internationale de l'Energie anticipent qu'en 2050 les coûts de production de gaz via du P2G seront encore largement plus élevés que le prix de gros du gaz naturel, environ deux fois plus pour la filière d'hydrogène et jusqu'à quatre fois plus dans le cas de la méthanation. Pour statuer sur la viabilité des projets, il est donc essentiel d'associer les critères techniques, économiques et environnementaux.

Au-delà des enjeux technico-économiques, les nouvelles technologies de l'information sont un aspect incontournable d'un système multi-énergies, car elles permettent un pilotage en temps réel de

l'équilibre offre/demande, crucial pour dégager les gains espérés. Conscients de cet enjeu, GRTgaz, RTE et Teréga ont créé la première plateforme open data multi-énergies en France : Open Data Réseaux Énergies. Cependant, la diversité des sources d'énergie mises en œuvre augmente la complexité de ces systèmes multidirectionnels qui restent pour la plupart au stade d'expérimentation. Les progrès récents de l'intelligence artificielle et la capacité à traiter des quantités importantes de données, ouvrent néanmoins de nouvelles perspectives pour décloisonner les énergies.

Enfin, un effort de sensibilisation doit s'opérer auprès des consommateurs. D'une part, les technologies permettant de mutualiser les réseaux ont des impacts sur les processus industriels (prise en compte de l'hydrogène dans les processus, maintien de pression pour des dispositifs de détente avec turbine, optimisation de la consommation...), et les investissements risquent de se traduire par un coût à court terme pour le consommateur.

PRÉPARER ET EXPÉRIMENTER LES INTERACTIONS ENTRE LES RÉSEAUX, UN OBJECTIF NATIONAL POUR LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Conscient des avantages et enjeux associés aux transferts d'énergies entre les réseaux, le gouvernement a intégré des actions concrètes à la PPE⁸ et entend soutenir les projets de R&D pour optimiser le fonctionnement et les coûts à différentes échelles. Ces études sont essentielles pour identifier les débouchés rentables et déterminer l'association de technologies qui permet d'atteindre le meilleur rendement.

À l'échelle territoriale, les PCAET⁹ prévoient un développement coordonné des réseaux énergétiques. En effet, envisager une interaction entre les réseaux et flux d'énergies permet une mutualisation des investissements et des coûts de maintenance grâce à une meilleure gestion des besoins au niveau local.

Par ailleurs, parmi les recommandations et leviers de soutien mentionnés dans la PPE, figurent les projets de démonstration visant à développer des solutions de stockage et en particulier le Power-to-Gas.

Le projet Jupiter 1000 en construction à Fos-sur-Mer doit par exemple permettre de tirer des enseignements pour de futures plateformes. Cofinancé par l'Union Européenne (Fonds FEDER), l'Etat (Investissements d'Avenir confiés à l'ADEME) et la Région Provence-Alpes-Côte d'Azur, ce démonstrateur industriel a pour but de démontrer le potentiel du stockage d'électricité renouvelable excédentaire en gaz via différentes technologies d'électrolyse et de méthanation.

Dans une récente étude¹⁰, l'ADEME analyse le recours au « Power to X » et envisage un développement à grande échelle de ces technologies dans son scénario hypothétique d'un mix électrique 100% renouvelable en 2050 pour décarboner les réseaux. L'agence estime que leur potentiel dépend du coût de la tonne de CO2. En particulier, dans le cas d'une contrainte économique à 1 000 € par tonne de CO2 (scénario « aux limites »), le potentiel est estimé à 186 TWh d'électricité par an convertis en méthane en 2050, ce qui permettrait de satisfaire 71% des besoins annuels de gaz en France.

L'enjeu de développement de ces technologies est donc bien à prendre en compte dans le contexte global de transition

énergétique. Si le besoin de passer à une échelle industrielle n'apparaîtrait pas en France avant 2025-2030 selon la PPE, il est indispensable d'encourager dès aujourd'hui les démonstrateurs et les efforts de R&D qui permettent de définir le potentiel de chaque projet grâce à une association des critères techniques, économiques et environnementaux. Le récent appel à projets « Réseaux Énergétiques Optimisés (axe 4) » de l'ADEME en est une traduction concrète. Néanmoins, les aides restent actuellement plutôt orientées sur des technologies précises que sur la conception d'un réseau multi-énergies dans son ensemble.

Mutualiser les réseaux implique un changement de paradigme complet, cela demande de raisonner à différentes échelles (locales et nationales) et de combiner une multitude de paramètres. Les collectivités locales ont ainsi un rôle essentiel à jouer, accompagnées par les associations et les institutions. Les répercussions attendues devraient aller au-delà des objectifs énergétiques et impacter non seulement les gestionnaires de réseaux mais également les consommateurs (arrivée de nouveaux acteurs et de nouveaux métiers, responsabilisation du consommateur, développement de services...).

⁸ Programmation Pluriannuelle de l'Énergie

⁹ Plan Climat Air Énergie Territorial

¹⁰ « Un mix électrique 100% ENR en 2050 : quelles opportunités pour décarboner les systèmes gaz et chaleur ? », Ademe, septembre 2017.

Interview de Patrick Prunet (GRTgaz) sur les synergies entre réseaux énergétiques

Directeur de projets chez GRTgaz, Patrick Prunet conduit notamment le projet de Power-to-Gas Jupiter 1000 ainsi que le Programme TENORE qui vise à valoriser l'énergie fatale de détente du gaz naturel. Le point commun à ces deux projets ? La volonté est de tirer profit des différents types de réseaux énergétiques (électricité, gaz naturel, hydrogène, chaleur...) en créant des synergies au service de l'efficacité énergétique.

Patrick Prunet nous a présenté sa vision des dynamiques qui façonnent l'avenir des réseaux énergétiques.

Sia Partners – Quels sont les intérêts pour les acteurs du marché du gaz naturel de s'interconnecter aux réseaux de chaleur et d'électricité ?

GRTgaz – Il s'agit tout d'abord de montrer les synergies et complémentarités entre les différentes énergies. L'électricité et le gaz sont deux vecteurs énergétiques qui présentent des caractéristiques spécifiques et la création d'interconnexions entre leurs réseaux permet de répondre à certaines contraintes.

On observe par exemple un besoin de flexibilité croissant sur le réseau électrique avec l'intégration de plus en plus importante des ENR intermittentes. On constate aujourd'hui que le gaz peut absorber des pics de consommation très importants contrairement à l'électricité qui est difficilement stockable dans la durée. En transformant les surplus d'électricité en hydrogène ou en méthane de synthèse par électrolyse et méthanation, on peut ainsi soit injecter ce gaz neutre en carbone directement dans le réseau de gaz à destination de consommateurs finaux soit le stocker puis le restituer sous forme d'électricité au moment des périodes de forte de consommation (essentiellement hivernales).

Cette flexibilité accrue, permet des économies dans le dimensionnement du réseau électrique et du parc de production ENR,

en particulier lorsque cette énergie électrique stockée sous forme de gaz est restituée au réseau électrique. De plus, il faut considérer que les pics de consommation ne mobiliseront pas uniquement le réseau électrique mais seront également couverts par le réseau gazier existant. On ne pourrait de toute manière pas imaginer une énergie 100% électrique couvrant les consommations actuelles d'électricité et de gaz, soit 900 TWh/an, et dimensionnée en puissance pour couvrir la pointe de consommation.

Ainsi, un réseau sans gaz ne permet pas d'atteindre un optimum économique sur les infrastructures. Enfin, le Power-to-Gas est donc un maillon essentiel pour décarboner à moindre coût le mix énergétique gaz / électricité. La présence du gaz dans un tel dispositif est en effet un accélérateur pour la Transition énergétique car elle permet de verdir l'approvisionnement gazier en s'appuyant sur la surproduction électrique des ENR.

La chaleur, quant à elle, est une résultante de la consommation de gaz et/ou d'électricité dans le mix énergétique. La combustion du gaz et l'électricité génèrent automatiquement de la chaleur qui peut être quantifiée, captée puis valorisée. Le projet de SmartGrid à Nice repose sur de la chaleur hybride, issue du gaz ou de l'électricité selon l'énergie consommée à un moment donné. L'arbitrage entre les



deux sources d'énergies se fait en fonction des rendements des systèmes, des conditions de température et des prix spots. Cela permet de soulager le réseau électrique en cas de forte demande en s'appuyant sur une chaleur issue du gaz naturel dont les prix spots seraient alors inférieurs.

Ainsi, on pourrait imaginer qu'en 2050, dans un contexte de fortes synergies et d'intégration des différents réseaux énergétiques, le consommateur final ne paie plus un MWh de chaleur, d'électricité ou de gaz mais un MWh de vecteur énergétique.

Sia Partners – Concernant le Power-to-Gas, la question de la sécurité des infrastructures est souvent évoquée. Quels sont les principaux obstacles aujourd'hui au développement de réseaux multi-énergies ?

GRTgaz – En effet, l'hydrogène n'est pas un gaz anodin : c'est la plus petite molécule de gaz combustible. Elle peut migrer plus facilement que le méthane. Il faut donc vérifier et adapter les ouvrages avant d'utiliser l'hydrogène comme vecteur énergétique.

L'hydrogène a ainsi un impact sur les caractéristiques de l'acier qui est utilisé dans les canalisations, impact qu'il est nécessaire d'évaluer. De plus, l'hydrogène et le méthane ne sont pas naturellement

miscibles. Afin d'éviter la formation de « bulles » d'hydrogène dans le gaz transitant au sein des infrastructures d'acheminement, le mélange mécanique CH₄/H₂ doit être assuré. Une telle hétérogénéité du gaz aurait un impact sur les équipements des clients car les pouvoirs calorifiques de ces deux molécules ne sont pas les mêmes.

Dans un réseau existant qui n'a pas été conçu pour l'hydrogène, comme c'est le cas en France, il est nécessaire de faire des études préliminaires, voire des adaptations pour intégrer progressivement l'hydrogène. C'est un des objectifs de projets tels que Jupiter 1000, TransHytion ou GRHYD (piloté par GRDF). L'hydrogène est tout d'abord injecté en très faibles quantités, puis l'augmentation de la concentration de l'hydrogène dans le gaz est réalisée avec une surveillance accrue pour garantir l'intégrité des infrastructures du gestionnaire de réseau et du consommateur final.

La méthanation permet de retourner le problème. La méthanation consiste à faire réagir l'hydrogène (H₂) avec du dioxyde de carbone (CO₂) pour produire du méthane de synthèse dont les propriétés sont quasiment identiques au gaz naturel actuellement consommé. La méthanation permet donc de retourner la problématique d'injection de H₂ dans le réseau : on n'adapte pas le réseau à l'hydrogène mais c'est l'hydrogène qui est mis en conformité avec le réseau. La méthanation se place comme une alternative

à la pleine injection de l'hydrogène dans le réseau mais aussi comme moyen de laisser du temps pour l'adaptation du réseau.

Les coûts évités d'adaptation du réseau à l'hydrogène peuvent constituer un optimum économique pour la méthanation permettant de compenser les CAPEX et les OPEX (rendement) induits par cette brique technologique supplémentaire qui s'ajoute à, l'électrolyse.. Dans une optique de développement accéléré de l'hydrogène dans les réseaux de transport et distribution du gaz, on pourrait imaginer solliciter des systèmes de méthanation le temps d'adapter le réseau.

Sia Partners – Pour le moment, ces technologies sont encore peu matures et nécessitent un appui financier public. À terme, pensez-vous qu'elles puissent être rentables économiquement et à quelles conditions ?

GRTgaz – C'est l'objet des démonstrateurs tels que Jupiter 1000. Pour le développement des gaz verts, il faut un tarif de rachat qui dépend de la capacité à valoriser les externalités positives sur l'environnement et le système énergétique. La valeur du tarif de rachat doit passer par un bilan ACV (analyse cycle de vie) qui prend en compte les externalités liées aux émissions de gaz à effet de serre.

Dans un premier temps, le passage par une phase de soutien financier public est nécessaire pour structurer les filières et

leur permettre d'atteindre une rentabilité économique à moyen terme. Les courbes d'apprentissage sur les nouvelles technologies montrent que le gain d'expérience sur la conception, l'assemblage et l'exploitation des infrastructures, permettrait d'abaisser les CAPEX et OPEX des projets. La taxation du carbone est aussi un moyen d'augmenter la TICGN sur le méthane qui permettrait de rendre concurrentiel à terme l'hydrogène.

Pour déterminer la rentabilité potentielle des projets, on réalise ensuite une projection sur le mix électrique pour étudier quel serait le montant de la taxe carbone permettant de rendre l'hydrogène concurrentiel.

Sia Partners – Quel est selon vous le potentiel de développement de ces technologies Power-to-Gas, Power-to-Heat, etc ?

GRTgaz – La pertinence du Power-to-Gas dans le mix gazier de demain est incontestable mais il existe plusieurs cas d'usages pour l'hydrogène : vecteur énergétique, produit industriel et mobilité. Ce vecteur énergétique peut être injecté dans le réseau de gaz ou servir de carburant pour l'automobile où il se confond avec l'usage mobilité. Au-delà de l'utilisation énergétique, l'hydrogène issu du Power-to-Gas peut également être utilisé par les industriels comme matière première dans leurs processus de production. Il existe donc plusieurs finalités au Power-to-Gas et il est important





d'identifier quelles sont les applications offrant des leviers de croissance économique ou profitant le plus à la Transition énergétique.

Pour les acteurs opérant sur le réseau gazier, c'est le vecteur énergétique pour alimenter les clients finaux qui constitue un relais de croissance et une réelle valeur ajoutée par rapport aux activités existantes. Cependant, il est peu probable que ces installations soient déployées à une très grande échelle en France. Sans retour d'expérience de sites de taille industrielle, il est compliqué d'estimer actuellement quelle place le Power-to-Gas pourrait avoir en terme de capacités de production, de nombre de sites, etc.

Sia Partners – Est-il possible d'imaginer des contrats de partenariats spécifiques pour soutenir les synergies entre les différents réseaux?

GRTgaz – Aujourd'hui, il existe déjà quelques leviers contractuels qui permettent de valoriser la flexibilité qu'apporte le Power-to-Gas. Il faut distinguer

deux cas. Si l'électricité est restituée sur le réseau, on pourrait imaginer un abattement significatif sur le tarif d'utilisation du réseau (TURPE). Le Power-to-Gas agirait comme un système de stockage d'électricité telle une STEP (station de transfert d'énergie par pompage). Si l'électricité n'est pas restituée, on se place comme un consommateur lambda. Dans ce cas-là, il n'y a pas de dispositif particulier.

Le producteur peut également rendre des services d'effacement au réseau comme tous les autres consommateurs. On paye alors le TURPE normalement avec néanmoins la possibilité de rendre des services rémunérés permettant de valoriser la flexibilité offerte au réseau électrique.

Enfin, le Power-to-Gas étant un poste de consommation « vert », il bénéficie d'une exonération de Contribution au Service Public de l'Electricité car c'est une technologie qui contribue à la transition énergétique. Il n'y a pas d'argument qui justifierait d'avoir recours à des contrats particuliers pour le Power-to-Gas. On se comporte en tant qu'acteur de la flexibilité électrique comme un autre.

Présentation de GRTgaz

GRTgaz possède et exploite en France le plus long réseau de transport de gaz naturel à haute pression d'Europe avec trois missions principales :

- Le transport de gaz dans les meilleures conditions de sécurité, de coût et de fiabilité ;
- La livraison aux clients raccordés au réseau de transport (industriels, centrales gaz, réseaux de distribution et de transport adjacents) ;
- Le développement des capacités de transport pour satisfaire les besoins du marché et renforcer la sécurité d'approvisionnement en France et en Europe.

Présentation de Patrick Prunet

Patrick Prunet a rejoint GRTgaz comme Project Manager à la fin de l'année 2004. Après avoir travaillé, entre autres, sur la rénovation du site de stockage de Beynes, le site d'interconnexion de Cuvilly et l'extension du terminal GNL de Fos Tonkin, Patrick Prunet préside le consortium chargé de piloter le projet Jupiter 1000. En parallèle de Jupiter 1000 et du Programme TENORE, il est membre du Directoire Hydrogène de GRTgaz.



SMART-CITIES

La ville intelligente connectée adressera l'ensemble des usages

SMART GRID

Gestion en temps réel des contraintes d'exploitation et de l'indisponibilité du réseau électrique

+ Optimisation des coûts d'O&M*

COMPLEXITÉ ●●●●●

MATURITÉ ●●●●●

BÂTIMENTS

Pilotage centralisé avec les données statiques et dynamiques du bâtiment et échange d'énergie entre bâtiments

+ Optimisation des coûts d'O&M*
+ Optimisation de la consommation

COMPLEXITÉ ●●●●●

MATURITÉ ●●●●●

EAU

Localisation des consommations anormales d'eau avec des capteurs acoustiques et électromagnétiques

+ Optimisation des coûts d'O&M*
+ Optimisation de la consommation

COMPLEXITÉ ●●●●●

MATURITÉ ●●●●●

MOBILITÉ

Déclenchement de la recharge du véhicule électrique quand l'électricité est peu chère et peu carbonée (Smart Charging)

+ Optimisation de la consommation
+ Réduction des émissions de CO₂
+ Fiabilisation du réseau électrique

COMPLEXITÉ ●●●●●

MATURITÉ ●●●●●

DÉCHETS

Analyse du taux de remplissage pour optimiser l'itinéraire de collecte et le positionnement des conteneurs

+ Réduction des émissions de CO₂

COMPLEXITÉ ●●●●●

MATURITÉ ●●●●●

ECLAIRAGE

Adaptation de l'éclairage urbain en fonction des conditions météo et de l'affluence

+ Optimisation de la consommation

COMPLEXITÉ ●●●●●

MATURITÉ ●●●●●

SMART GRID

Soutien à l'équilibrage du réseau via l'électricité stockée dans les véhicules (Vehicle-to-Grid)

+ Optimisation de la consommation
+ Fiabilisation du réseau électrique

COMPLEXITÉ ●●●●●

MATURITÉ ●●●●●

DÉCHETS

Envoi des consignes temps réel sur le tri sélectif via des objets connectés

+ Amélioration de la qualité de vie

COMPLEXITÉ ●●●●●

MATURITÉ ●●●●●

*Opération & Maintenance

QUARTIER D'AFFAIRES

QUARTIER RÉSIDENTIEL

ENVIRONNEMENT

Analyse de la qualité et de la quantité d'eau des lacs / nappes phréatiques / cours d'eau pour :

- détecter d'éventuelles pollutions
- prévenir les inondations

+ Amélioration de la sécurité

COMPLEXITÉ ●●●●●

MATURITÉ ●●●●●

MOBILITÉ

Optimisation de la mutualisation des modes de transport (covoiturage, livraison collaborative, autopartage)

+ Réduction des émissions de CO₂
+ Amélioration de la qualité de vie

COMPLEXITÉ ●●●●●

MATURITÉ ●●●●●

ENVIRONNEMENT

Contrôle de la qualité de l'air pour réguler les émissions (trafic, industrie)

+ Réduction des émissions de CO₂
+ Amélioration de la qualité de vie

COMPLEXITÉ ●●●●●

MATURITÉ ●●●●●

MOBILITÉ

Optimisation des trajets en fonction du trafic, des places de parking et des bornes de recharge électriques disponibles

+ Réduction des émissions de CO₂
+ Amélioration de la qualité de vie

COMPLEXITÉ ●●●●●

MATURITÉ ●●●●●

DÉCHETS

Acheminement automatique des déchets au centre de tri via des conduits souterrains

+ Réduction des émissions de CO₂

COMPLEXITÉ ●●●●●

MATURITÉ ●●●●●

SMART HOME

Optimisation de la consommation multi-fluides grâce à des équipements connectés

+ Optimisation de la consommation
+ Amélioration de la qualité de vie

COMPLEXITÉ ●●●●●

MATURITÉ ●●●●●

SMART GRID

Optimisation de l'autoconsommation et des échanges de flux d'énergie renouvelable au niveau local

+ Optimisation des coûts d'O&M*
+ Réduction des émissions de CO₂

COMPLEXITÉ ●●●●●

MATURITÉ ●●●●●

SMART HOME

Alertes en cas de situation anormale (coupure, surconsommation, intrusion) via des capteurs, caméras, objets connectés

+ Amélioration de la sécurité

COMPLEXITÉ ●●●●●

MATURITÉ ●●●●●

Les conditions à réunir pour réussir le passage à l'échelle des Smart Cities

En 2017, près de 55%¹¹ de la population mondiale vivait dans les villes et était responsable de près de 70%¹² de la consommation globale d'énergie et des émissions de GES. En 2050, l'ONU prévoit que les villes abriteront 68% de la population. Il est donc urgent de repenser les zones urbaines, en créant un écosystème durable qui bénéficiera aux citoyens et aux entreprises mais aussi aux collectivités et gestionnaires de services publics. Le citoyen, au cœur de cet ensemble, profitera grâce au traitement en temps réel et au partage efficace des informations d'une expérience citadine améliorée : augmentation du confort et de la sécurité, diminution des consommations énergétiques et des émissions (déchets, CO₂), émergence de nouveaux services urbains (mobilité intelligente et collective).

SORTIR DE LA LOGIQUE DE SUPERPOSITION DE SMART INITIATIVES, POUR CONSTRUIRE LA SMART CITY

La Smart City se caractérise par une capacité à concilier au sein de l'espace urbain deux formes d'intelligence : l'intelligence des systèmes et celle des services qui en découlent. La première désigne l'optimisation des flux (transport public, fret, trafic, équilibre du réseau électrique, émission de CO₂) et du fonctionnement des dispositifs (approvisionnement en énergie, gestion des déchets). Elle peut se quantifier à travers des indicateurs de type ROI. La seconde englobe les services mis à disposition des usagers, ainsi que les bénéfices des projets engagés par la collectivité. Plus complexe, celle-ci pourrait se mesurer en taux d'adoption. Ainsi,

on qualifiera de véritablement « Smart », une ville dans laquelle les systèmes sont optimisés et bénéficient à l'ensemble de la communauté en alimentant des services.

En partant de cette définition, Sia Partners a défini quatre niveaux de Smart Cities en prenant pour principal critère la transversalité des initiatives via le nombre de secteurs (énergie, mobilité, sécurité, numérique, environnement, social) intégrés au sein de la Smart City. Le niveau 4 correspond dans cette définition à la Smart City de demain. Pour affiner le niveau de maturité des villes, il serait cependant pertinent de prendre en compte d'autres indicateurs comme le niveau d'intégration des initiatives, l'implication des citoyens, l'échelle des projets, la note environnementale, ou encore l'attrait pour les startups.



Typologies des initiatives Smart City d'après Sia Partners*



Niveau 1 : micro-projet Smart City

- Initiative en silo
- Couverture d'un ou deux secteurs (énergie, mobilité, sécurité, numérique, environnement, social)
- Logique top-down (gestion intelligente portée uniquement par les décideurs)
- D'après Sia Partners, 60% des Smart City dans le monde sont à ce niveau

- Service de vélos urbains Velib par la ville de Paris
- Optimisation des feux de circulation par la ville de Toronto



Niveau 2 : initiative Smart City faiblement intégrée

- Début d'initiative multi-secteurs
- Couverture de plus de deux secteurs au sein d'un même projet Smart City
- Prise en compte de quelques inputs bottom-up (recours à l'intelligence des citoyens)
- D'après Sia Partners, 15% des Smart City dans le monde sont à ce niveau

- Ecoquartier Camille-Claudé à Palaiseau (2 000 logements) :
- Démarche durable : construction eco-responsable, filtrage des eaux par plante, chauffage biomasse
- Mise à disposition de nombreux services aux habitants (conciergerie)



Niveau 3 : émergence de projets Smart City intégrés

- Initiative intégrée entre un petit nombre d'acteurs de différents types
- Couverture multi-secteurs au sein des projets Smart City de moyenne ampleur
- Combinaison des logiques top-down et bottom-up au sein du même projet
- D'après Sia Partners, 25% des Smart City dans le monde sont à ce niveau

- Services municipaux digitalisés de la Ville de Nantes métropole
- Participation des citoyens à la remontée d'informations
- Projet de datalab métropolitain pour le suivi temps réel des consommations d'eau, réseau de capteurs de pollution et d'humidité



Niveau 4 : projet global Smart City

- Initiative fortement intégrée entre de multiples typologies d'acteurs
- Couverture multi-secteurs au sein de projets Smart City de grande ampleur
- Imbrication des logiques top-down et bottom-up sur l'ensemble du projet
- D'après Sia Partners, ce niveau de Smart City n'a pas encore été atteint

- Non applicable

¹¹ La Banque Mondiale : Population urbaine

¹² Le C40 Cities Climate Leadership Group : Consumption-Based GHG Emissions of C40 Cities

* Source : Analyse Sia Partners

Ainsi, les initiatives des villes actuelles ne suffisent pas à construire la Smart City de demain : la construction d'une ville intelligente cohérente nécessite un passage à l'échelle. On observe qu'aujourd'hui, la plupart des initiatives qualifiées de « Smart » se font à travers la combinaison d'initiatives mono-secteur qui n'ont pas été pensées à l'origine comme un projet global. Les initiatives multi-secteurs, en général gérées par des consortiums d'acteurs aux compétences complémentaires, sont plus rares. En effet, ce sont surtout la diversité et la spécificité des compétences nécessaires qui rendent le développement de ces initiatives complexe. Au-delà des acteurs traditionnels des villes (institutions publiques, gestionnaires de réseaux, fournisseurs de services publics...), il est capital d'associer de nouveaux acteurs issus du monde des NTIC¹³. Ces initiatives multi-secteurs sont pourtant les seules capables de répondre simultanément aux trois enjeux cœur du concept de Smart City : simplifier la gouvernance pour les gestionnaires de la ville,

améliorer l'expérience urbaine pour les citadins et les entreprises, et aider les gestionnaires de services publics à optimiser leurs systèmes.

La complexité du développement de la Smart City réside ainsi dans la mise en place de synergies entre acteurs. Cette collaboration ne pourra se mettre en place qu'au prix d'un effort d'alignement des enjeux des différentes parties prenantes.

LES LEVIERS POUR FAVORISER L'ADÉQUATION ENTRE LES ACTEURS DE LA SMART CITY

Pour réussir la construction de la Smart City intégrée de demain, il est essentiel de dynamiser la participation de tous les acteurs et de favoriser les échanges afin de maximiser les retombées positives des innovations.

La première étape sera de faire évoluer les comportements pour passer d'une approche individualiste à une approche

communautaire. Grâce aux réglementations, qui rendent obligatoire dans la commande publique la mise à disposition de données, plusieurs initiatives d'open data ont déjà vu le jour. La loi du 7 octobre 2016 pour une République numérique¹⁴ a notamment pour but de favoriser une politique d'ouverture des données et des connaissances, dans un objectif de transparence et pour permettre les réutilisations à des fins économiques. Lille Métropole va par exemple tester le programme "Waze Connected Citizens", collaboration entre Waze et OpenDataSoft. Cette solution permet aux administrations locales d'exploiter le trafic en temps réel dans le but de réduire les embouteillages et d'orienter la feuille de route de la politique urbaine. Pour alimenter ces plateformes, il est indispensable que les citoyens acceptent de partager leurs données. Dans le secteur de l'énergie, le « Green Button » américain permet depuis 2011 aux consommateurs de partager leurs données afin de faciliter la maîtrise des consommations, d'encourager

le développement de services innovants, d'optimiser les coûts de maintenance et de lutter contre la précarité énergétique. Avec le décret d'accès aux données de consommation¹⁵ en 2017, la France s'est également lancée dans la transparence et l'accès aux données énergétiques pour les consommateurs.

D'un point de vue technique, le développement ces dernières années de nombreuses technologies (intelligence artificielle, modèle de prédiction, reconnaissance d'image, plateformes open data, Blockchain, compteurs communicants, réseaux de communication LPWAN¹⁶, 5G...) est une réelle opportunité pour l'avènement de la Smart City, qui va s'enrichir d'une multitude de nouveaux services : éclairage intelligent, places de parking connectées ou encore ramassage des ordures optimisé. Ces nouvelles technologies devront s'organiser au sein d'une structure intégrée pour que les différentes bases de données, référentiels et modules soient accessibles de façon

centralisée, ce qui permettra de les traiter de manière unifiée et synchronisée mais aussi sécurisée. En effet, le succès de ces plateformes sera conditionné à leur capacité à répondre aux exigences de confidentialité, par exemple en permettant des accès différenciés selon les rôles de chaque acteur.

Dans cet environnement où les solutions technologiques sont complexes et fragmentées, les acteurs de la Smart City, et notamment les collectivités, doivent se mobiliser en faveur de la normalisation et la standardisation des outils digitaux, des protocoles et des méthodologies. C'est la position prise par la ville de Bordeaux qui souhaite connecter un de ses quartiers pour diminuer la consommation énergétique et comprendre certains usages des habitants. Un des piliers fort du projet est la mise en place d'une plateforme capable de gérer plusieurs types de protocoles et capteurs, et de transmettre les informations à un système tiers, comme les outils de la ville. S'affranchir des so-

lutions techniques en mettant en place une couche de données indépendante permet non seulement aux métropoles de conserver la gouvernance des données mais aussi de partager facilement entre elles les initiatives Smart pour réaliser des économies.

L'ETAT DOIT ENDOSSER UN RÔLE DE CHEF D'ORCHESTRE POUR IMPULSER UNE DYNAMIQUE ET SUPERVISER TOUS LES ACTEURS

L'avènement des Smart Cities sera corrélé à la collaboration efficace entre les collectivités et les entreprises innovantes. Actuellement, la complexité des procédures peut freiner l'accès à certains appels d'offre publics. Pour accélérer les initiatives, l'Etat doit privilégier les dispositifs du type "Partenariat Innovation" ou SEMOP¹⁷, des outils facilitateurs de partenariats entre le privé et le public.

Sur un autre plan, le financement des Smart Cities implique un questionnement autour



¹³ Nouvelles technologies de l'information et de la communication

¹⁴ Legifrance : LOI n° 2016-1321 du 7 octobre 2016 pour une République numérique

¹⁵ Legifrance : Décret n° 2017-976 du 10 mai 2017 relatif aux modalités d'accès par les consommateurs aux données de consommation d'électricité ou de gaz naturel et à la mise à disposition de ces données par les fournisseurs

¹⁶ LPWAN : liaison sans fil à faible consommation énergétique

¹⁷ SEMOP (Société d'économie mixte à opération unique) : la SEMOP est une forme d'entreprise publique locale permettant à une collectivité locale ou son groupement de lancer un appel d'offre en amont de la constitution de la société

du Business Model des projets. On peut distinguer deux grandes catégories de villes : celles où la collectivité propose des services intelligents à ses citoyens et rémunèrent les entreprises à travers la vente des données ou de la publicité ciblée et celles où les start-ups et entreprises innovantes offrent directement les services aux citoyens. Dans le premier cas, c'est l'Etat qui porte la responsabilité du développement

de la Smart City, alors que dans le second, l'Etat occupe le rôle de régulateur pour garantir la sécurité des citoyens.

Pour que le développement des Smart Cities se fasse au profit de tous, l'Etat doit jouer le rôle de tiers de confiance dans les projets. En conséquence, les collectivités doivent se doter de compétences sur le traitement des données et le pilotage

de projets Smart City. Certains métiers, comme ceux du domaine juridique seront transformés pour intégrer un aspect sécurisation et gouvernance des données alors que d'autres, comme le Smart City Manager, sont à créer. L'intégration massive d'objets connectés et des NTIC nécessitera également le recours à des experts pour conseiller les élus locaux et orienter au mieux les investissements.

Avec tous les services qu'elle offre, la ville intelligente permettra d'accélérer la transition énergétique et de concilier écologie, économie et confort. La ville connectée représente ainsi une véritable opportunité dans la mise en œuvre des orientations stratégiques de la PPE, récemment annoncées : intégration massive des ENR, mobilité propre et maîtrise de la consommation.

Cependant, un véritable risque de développement des Smart Cities à deux vitesses existe, faute d'un budget suffisant pour certaines collectivités. Un cadre incitatif inscrit dans les politiques énergétiques locales sera essentiel pour faciliter un développement à plus petite échelle.

Quels sont les acteurs clés d'un projet Smart City intégrant les dimensions mobilité et énergie ?*

MÉTIERS À INTERNALISER AU NIVEAU DE LA COLLECTIVITÉ TERRITORIALE



1 Smart City Manager

Rôle : Responsable des partenariats avec les entreprises, il doit comprendre et orienter les choix technologiques

Compétences : Techniques (IoT) + digitales + relations prestataires



1 Urbaniste Smart City

Rôle : Il conçoit un espace urbain optimisé et assure la cohérence entre les chantiers

Compétences : Techniques (IT) + génie civil



1 Urbaniste Mobilité

Rôle : Il gère l'intégration des flottes de véhicules (électriques et autonomes) et adapte l'urbanisme de la ville à ces nouveaux modes de mobilité

Compétences : Génie civil + mobilité



1 Conseiller NTIC

Rôle : Il doit imaginer de nouveaux usages urbains en considérant les coûts et la qualité du service

Compétences : Techniques (IoT, NTIC) + conception de services



2 Chief Data Officers

Rôle : Il est en charge de la gouvernance des données, de leur protection et du respect de la vie privée

Compétences : Techniques (data, IoT) + juridiques + cybersécurité



APPUI D'EXPERTISE À TROUVER AUPRÈS DES ENTREPRISES



1 Techniciens IoT

Rôle : Il gère l'installation, la logistique et la maintenance des objets connectés

Compétences : Techniques (IoT) + logistiques



1 IoT Designer

Rôle : Il transforme les objets du quotidien en capteur pour répondre aux besoins spécifiques à chaque ville

Compétences : Techniques (IoT, NTIC) + design



2 Smart Grid Engineers

Rôle : Il gère l'intégration des nouvelles technologies et des EnR sur les réseaux d'énergie

Compétences : Techniques (EnR, Smart Grids)



1 BIM Manager

Rôle : Il cadre et supervise l'intégration des NTIC à toutes les étapes de conception et de fabrication des bâtiments

Compétences : Techniques (IoT, NTIC) + gestion projet immobilier



* Source : Analyse Sia Partners pour un projet ciblant 80 000 personnes

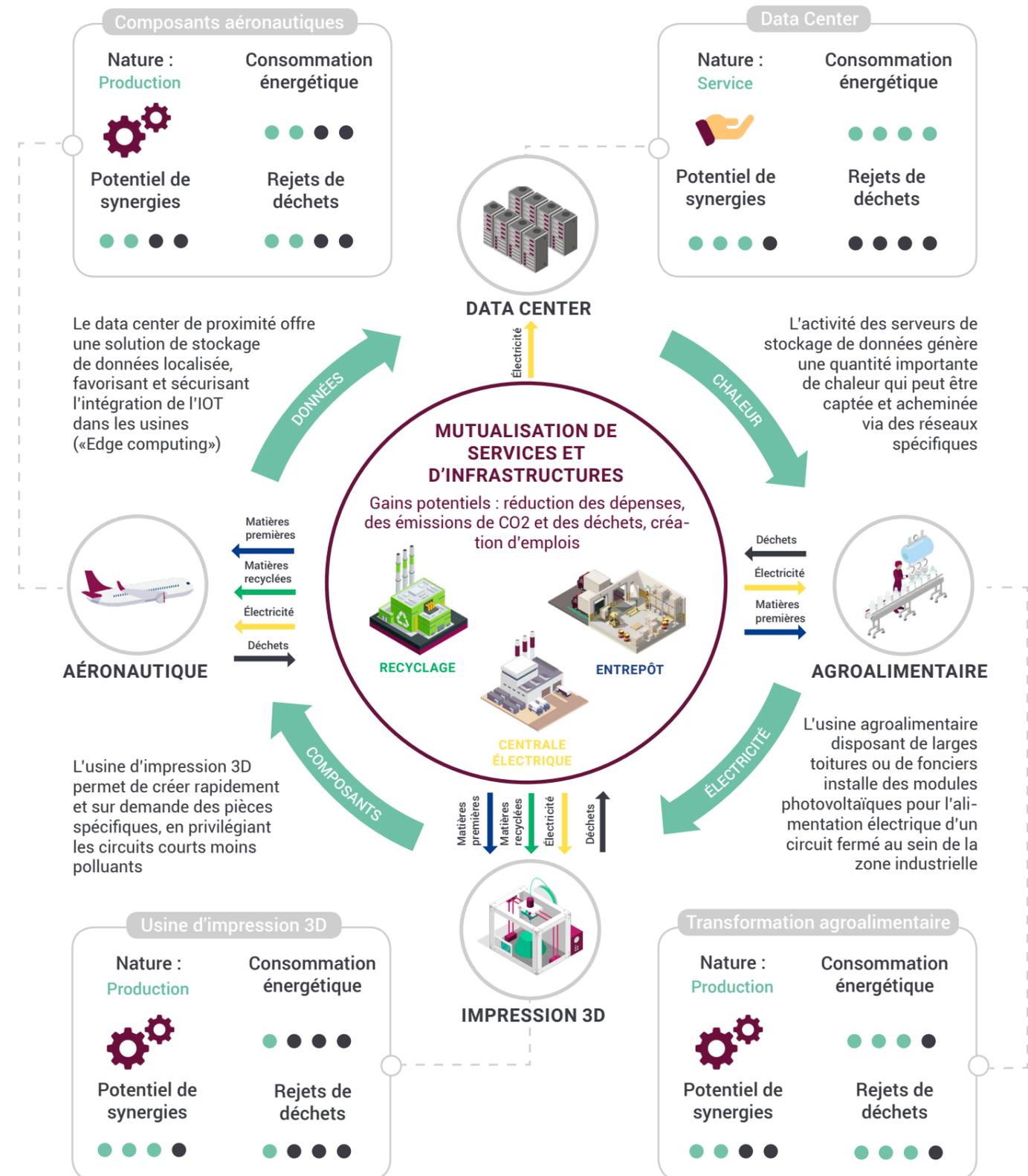
Des synergies pour des zones industrielles plus efficaces et à moindre impact environnemental

L'optimisation des zones industrielles passe par un recensement et une réorganisation des flux transitant dans ces espaces. Energies, déchets, données et services produits localement peuvent alors se substituer à des intrants extérieurs ou être mutualisés entre entités. Le potentiel de synergies des entreprises varie en fonction de la capacité à valoriser leurs flux sortants et à réutiliser ceux des autres entreprises de la zone.

Cette infographie illustre un exemple de cycle vertueux impliquant les entités d'un même parc industriel :



ÉCONOMIE CIRCULAIRE



L'Écologie Industrielle et Territoriale pour intégrer l'industrie dans l'économie circulaire

En réduisant ses émissions de CO2 de 635 000 tonnes par an grâce aux synergies développées entre ses entreprises, le site industriel de Kalundborg, au Danemark, fait figure de référence mondiale en matière d'écologie industrielle et territoriale (EIT).

En France, l'exemple du tissu industriel de Dunkerque se démarque, présentant un réseau de synergies complexe et mature, porté par un lien historique entre la société Arcelor Mittal et le réseau de chaleur de la ville. La récupération de la chaleur des hauts fourneaux permet de répondre à la consommation de 16 000 logements collectifs et bureaux, tout en évitant l'émission de 492 000 tonnes de CO2. Si Dunkerque semble particulièrement dynamique en matière d'EIT, les initiatives sur le reste du territoire sont pour la plupart récentes, et reposent sur une mutualisation de services et des échanges de flux énergétiques peu développés.

Au regard des bénéfices économiques et environnementaux envisageables, le déploiement de l'économie circulaire entre acteurs industriels est amené à s'intensifier et devrait progressivement devenir la norme dans une majorité des zones industrielles. Avec 30 projets soutenus par l'ADEME en 2017, la France amorce le déploiement de ces pratiques en s'appuyant sur de nouveaux leviers de croissance.

LA CONSOLIDATION D'UN ENVIRONNEMENT ÉCONOMIQUE FAVORABLE EST IMPÉRATIVE POUR INITIER LES PROJETS D'EIT

La mise en place d'initiatives durables au sein d'une zone industrielle implique des investissements de la part des acteurs présents dans la zone. Ces investissements portent notamment sur le déploiement d'infrastructures permettant d'optimiser les flux de matière et d'énergie transitant sur ces plateformes : les rejets d'une usine deviennent des intrants pour un autre acteur (flux de substitution) ou bien un approvisionnement groupé remplace les approvisionnements individuels (flux de mutualisation).

En mutualisant des services communs comme la centralisation et le traitement des déchets, la mobilité du personnel ou bien l'approvisionnement et le stockage des matières premières, les acteurs industriels peuvent réaliser des économies significatives. Ces gains économiques peuvent ensuite être accrus et pérennisés à travers l'optimisation des flux énergétiques au sein de l'éco-parc. A titre d'exemple, la chaleur fatale générée par certains secteurs d'activité (chimie, agroalimentaire...) pourrait être captée et redistribuée aux autres acteurs du parc pour répondre à leur propre consommation. Actuellement, 109,5 TWh de chaleur fatale sont rejetés chaque année par l'industrie, soit 36 % de la consommation de combustibles de ce secteur¹⁹. Au-delà de la chaleur, cela pourrait être appliqué aux réseaux fermés de distribution d'électricité où une source renouvelable

(de type panneaux solaires) permettrait aux consommateurs industriels de bénéficier d'une électricité à coût réduit. Les réseaux d'approvisionnement publics serviraient de solutions d'appoint pour répondre aux pics de consommation énergétique ne pouvant être couverts par la production locale du site industriel.

La création de ces structures représente néanmoins un investissement élevé pour les acteurs industriels privés. Le Groupement d'Intérêt Économique (G.I.E.) OSIRIS, gestionnaire de services et d'infrastructures pour la plateforme chimique Les Roches-Roussillon (Isère), a ainsi engagé 23 millions d'euros d'investissement en 2013 pour installer une chaudière biomasse et déchets de bois. Cette installation permet aujourd'hui d'éviter le rejet de 60 000 tonnes de CO2 par an¹⁹, en réduisant de 15% la consommation d'énergie fossile pour les industries de la plateforme. Bien que les résultats soient positifs, l'investissement initial conséquent constitue le principal frein au lancement d'initiatives par les entreprises.

Afin de favoriser ces initiatives d'économie circulaire, les pouvoirs publics déploient des mécanismes de soutien à l'investissement. Le Fonds Chaleur de l'ADEME a ainsi attribué 1,5 milliard d'euros à la mise en place d'équipements de captage, stockage, transport et distribution de chaleur. L'effet de levier généré par ce type d'aide est considérable : l'investissement privé généré par les financements du Fonds Chaleur est évalué à 5 milliards d'euros. Pour aller plus loin et favoriser la généralisation de ces pratiques, les pou-

voirs publics devront également mettre en lumière les gains économiques permis par l'EIT. En ce sens, le Programme national de synergies inter-entreprises (PNSI) expérimenté sur 4 régions²⁰ avait pour objectif de servir de démonstrateur pour les porteurs d'initiatives. En deux ans, ce programme a permis d'impliquer 588 entreprises pour des économies évaluées à 500 000 euros, 25 000 tonnes de déchets réutilisés/recyclés, et plus de 2 100 tonnes de CO2 évitées. Ce type de projet permet aux industriels de capitaliser sur des retours d'expérience réels pour dresser des modèles d'affaires sur les courts et moyens termes, décrivant les stratégies d'investissement à la rentabilité optimisée.

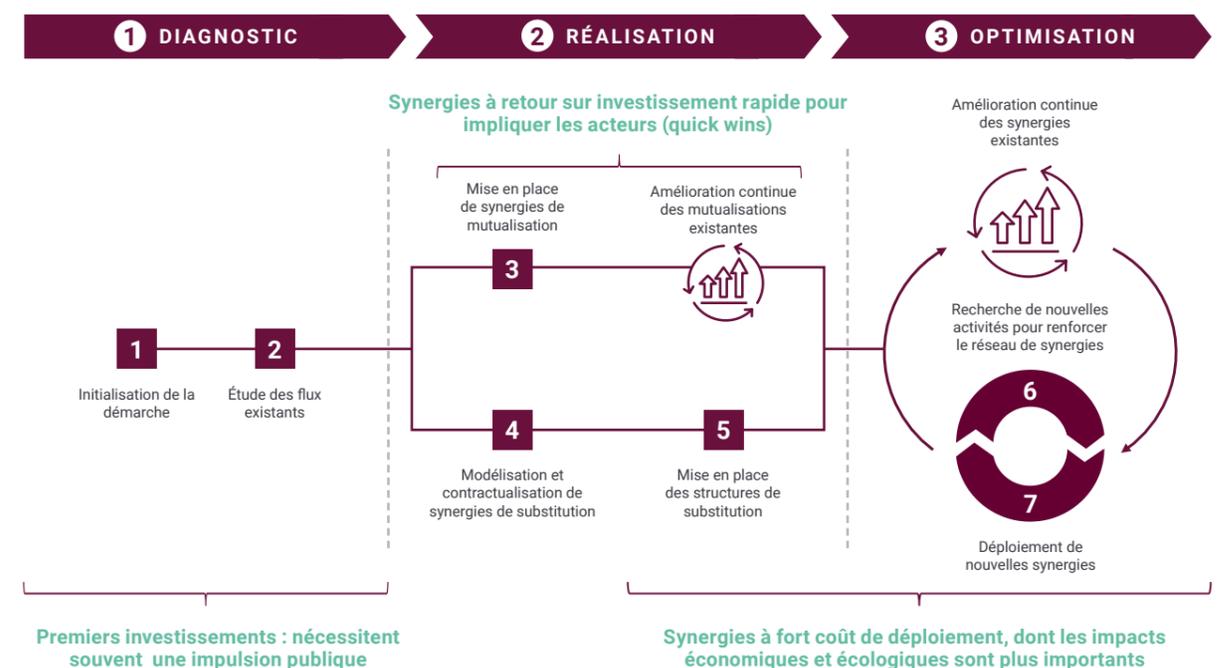
L'AFFIRMATION DE NOUVEAUX ACTEURS ET L'HARMONISATION DES MÉTHODOLOGIES PERMETTENT UNE INTENSIFICATION DES DÉMARCHES EIT

Les premiers retours d'expérience soulignent, entre autres, le rôle central de l'acteur tiers dans les démarches EIT. Cet acteur tiers agit comme coordinateur des initiatives portées au sein d'une zone industrielle : il initie les démarches en identifiant les premières synergies à déployer, assure la coordination des partenaires impliqués et veille à la bonne réalisation de chaque projet.

L'acteur tiers peut prendre différentes formes, publiques ou privées. Cette structure peut être créée spécifiquement pour piloter les activités d'une zone industrielle (comme le G.I.E OSIRIS ou ECOPAL à Dunkerque) ou bien être une structure déjà existante, qui valorise son expérience acquise sur différents projets. En France, l'ADEME ou les Chambres du Commerce et de l'Industrie soutiennent l'affirmation de ces acteurs en finançant intégralement ou partiellement des postes d'animateurs de projets d'économie circulaire.

Dans un modèle d'EIT à la maturité avancée, les acteurs tiers pourraient suivre une feuille de route harmonisée à l'échelle nationale, décrivant les étapes successives pour pérenniser les synergies mises en place. Cette feuille de route pourra être formalisée en capitalisant sur les retours d'expérience dans un outil de référencement des initiatives à l'échelle nationale. Les expérimentations menées jusqu'à aujourd'hui mettent déjà en lumière quelques pistes : les premières étapes porteraient sur la mutualisation de services, qui peut être concrétisée rapidement et avec peu d'investissements pour des bénéfices quasiment immédiats. Ce type de mutualisation permet de communiquer sur les premiers résultats du programme et de maintenir l'intérêt des entreprises pour ensuite les entraîner vers des synergies plus ambitieuses.

Feuille de route pour le déploiement d'initiatives d'Écologie Industrielle et Territoriale*



¹⁹ ADEME, « De la vapeur issue de biomasse pour 15 industries chimiques de la plateforme de Roussillon (38) », 2014

²⁰ Auvergne-Rhône-Alpes, Bretagne, Normandie et Nouvelle-Aquitaine
* Source : Analyse Sia Partners

Interview de Côme Renaudier (Réseau Synapse) sur les perspectives de l'Écologie Industrielle et Territoriale en France

Au-delà de la méthodologie industrielle, cette feuille de route serait avant tout un indicateur de suivi pour assurer la bonne rentabilité des projets engagés. Les résultats financiers seraient comparés avec les résultats réalisés par des éco-parcs plus matures, lorsqu'ils étaient à un stade de structuration similaire. Chaque étape clé du déploiement d'un parc EIT serait référencée avec un historique des dépenses engagées puis des retours sur investissement réalisés.

LES INNOVATIONS DIGITALES, UN LEVIER INDISPENSABLE À L'INTENSIFICATION ET À LA COMPLEXIFICATION DES DÉMARCHES D'EIT

Dès à présent, les outils numériques interviennent dans les différentes étapes du déploiement et de la pérennisation des démarches EIT. Au démarrage d'un projet, des outils de modélisation et de prospective sont utilisés pour quantifier et géolocaliser les flux existants afin de simuler et d'identifier les pistes de synergies pertinentes. C'est le cas de la toile industrielle de Dunkerque, de l'outil RECYTER développé par EDF, ou bien de l'outil Actif développé par la Chambre de Commerce et d'Industrie (CCI) de France. En deux ans, ce dernier a répertorié plus de 9 500 flux auprès de 2 800 entreprises. Il a permis, grâce aux synergies mises en place, d'économiser 430 000 euros, de valoriser 65 000 tonnes de déchets, et

de créer 25 emplois²¹. Dans la mise en œuvre de nouvelles synergies, les marketplaces se multiplient pour mettre en relation offre et demande de déchets²² ou de stocks inactifs²³. D'autres plateformes web telle que Factoryz proposent la mutualisation de ressources matérielles et humaines. En aval des initiatives EIT, les outils de pilotage permettent de quantifier les gains économiques et environnementaux des synergies mises en place. Avec 47 projets d'EIT, le Référentiel ELIPSE est aujourd'hui le plus avancé dans le domaine et répertorie près d'un tiers des projets de l'Hexagone.

Les innovations technologiques permettront aux démarches d'EIT des prochaines années de prendre de l'envergure et il faudra compter sur la 4e Révolution Industrielle propulsée par le digital pour « durabiliser » le système de production et atteindre les ambitions nationales et internationales en matière de développement durable et de réchauffement climatique. Certaines startups comme Upcyclea explorent déjà les nouvelles capacités de l'intelligence artificielle et du machine learning pour boucler les flux de matière et « upcycler » les ressources, c'est-à-dire maintenir la qualité des matières premières tout au long des multiples cycles de vie du produit afin de les rendre réutilisables. Pour cela, Upcyclea combine des algorithmes avec une base de connaissance des procédés de transformation, issus de missions Cradle

to Cradle²⁴.

Les usines intelligentes exploiteront les capacités de l'Internet of Things (IoT) pour optimiser l'utilisation des outils de production et en révolutionner la maintenance. Cela participera considérablement à l'efficacité énergétique du secteur de l'Industrie, qui représente aujourd'hui 1/5 de la consommation finale d'énergie en France²⁵. Grâce à la robotique et l'automatisation utilisées pour industrialiser les chaînes de désassemblage, le recyclage industriel pourrait devenir économiquement viable. Avec un taux de recyclage estimé à 70% pour l'acier et 56% pour le plastique²⁶, les usines automobiles de demain réduiront de façon conséquente leur demande de matière vierge. Apple explore d'ores et déjà cette piste avec son robot, Liam, qui désassemble un iPhone en 11 secondes et traite 2,4 millions d'unités par an.

L'écologie industrielle et territoriale est amenée à se généraliser en France, en s'organisant autour de modèles économiques pérennes, d'animateurs sur le terrain, de méthodologies efficaces et d'outils digitaux sans cesse plus performants. Ce déploiement de l'économie circulaire à l'échelle des parcs industriels se fera de concert avec une évolution des procédés dans les usines elles-mêmes. Les éco-parcs pourront alors s'imposer comme des entités intégrées sur la gestion des flux énergétiques et de matière.

Lancé en 2017, le Réseau Synapse est né de la volonté des animateurs locaux de se regrouper pour coordonner les dynamiques d'EIT observées dans toutes les régions. Il rassemble aujourd'hui les différents acteurs de l'écologie industrielle et territoriale : animateurs locaux, autorités et organismes publics, agences de développement économique, mais aussi des chercheurs, des consultants et des think tanks. L'ambition première du Réseau Synapse est d'accélérer le déploiement de l'EIT dans les territoires par la concrétisation des synergies et leur massification. <https://www.reseau-synapse.org>



Sia Partners – Comment s'est développée l'Écologie Industrielle et Territoriale en France ?

Réseau Synapse – On peut distinguer trois grandes phases de l'EIT en France. La période 2000-2015 a été celle des projets structurants de recherche sur la méthodologie, avec notamment le projet COMETHE²⁷. Puis de 2015 à 2017, plusieurs projets d'expérimentations de l'EIT ont été menés pour tester la méthode et développer des outils de suivi. On peut citer les trois projets d'envergure nationale que sont le Programme National des Synergies Inter-Entreprises (PNSI)²⁸, l'outil ACTIF²⁹ ou encore le référentiel d'évaluation des démarches ELIPSE³⁰. Depuis deux ans, nous constatons une augmentation du nombre de nouvelles démarches EIT, avec plusieurs dizaines d'initiatives chaque année dans le pays. Les premières actions portent principalement sur des études de flux et la mise en place de synergies de mutualisation.

Sia Partners – Quels sont selon vous les leviers pour aujourd'hui changer d'échelle ?

Réseau Synapse – On n'arrivera pas à faire décoller le sujet si on ne parvient pas faire la démonstration de l'intérêt économique de l'EIT pour les entreprises et les territoires. Or, on manque pour l'instant de retours d'expériences suffisamment consolidés pour objectiver les gains économiques potentiels à des entreprises et du pays. En fonction du potentiel économique identifié, l'EIT pourra devenir un réel argument d'attractivité pour les territoires et s'inscrira davantage dans les priorités de l'agenda politique. Par ailleurs, l'une de nos priorités à court terme est de favoriser la massification des données de flux à l'échelle des entreprises afin de maximiser le potentiel de synergies.

Sia Partners - Qu'est ce qui a contrario constitue encore un frein à l'accélération de l'EIT en France ?

Réseau Synapse – À moyen terme, si l'on estime que la démonstration de la pertinence économique est faite, on peut se heurter à des contraintes de savoir-faire. Rendre un même service en substituant une matière à une autre requiert potentiellement des connaissances relativement pointues en physique, en chimie ou en résistance mécanique. Nous avons encore beaucoup à apprendre de ce côté-là.

Sia Partners – Le soutien de l'ADEME sera-t-il toujours indispensable ?

Réseau Synapse – Nous parlions tout à l'heure des freins à l'expansion de l'EIT, le défi de la pérennité du modèle économique en est également un. Notre objectif pour le moment est d'accompagner les territoires pour les aider à gagner en maturité sur les sujets d'EIT, afin que des acteurs publics ou privés au niveau local se positionnent et deviennent autonomes financièrement.

²¹ Actif, « L'écologie Industrielle et Territoriale, retours d'expérience », 2016

²² Plateforme en ligne « Direct-Déchet »

²³ À titre d'exemples, les plateformes en ligne « Pro-Spare » et « Easybulkplace »

²⁴ Concept visant le maintien de la qualité des matières premières tout au long des multiples cycles de vie du produit. La notion de déchet disparaît, tout produit étant considéré alors comme une ressource.

²⁵ Selon l'Observatoire de l'Industrie Electrique, « La consommation d'énergie dans l'industrie en France », 2015

²⁶ Euractiv, « L'économie circulaire pourrait permettre de neutraliser les émissions de CO2 », 2018

²⁷ www.comethe.org

²⁸ www.economiecirculaire.org

www.ademe.fr

²⁹ www.cci.fr

³⁰ www.economiecirculaire.org



En revanche, parce que les acteurs principaux de l'EIT sont des entreprises privées, la mise en place de nouvelles synergies est le plus souvent motivée par la recherche de gains économiques. L'interventionnisme public doit et devra toujours être présent pour rendre possible des synergies moins rentables mais ayant un impact positif très fort sur l'environnement. A travers leur ancrage territorial, les collectivités auront vraisemblablement un rôle croissant à jouer.

Sia Partners – Au-delà des gains économiques attendus, comment l'EIT pourra répondre aux enjeux climatiques actuels ?

Réseau Synapse – Parmi tous les scénarios envisagés pour maintenir le réchauffement de la planète en dessous des deux degrés, il n'y en a pas un de sérieux

qui fasse l'impasse sur le niveau de demande en matière première. En d'autres termes, il est primordial d'appliquer réellement les concepts de l'économie circulaire aux industries lourdes pour que cela devienne un levier déterminant pour réduire significativement l'impact carbone du secteur. Le bouclage des flux doit contribuer avec l'efficacité énergétique et le développement des énergies renouvelables à lutter contre les dérèglements climatiques. Ainsi, les industriels très en amont dans les chaînes de valeurs, produisant souvent des matières intenses en énergie, doivent se pencher sérieusement sur la question. Ces industries ont d'ailleurs souvent une proximité géographique (zones portuaires, plateformes chimiques, etc.). Ceux qui anticiperont cette problématique dès à présent seront probablement demain les gagnants de la transition énergétique et écologique.

Présentation de l'ADEME et du Réseau Synapse

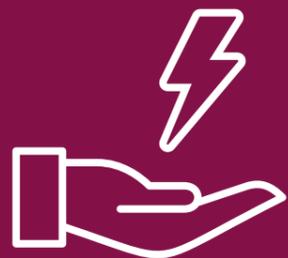
L'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME), très impliquée dans l'EIT, a impulsé la création du Réseau Synapse, finance son animation et assure la présidence du comité d'orientation. Par ailleurs, à travers ses directions régionales, l'ADEME finance des postes d'animateurs EIT ainsi que certaines démarches EIT comme les projets de chaleur fatale ou pour réaliser des expertises sur des synergies complexes. Au-delà de cette mission autour de l'EIT, l'ADEME, en tant qu'opérateur d'état, s'attache à soutenir et mettre en œuvre la politique française de transition énergétique et écologique principalement dans les domaines de l'énergie, du climat, de l'économie circulaire et de la qualité de l'air, et ce sur tous les secteurs d'activités (industrie, transport, bâtiment, agriculture etc.).

Présentation de Côme Renaudier

Côme Renaudier est ingénieur au service Entreprises et Dynamiques Industrielles de l'ADEME, et co-animateur du Réseau Synapse.



Panorama des services énergétiques innovants en France



SERVICES ÉNERGÉTIQUES

Légende :

TYPLOGIE D'ACTEURS À L'ORIGINE DE L'INNOVATION :

- Energéticiens :** fournisseurs historiques et alternatifs
- Non énergéticiens :** start-up, sociétés expertes en data (innovations généralement intégrées ensuite par les énergéticiens, via des développements internes et/ou acquisition des sociétés innovantes)

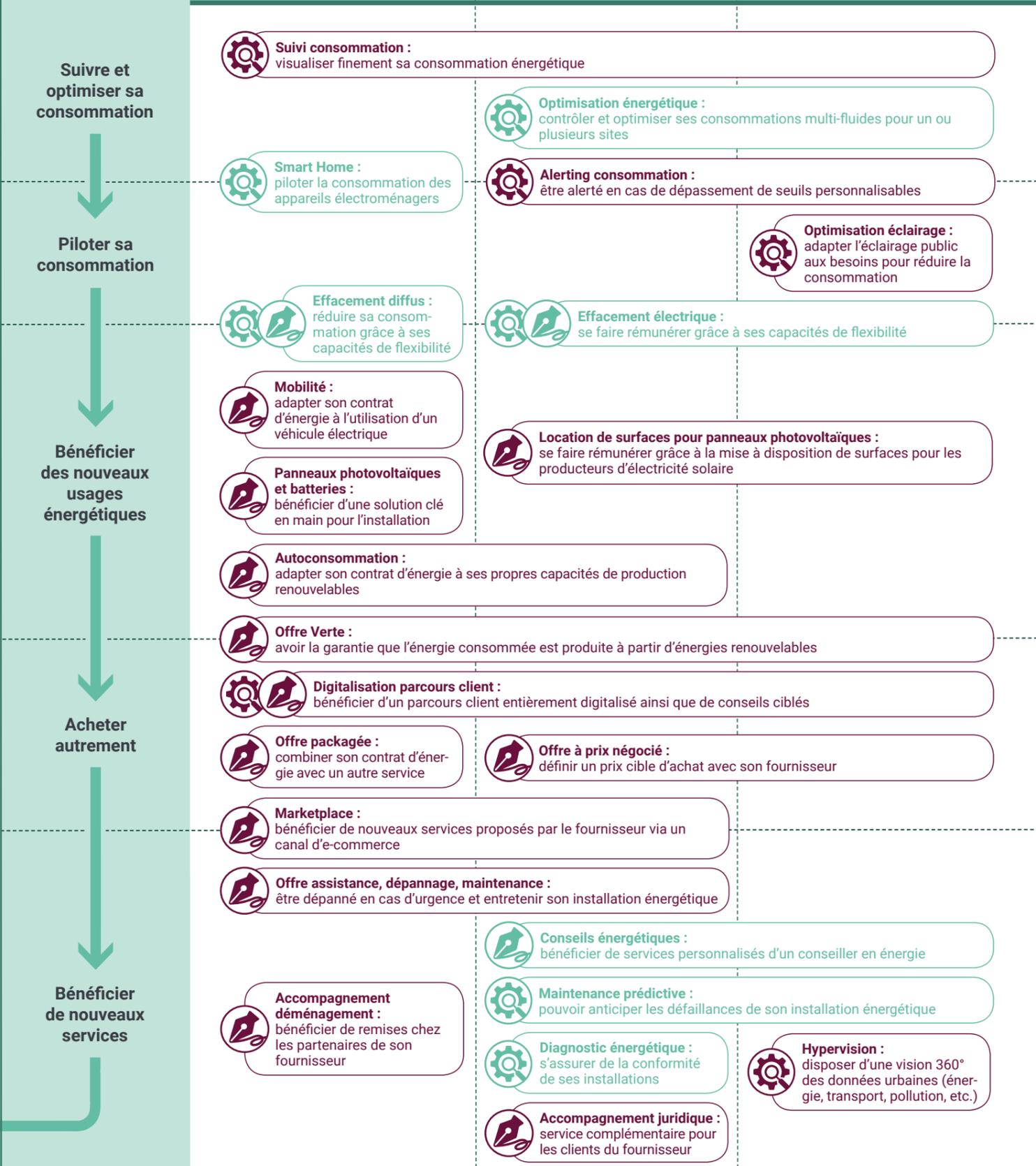
TYPE D'INNOVATION :

- Innovation contractuelle
- Innovation technique

Des services de plus en plus personnalisés et diversifiés au-delà de la fourniture d'énergie, faisant évoluer le métier de l'énergéticien



PARTICULIERS ET PETITS PROFESSIONNELS INDUSTRIELS COLLECTIVITÉS



Décentralisation des réseaux, personnalisation des usages, explosion des données : à quoi ressemblera la fourniture d'énergie demain ?

En France, les fournisseurs d'énergie sont confrontés à plusieurs défis : évolutions technologiques, évolutions réglementaires marquées en particulier par une accélération de la concurrence, clients plus exigeants et digitaux. Afin de fidéliser leur clientèle et d'augmenter leur part de marché, ils doivent se réinventer pour renforcer leur rôle d'interlocuteur privilégié de leurs clients en proposant un panel de services diversifiés et personnalisables. Le client de demain, encore plus connecté, voudra maîtriser et piloter sa consommation, bénéficier d'offres énergétiques flexibles et adaptées à ses besoins, et disposer d'un ensemble de services complémentaires à sa fourniture d'énergie.

LA VALORISATION DE LA DONNÉE CONSTITUE LA PREMIÈRE BRIQUE DES FUTURS SERVICES ÉNERGÉTIQUES

La masse de données générées et exploitées par les fournisseurs d'énergie a explosé ces dix dernières années, du fait de la multiplication des objets connectés et d'une demande accrue de transparence de la part des clients, notamment des collectivités. Cependant, les services autour de la data demeurent assez peu développés chez les énergéticiens, et sont souvent couplés à une offre de fourniture d'énergie : jusqu'alors, le prix relativement abordable de l'énergie en France n'a pas incité les ménages à se soucier des possibilités qu'offrait l'exploitation des données relatives à leur consommation. A contrario, industriels et collectivités sont déjà réceptifs à cette démarche étant donné les volumes d'énergie qu'ils consomment.

Dans les prochaines années, les nouveaux usages de l'énergie (véhicules électriques,

stockage de l'électricité, autoconsommation, smart home...) vont continuer à se développer. Ils auront pour corollaire la nécessité de maîtriser les données, tandis que l'éventail énergétique s'étoffera d'offres plus flexibles et personnalisables. Avec le développement de nouveaux usages énergétiques et d'une conscience écologique plus marquée, tous les segments de clients voudront suivre de près leur consommation pour mieux surveiller ce poste de dépenses. Ainsi, les entreprises spécialisées dans le traitement des données s'emparent déjà du domaine de l'énergie. Par exemple, les GAFAs se sont positionnés sur ce marché en proposant des solutions énergétiques pour la Smart Home (télécommande et thermostat connectés, etc.). En réaction, les fournisseurs d'énergie historiques ont dû refondre leur systèmes d'information,

acquérir de nouvelles compétences (data science, data quality, etc.) et adopter de nouvelles stratégies axées sur le traitement des données telles que l'habitat connecté ou la digitalisation de la relation client.

D'ici 2050, la valorisation des données passera également par le développement de l'intelligence artificielle (IA) et la capacité d'agrèger les données. Actuellement, l'IA chez les énergéticiens se traduit notamment par des chatbots pour les particuliers, et des prévisions de consommation pour les clients industriels. Les gains potentiels générés par l'IA peuvent être nombreux, tant pour le fournisseur d'énergie que pour le client. Le fournisseur d'énergie disposant de plus d'informations sur la consommation de son client pourra, via l'IA, lui proposer des services personnalisés aux meilleurs tarifs. Il sera par exemple possible d'analyser les don-

nées de consommation pour détecter le matériel défaillant chez les particuliers (réfrigérateur, chauffage) et les industriels (permettant la maintenance prédictive), ou bien optimiser les différents usages électriques (véhicule électrique stockage) grâce à des algorithmes d'analyse et de prévision de la consommation. L'IA pourra également être utilisée pour identifier les clients à risque (défaut de paiement) et diminuer les coûts de la relation client en généralisant les chatbots. Ces "données intelligentes" apporteront une valeur ajoutée d'autant plus grande que les synergies sont développées entre différentes bases de données : assurances, services à la personne, services multi-énergies ou services de sécurité. L'agrégation de ces différentes bases de données pourra permettre à l'utilisateur final de bénéficier d'une plateforme multifonctions centralisée, que ce soit à l'échelle d'un foyer, d'un site industriel ou d'une ville. Être capable

de proposer une telle plateforme constitue l'une des clés du succès pour se positionner comme l'acteur incontournable des services énergétiques de demain.

LA DÉCENTRALISATION DU RÉSEAU OBLIGERA LES FOURNISSEURS D'ÉNERGIE À REPENSER LEUR RÔLE ET À FAIRE ÉVOLUER LEUR ACTIVITÉ

La révolution des services énergétiques ne sera pas uniquement digitale, elle sera également contractuelle. Ainsi, pour se différencier de leurs concurrents, certains fournisseurs d'énergie proposent déjà à leurs clients d'acheter leur énergie par bloc³¹ et non plus sous forme de fourniture classique. Cela permet d'éviter des frais d'abonnement qui peuvent être importants, surtout pour ceux qui consomment peu ou par période. Ce type d'offre est donc particulièrement adapté aux résidences secondaires ou aux locations saisonnières, ainsi qu'aux consommateurs ayant de fortes capacités d'autoproduction.

D'ici 2050, la fourniture d'énergie évoluera probablement vers un système décentralisé. En effet, de plus en plus de clients auront leur propre système de production et de stockage (photovoltaïque, éolien en propre). Selon RTE, « à l'horizon 2030, il pourrait y avoir 4 millions d'auto-consommateurs en France ». Les énergéticiens pourraient donc voir leur activité de fourniture d'énergie remise en question avec une mutation de la structure de leur portefeuille. Ils devront en effet composer avec différents profils de clients : 100% auto-consommateurs avec un surplus de production, auto-consommateurs partiels, clients sans capacité de production décentralisée. Ces clients pourront par ailleurs se regrouper en communautés énergétiques avec un modèle d'autoconsommation collective. Il en résultera a priori une plus faible demande de fourniture à partir de production centralisée classique, couplée à un fort besoin d'optimisation des flux de production et de consommation au sein de ces communautés.



³¹ Offres d'achat d'un certain volume d'énergie prépayé, à la différence d'un contrat avec abonnement et prix du kWh



Les fournisseurs devront alors se positionner en tant que gestionnaires d'échanges d'énergie et non plus en tant que fournisseurs d'énergie classique. La fourniture d'énergie serait alors de plus en plus considérée comme un complément à la production décentralisée. Grâce à la mise en place d'algorithmes prédictifs, le fournisseur gestionnaire sera en mesure de suivre et d'anticiper la consommation et la production à une maille individuelle, tout en assurant les échanges énergétiques entre les clients de son portefeuille. Les solutions d'effacement et d'équilibrage de portefeuille tout comme la mise en place de plateformes de gestion et pilotage des flux devront être maîtrisées par les fournisseurs. La structure de l'offre de fourniture proposée dépendra alors des usages du client, de son besoin en énergie de complément.

POUR RESTER UN INTERLOCUTEUR PRIVILÉGIÉ DE LEURS CLIENTS, LES ÉNERGÉTICIENS DEVRONT LEUR PROPOSER DES SERVICES DIVERSIFIÉS ET COMPLÉMENTAIRES À LA FOURNITURE D'ÉNERGIE

Plusieurs fournisseurs d'énergie français étoffent aujourd'hui leur gamme avec des services de proximité en direction des particuliers, des petits professionnels et des industriels : assurance, dépannage d'urgence, travaux de rénovation et de maintenance, alarme et télésurveillance, entretien des espaces verts ou encore location de véhicule.

La centralisation de services diversifiés sur une même plateforme, déjà initiée par quelques acteurs, présente plusieurs

avantages. Les clients bénéficient en effet via cet outil d'une solution simple, rapide, fiable et économique, grâce à un réseau de partenaires de confiance sélectionnés par les fournisseurs et des prix généralement avantageux. A l'horizon 2050, chaque client pourrait alors composer le bouquet de services qu'il désire, en sélectionnant les options qui correspondent le mieux à ses besoins. Idéalement, le client n'aurait plus qu'un interlocuteur unique, gérant l'ensemble de ses contrats. A l'étranger, des entreprises ont déjà mis en œuvre ces innovations. Au Royaume-Uni, l'entreprise SSE propose l'accès à internet et la téléphonie fixe en plus de la fourniture de gaz et d'électricité. Les clients énergie de SSE bénéficient alors d'une remise sur le contrat énergie. De même en Nouvelle-Zélande, les clients du fournisseur Trust Power bénéficient d'une réduction croissante proportionnelle au nombre de services compris dans l'offre de services.

Pour mener à bien cette diversification, le rachat de start-up apparaît comme une solution privilégiée par les fournisseurs d'énergie. Ces sociétés à l'expertise très spécialisée sont souvent à la pointe de l'innovation ; leur petite structure et la flexibilité qui les caractérisent permettent de développer rapidement des idées novatrices. Par exemple, la start-up "Mes dépanneurs" a développé une plateforme en ligne proposant des services de dépannage de proximité (plomberie, électricité, chauffage, serrurerie, etc.). Engie a vu dans ce bouquet une opportunité pour fidéliser ses propres clients et a acheté la start-up en 2017 pour ajouter la plateforme à sa gamme de services.

Cette diversification peut également se faire dans le cadre d'une stratégie de partenariat. Divers acteurs peuvent développer des partenariats avec les fournisseurs d'énergie : municipalités, centres de sports, supermarchés, restaurants, etc. Différents modèles sont testés ou déployés par les énergéticiens : une remise sur la facture d'énergie du partenaire, des tarifs préférentiels chez le partenaire pour les clients du fournisseur, un tarif avantageux si le client souscrit à la fois chez le fournisseur et chez son partenaire, etc. Ainsi, un partenariat entre énergéticien et opérateur télécom apporterait des synergies intéressantes pour le client, qui n'aurait plus qu'un seul interlocuteur pour traiter deux services aujourd'hui indispensables. Toutefois, le fournisseur d'énergie de demain devra veiller à maintenir la qualité des nombreux services qu'il proposera, et s'attacher à ne pas perdre son identité en diversifiant trop son offre.

Confrontés à plusieurs défis réglementaires, technologiques, environnementaux, les fournisseurs d'énergie se situent donc à un moment charnière. Ces défis constituent à la fois des menaces et des opportunités. En effet, s'ils n'anticipent pas correctement les évolutions des usages et des technologies, les fournisseurs risquent de s'effacer au profit d'acteurs spécialisés dans la data et de se restreindre à un simple rôle de pourvoyeur d'énergie. Ces nouveaux défis constituent aussi pour eux l'opportunité de s'affirmer comme l'interlocuteur principal autour des questions énergétiques et ainsi d'asseoir une position de leader.



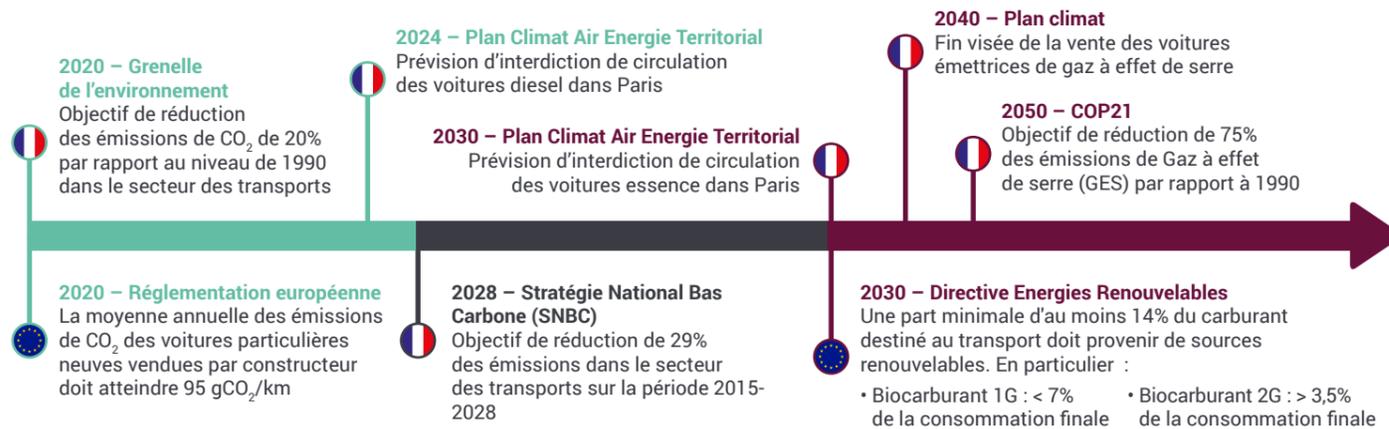
MOBILITÉ

COMPARAISON DES CARACTÉRISTIQUES DES MOTORISATIONS « VERTES » EN 2018

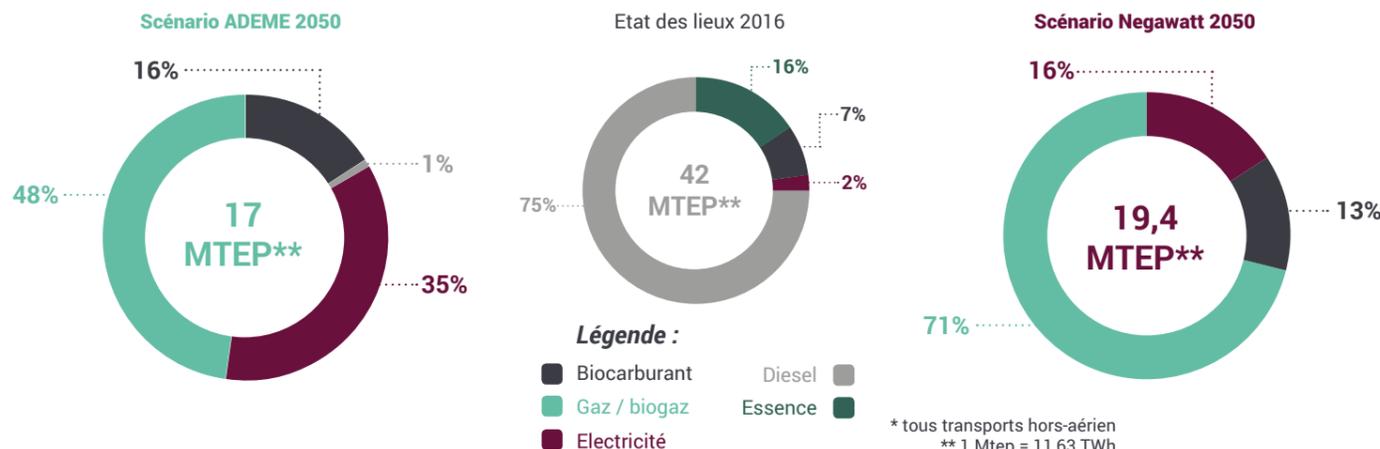
Les valeurs indiquées sont des ordres de grandeur moyens observés en France sur les véhicules particuliers.

| | Electrique – Batterie | Electrique – Hydrogène | Biométhane carburant | Biocarburant (E85) |
|---|--|--|--|---|
| Techniques | | | | |
| Temps d'avitaillement - recharge | 10 heures | < 5 minutes | < 5 minutes | 2 minutes |
| Consommation moyenne | 20 kWh/100km | 35 kWh/100km | 60 kWh/100km | 60 kWh/100km |
| Autonomie | 300 - 400 km | 600 - 700 km | 400 - 500 km | 650 - 750 km |
| Environnemental | | | | |
| Emissions CO ₂ du puits à la roue | Mix électrique actuel 40 gCO ₂ eq/km Mix 100% « vert » 30 gCO ₂ eq/km | Production de H ₂ actuelle 100 gCO ₂ eq/km Avec H ₂ d'origine « verte » 5 gCO ₂ eq/km | BioGNV (biométhane) 30 gCO ₂ eq/km (GNV : 140 gCO ₂ eq/km) | E85 150 gCO ₂ eq/km (Essence : 190 gCO ₂ eq/km) |
| Emissions d'oxydes d'azotes - Emissions de particules fines | 0 mg/km 0 mg/km | 0 mg/km 0 mg/km | 40 mg/km ~0 mg/km | 40 mg/km 0,5 mg/km |
| Economique | | | | |
| Coût de l'énergie | 3 c€/km | 10 c€/km | 4 c€/km | 4 c€/km |
| Coût du véhicule | 25 - 30 k€ | 60 - 70 k€ | 20 - 25 k€ | 15 - 20 k€ |

EVOLUTION DES RÉGLEMENTATIONS ET OBJECTIFS MAJEURS DANS LE SECTEUR DES TRANSPORTS EN FRANCE



RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE FINALE DANS LES SCÉNARIOS CIBLES TRANSPORTS EN 2050*



Quel rôle pour les véhicules à motorisation thermique dans les transports en 2050 ?

Le secteur du transport participe largement au réchauffement climatique et à la pollution de l'air en étant responsable de 30% des émissions de CO₂, de 50% des émissions d'oxyde d'azote et 15% des particules fines en France. Depuis 30 ans, les rejets de CO₂ et de polluants locaux ont diminué à l'échelle du véhicule grâce à l'amélioration des moteurs, au développement de systèmes de filtration plus efficaces et à l'incorporation de biocarburants. Cependant les émissions du secteur ne cessent d'augmenter, portées par l'augmentation du trafic routier. Pour atteindre la neutralité carbone en 2050 visée par le Plan Climat, le transport routier devra profondément se transformer et décarboner l'énergie qu'il utilise³². Quels carburants et motorisations seront utilisés en 2050 ? L'électricité va-t-elle éclipser l'ensemble des véhicules thermiques à cet horizon ?

LA MOBILITÉ ÉLECTRIQUE EST PROMISE À UN BEL AVENIR, MAIS NE PERMETTRA SANS DOUTE PAS DE COUVRIR L'ENSEMBLE DES BESOINS EN 2050

Dès 2009, l'électrique s'imposait dans le débat public. L'Etat et les industriels fixaient un objectif ambitieux de 2 millions de véhicules électriques et hybrides rechargeables à l'horizon 2020. Si moins de 150 000 véhicules électriques roulent aujourd'hui dans l'Hexagone, les progrès réalisés et espérés sur l'autonomie et le coût des batteries Lithium-ion – technologie dominante à moyen-terme³³ – lui promettent un bel avenir. Le développement du véhicule électrique reste conditionné par le déploiement à grande échelle des

infrastructures de recharge, aussi le secteur souhaite multiplier par 4 le nombre de bornes sur le territoire d'ici 2022 pour atteindre 100 000 points de recharge. Le prix des batteries Lithium-ion devrait continuer de chuter pour atteindre 100 €/kWh entre 2020 et 2030 contre 200-300 €/kWh aujourd'hui et 1 000 €/kWh il y a 5 ans. De plus, le véhicule électrique bénéficie sur le plan environnemental d'un mix électrique français décarboné à 90% contrairement à nombre de ses voisins européens dont la moyenne se situe à 50%.

Néanmoins, trois facteurs limitants modèrent le développement du véhicule électrique à batteries : l'autonomie, le temps de recharge, et la disponibilité des matériaux nécessaires à sa fabrication³⁴. Pour les usages intensifs (taxis, cars longue distance, etc.), l'utilisation de l'hydrogène comme solution de stockage semble être une alternative intéressante, en particulier si l'hydrogène est produit à partir d'électricité renouvelable. Alors que moins de 500 véhicules hydrogène circulent aujourd'hui en France, l'enjeu de la filière est de parvenir à créer un nouvel écosystème industriel ex nihilo³⁵. La technologie d'électrolyse³⁶, permettant de produire l'hydrogène à partir d'électricité, reste encore coûteuse mais ses performances évoluent rapidement : coûts divisés par 4 depuis 2010, et potentiellement encore divisibles par 2 d'ici 2030, rendant le prix de l'hydrogène en station compétitif face au diesel à cet horizon.

Au-delà des performances et du coût des véhicules, certaines questions sociétales sur le véhicule électrique restent encore

en suspens comme le souligne Carlos Tavares (PDG de PSA) : « Il n'y a pas d'études d'impact (empreinte carbone, recyclage, extraction des matières premières rares pour les batteries, etc.), ni d'études à 360 degrés de ce que signifie une mobilité 100% électrique. Les gouvernements et les responsables politiques de l'Union Européenne sont en train de prendre la responsabilité scientifique du choix de la technologie ». A long-terme, planifier la mutation du secteur des transports vers l'utilisation d'un seul type de motorisation dont les technologies ne sont pas encore stabilisées semble aventureux, d'autant que l'urgence climatique impose également des avancées concrètes sur tous les segments de véhicules dès maintenant.

EN COMPLÉMENT DE LA MOBILITÉ ÉLECTRIQUE, LES MOTORISATIONS THERMIQUES JOUERONT UN RÔLE CLÉ POUR COUVRIR L'ENSEMBLE DES USAGES DE LA ROUTE D'ICI 2050

L'Etat défend le principe de « neutralité technologique ». Or, les moteurs thermiques, développés et optimisés depuis des décennies, sont parfaitement matures et ne sont pas nécessairement synonymes d'émissions de gaz à effet de serre. En effet, si le carbone émis à la combustion du carburant provient préalablement de l'atmosphère³⁷, il n'est pas considéré comme émetteur en comptabilisation ACV³⁸, contrairement à un produit fossile extrait du sous-sol.

Ainsi, de nombreux biocarburants tels que le bioéthanol, biogazole, bioGNV voire bioGPL peuvent dès aujourd'hui

³² Autres leviers : gain de consommation et optimisation du remplissage des véhicules, maîtrise de la demande, report modal
³³ Au-delà de 2030, des batteries Li-Air et Li-Soufre plus denses énergétiquement pourront potentiellement se développer
³⁴ Le rapport « Les métaux rares » (2018), rédigé par l'Académie des sciences et l'Académie des technologies, avance que la production mondiale actuelle de Cobalt et de Lithium est inférieure aux besoins pour produire 2 millions de véhicules par an, soit le nombre de ventes annuelles de voitures neuves en France
³⁵ Création complète d'une chaîne logistique et d'une chaîne de valeur
³⁶ Qui transforme l'électricité en hydrogène



fonctionner avec des motorisations thermiques traditionnelles ou légèrement adaptées. Ces carburants peuvent bénéficier du réseau d'avitaillement actuel et présentent des performances opérationnelles (avitaillement, autonomie) proches des carburants pétroliers, et ce à des coûts raisonnables. De ce fait, de plus en plus de transporteurs de marchandises réalisant plus de 100 000 km par an se tournent aujourd'hui vers le GNV/bioGNV pour des raisons économiques.

Contrairement à l'électricité, les biocarburants présentent peu d'enjeux en termes de développement technologique pour le véhicule. En revanche, les biocarburants devront nécessairement évoluer pour augmenter leur impact positif sur l'environnement : en réhaussant significativement leur taux d'incorporation dans leur équivalent fossile (essence, gazole, GNV, etc.)³⁹ et en se tournant progressivement vers des filières de production plus vertueuses.

La révision de 2018 de la directive énergies renouvelables plafonne à 7% les biocarburants de 1ère génération (i.e. à partir de cultures alimentaires) à partir de 2021 et définit un plancher pour l'utilisation des biocarburants de 2ème génération (i.e. à partir de déchets ou de synthèse) pour 2030. Cette transition progressive de la première vers la deuxième génération vise à empêcher la massification des cultures énergétiques qui peuvent concurrencer les cultures alimentaires ou causer des phénomènes

de déforestation. Dans certains cas, cette suppression de puits de carbone peut même rendre un biocarburant virtuellement plus émetteur de CO₂ que de l'essence ou du gazole. La filière GNV française se place par exemple d'ores-et-déjà dans cette optique : la méthanisation à partir de cultures énergétiques est limitée dans la loi à hauteur de 15% alors que plusieurs pays en Europe, comme l'Allemagne, ne fixent pas de limitation.

LA RÉFLEXION SUR LE TRANSPORT ROUTIER DE DEMAIN DOIT PASSER PAR UNE RÉFLEXION PLUS GLOBALE, PAR USAGE PLUS QUE PAR FILIÈRE ÉNERGÉTIQUE

En 2040, l'IEA⁴⁰ prévoit que plus de la moitié de la demande d'énergie de l'Union Européenne dans les transports sera assurée par les carburants pétroliers, le reste étant partagé entre l'électricité, le gaz et les biocarburants. Le modèle actuel de mobilité quasiment uni-carburant (produits pétroliers à plus de 90%) se transformerait donc peu à peu en mobilité multi-carburant en fonction des catégories de véhicules et des usages.

Les plans de déploiement de carburants alternatifs sont actuellement silotés par filière énergétique. On peut citer en exemple le « Contrat stratégique de la filière Automobile 2018 – 2022 » largement dévolu au développement du véhicule électrique, le « Plan Hydrogène » de Juin 2018 ou encore les différentes mesures prises en faveur du GNV depuis fin 2017⁴¹. Cette vision par carburant/mo-



torisation⁴² est moins adaptée pour couvrir l'ensemble des besoins de mobilité qu'une vision par usage.

Par ailleurs, les mécanismes fiscaux ou réglementaires d'incitation aux carburants alternatifs « neutres technologiquement » se basent aujourd'hui sur les émissions de gaz à effet de serre au pot d'échappement du véhicule. Ils ne comptabilisent donc pas le carbone « neutre » provenant de biomasse et rarement les émissions de polluants atmosphériques. Idéalement, la fiscalité devrait consolider l'ensemble des externalités de chaque technologie pour laisser l'utilisateur

s'orienter vers la solution la plus adaptée à son besoin, la plus économique et la plus vertueuse pour la société.

Les choix technologiques des professionnels du transport de voyageurs ou de marchandises répondent à des besoins en performance précis et des raisonnements économiques optimisés et rationnels. Les professionnels arbitreront donc en faveur des technologies les plus respectueuses si les incitations sont correctement dimensionnées. En revanche, le caractère diffus des besoins en mobilité des particuliers (diversité des usages, kilomètres annuellement parcourus, fré-

quence d'utilisation), qui représentent plus de 90% du transport routier de personnes, rend complexe le déploiement de véhicules propres adaptés aux besoins de chaque citoyen, contrairement aux véhicules à essence ou diesel qui couvrent l'ensemble des besoins. L'autopartage, en plus d'accélérer le renouvellement naturel des véhicules par une utilisation intensive, pourrait participer à répondre à cet enjeu en proposant une flotte de véhicules multi-motorisations au consommateur : mise à disposition d'un véhicule pour les trajets quotidiens, et d'un autre pour les longs trajets comme les départs en vacances.

³⁷ À partir de CO₂ capté par la biomasse ou de rectement capté dans l'atmosphère

³⁸ Analyse de Cycle de Vie, prenant en compte les émissions totales de GES, de l'extraction/récupération du carburant à sa combustion dans le moteur

³⁹ En France nous trouvons entre autres le B30 (30%), le E85 (65-85%), le ED95 (90%), le B100 (100%) ou le bioGNV

⁴⁰ International Energy Agency

⁴¹ Appels à projets ADEME, mesures fiscales favorables

⁴² Certains exercices long-termistes, comme la SNBC ou la PPE, adoptent parfois une vision par usage. La loi d'orientations des mobilités devrait également développer cet angle.

Interview de Habib Sehil (GNVERT) sur l'ouverture de la station multi-carburants de Rungis

GNVERT, filiale d'ENGIE et leader des solutions d'avitaillement de Gaz Naturel Véhicule (GNV), inaugurerait en juin 2018 la première station multi-carburants alternatifs de France au cœur du marché international de Rungis. Sia Partners a souhaité questionner M. Habib Sehil, Directeur Commercial de GNVERT, sur les opportunités qu'offrent cette station et sur l'avenir des carburants alternatifs en France.



Sia Partners – Comment est venue l'idée de ce projet de station multi-carburants alternatifs de Rungis ?

GNVERT – Avec un flux de plus de 25 000 véhicules par jour, le Marché International de Rungis (MIN) est un endroit stratégique pour le développement de la mobilité verte pour le transport de marchandises en Ile-de-France. Pour répondre aux besoins de tous les acteurs présents sur le MIN ou y transitant, il nous semblait naturel d'y proposer une offre complète de carburants alternatifs. Un partenariat entre la Société gestionnaire du Marché International de Rungis et GNVERT a permis l'ouverture en 2017 d'une station GNC/BioGNC (Gaz Naturel Comprimé) et l'annonce d'une station hydrogène pour 2018. La volonté de chacun des partenaires est d'agir en faveur d'une logistique urbaine toujours plus responsable et durable.

Sia Partners – Quelle est aujourd'hui la répartition des ventes de carburants sur cette station ?

GNVERT – En toute logique, les ventes de GNC sont supérieures aux ventes d'hydrogène qui est une filière naissante. Le gaz naturel étant proposé sur nos stations depuis 20 ans, la solution GNV est mature, la France est d'ailleurs devenue le 1er pays d'Europe pour les ventes de Poids Lourds roulant au GNV. A ce jour, la station hydrogène de Rungis alimente

environ 50 véhicules utilitaires Engie Co-fely ce qui en fait la première flotte d'Europe. En quelques mois ce sont plus de 200 000 km qui ont été parcourus par ces véhicules en Île de France.

Sia Partners – À l'avenir, la production d'hydrogène sur site par électrolyse va-t-elle générer un surcoût à la pompe ?

GNVERT – Nous sommes convaincus de la pertinence de la production de l'hydrogène sur site par électrolyse, et agissons pour son développement. Rappelons que les électrolyseurs permettent la production d'hydrogène issu d'énergies renouvelables. Il est à noter que cette évolution sur notre station de Rungis ne produira pas de surcoûts à la pompe pour les utilisateurs.

Sia Partners – Les stations d'avitaillement en carburants alternatifs semblent se développer en parallèle sans véritables synergies. Cette station fait figure d'exception aujourd'hui. Comment voyez-vous la généralisation ? Plutôt via des réseaux mono-carburant ou des stations multi-carburants de ce type ?

GNVERT – Notre entreprise accompagne ses clients pour répondre à leurs besoins et dans ce cadre nous avons déjà plusieurs stations proposant du GNV, du BioGNV et de l'azote. Nous travaillons

également sur un projet de station multi-carburants intégrant la distribution d'hydrogène et de GNV/BioGNV à Lyon sur le Port Edouard Herriot. Grâce aux synergies avec d'autres entités du groupe Engie, nous allons pouvoir dans le futur proposer d'autres stations multi-carburants alternatifs distribuant gaz, hydrogène et électricité. Enfin, au-delà du modèle station de carburants, nous croyons beaucoup au concept de points de mobilité proposant l'ensemble du panel de carburants alternatifs.

Sia Partners – Existe-t-il aujourd'hui des obstacles réglementaires à l'implantation de telles stations multi-carburants alternatifs ?

GNVERT – D'une part, une visibilité à moyen/long terme (5 à 10 ans) sur la taxation des carburants alternatifs est nécessaire. Les modèles économiques d'une filière qui amorce son développement sont toujours fragiles. L'incertitude sur les niveaux de taxation à venir (par rapport au diesel qui reste une référence pour beaucoup d'utilisateurs) rend les décisions d'investissement plus risquées. Les projets de déploiements de ces solutions s'en retrouvent dès lors retardés alors que nous nous entendons tous sur le fait qu'ils sont requis pour atteindre les objectifs visés par la transition énergétique. Conscient de cela, le Gouvernement a mis en place des mesures incitatives, comme le maintien de

la TICPE stable pendant 5 ans ou le suramortissement pour les achats de poids lourds, afin d'accompagner la transition énergétique vers le GNV.

Sia Partners – Aujourd'hui le GNV s'adresse essentiellement aux professionnels. En sera-t-il de même pour l'hydrogène ? Quelle complémentarité entre ces deux motorisations ?

GNVERT – Contrairement au marché du GNV pour lequel le transport de marchandises, les bennes à ordures ménagères ou encore le transport de personnes représentent les principaux utilisateurs, la solution hydrogène s'adresse aujourd'hui aussi bien à des véhicules de particuliers qu'à des flottes d'utilitaires légers. Certaines collectivités font également le choix de bus à hydrogène pour un transport public zéro émission. Le développement de porteurs et camions hydrogène à court ou moyen terme permettra également de compléter le panel d'utilisateurs.

Le Gaz Naturel Véhicule sous forme gazeuse compressée (GNC) permet une réduction des émissions de CO2 de 25%, et de 85% sous sa composante totalement renouvelable, le BioGNV. Sous sa forme liquide le GNL (Gaz Naturel Liquéfié) permet une autonomie plus importante et répond aux besoins de transport de marchandises pour les moyennes et les longues distances. L'hydrogène quant à lui permet d'augmenter l'autonomie des véhicules électriques pour atteindre des niveaux similaires aux motorisations thermiques.

L'avenir est donc à un mix équilibré de carburants selon la formule « à chaque usage son carburant ». Pour les véhicules légers aux besoins d'autonomie limités, le véhicule électrique à batterie est une solution parfaitement adaptée. En revanche, pour les véhicules plus lourds et les besoins en autonomie importants, les solutions gaz naturel carburant et hydrogène sont les plus indiquées pour garantir une exploitation répondant aux attentes et enjeux des utilisateurs.

Présentation de GNVERT

Leader des solutions d'avitaillement en Gaz Naturel Véhicule (GNV) en France depuis 1998, GNVERT, filiale d'ENGIE, propose des solutions sur mesure pour les projets de mobilité durable pour les entreprises et les collectivités territoriales qui souhaitent réduire l'empreinte environnementale de leurs transports. À travers un réseau de 140 stations GNV en France, GNVERT commercialise plusieurs carburants alternatifs : Gaz Naturel Comprimé (GNC), BioGNC (version décarbonée du GNC), Gaz Naturel Liquéfié (GNL) et Hydrogène.

Présentation de Habib Sehil

Issu d'une formation technique dans le domaine de l'informatique industrielle, Habib Sehil a orienté sa carrière vers la vente de solutions énergétiques pour les industriels. Après différentes fonctions commerciales au sein d'Engie, il a rejoint, il y a 3 ans, GNVERT en tant que Directeur Commercial.



VOTRE CONTACT

Charlotte DE LONGERIL

Associate Partner Energy Utilities & Environment

Tel : + 33 6 24 73 18 34

charlotte.delongeril@sia-partners.com

À PROPOS DE SIA PARTNERS

Sia Partners réinvente le métier du conseil et apporte un regard innovant et des résultats concrets à ses clients à l'ère du digital. Avec plus de 1 200 consultants dans 15 pays, nous allons générer un chiffre d'affaires annuel de plus de 200 millions d'euros pour l'exercice en cours. Notre présence globale et notre expertise dans plus de 30 secteurs et services nous permettent d'accompagner nos clients dans le monde entier. Nous accompagnons leurs initiatives en stratégie, projets de transformation, stratégie IT et digitale et data science. En tant que pionniers du Consulting 4.0, nous développons des consulting bots et intégrons dans nos solutions la disruption créée par l'intelligence artificielle.

Abou Dabi

Amsterdam

Bruxelles

Casablanca

Charlotte

Doha

Dubai

Hong Kong

Houston

Londres

Luxembourg

Lyon

Milan

Montréal

New York

Paris

Riyad

Rome

Singapour

Tokyo



Pour plus d'informations, visitez : www.sia-partners.com

Suivez nous sur **LinkedIn**



et **Twitter**



@SiaPartners