

- Contact : contact@virageenergieclimatpdl.org
- Notre site : <http://www.virageenergieclimatpdl.org>

Table des matières

EOLIEN	2
L'éolien offshore : La solution pour une transition énergétique décarbonée ?	2
Une éolienne « colossale » de 14 MW : record de puissance pour Siemens Gamesa	4
PHOTOVOLTAÏQUE	5
Photovoltaïque : l'IPVF et le CEA travaillent ensemble sur une cellule à haut rendement « made in France »	5
Enerplan propose une relance économique au service du climat via le solaire.....	5
Sept projets d'agrivoltaïsme dynamique, portés par l'AREC Occitanie en association avec Sun'Agri	6
BIOMASSE, BIOGAZ	7
La filière du biométhane en France : état des lieux et perspectives	7
Biométhane : plus d'un millier de projets en perspective	8
Méthanisation agricole à Cestas : le cercle vertueux des cultures intermédiaires	9
BATIMENT	10
Construction bas carbone : le choix des matériaux bute encore sur la fiabilité des données	10
Rénovation énergétique des bâtiments : la Commission lance une première consultation sur la « Renovation Wave »	11
Un calendrier révisé pour la RE 2020 et les autres réformes en cours.....	12
Le « low-tech », une alternative pour augmenter la résilience des bâtiments et des villes	12
Le béton, mis au défi des enjeux environnementaux.....	13
RESEAUX, STOCKAGE	14
La BEI annonce un milliard d'euros en 2020 pour la production de batteries en Europe.....	14
Stockage d'énergie : la compétitivité déterminera leur place parmi les autres solutions de flexibilité	14
Batteries : organiser dès maintenant la filière de recyclage	16
HYDROGENE	17
Atlantech, une boucle énergétique mêlant autoconsommation électrique et hydrogène.....	17
Dix acteurs européens de l'énergie plaident pour l'électrification des usages et l'hydrogène vert	18
Hydrogène : du concept de sector coupling aux projets concrets	18
TRANSPORT ; MOBILITES	20
Aviation, automobile : « L'aide d'État doit prendre la forme d'un prêt indexé sur la performance climatique »	20
The Shift Project présente des premières mesures pour préparer « l'avenir de l'aviation »	21
Impact carbone du e-commerce et du fret : il est plus que temps de rationaliser et de se raisonner !.....	22
CARBONE	24
Total investit dans un projet de stockage de CO2 à l'échelle industrielle en Norvège	24
Le rôle de réservoir de carbone des forêts tropicales menacé au-dessus de 32°C	25

L'éolien offshore : La solution pour une transition énergétique décarbonée ?

L'éolien offshore apparaît comme une opportunité : placées au large, les éoliennes entraînent ni nuisances ni impacts sur la biodiversité. Retour sur les avantages de cette énergie avec Alexandre Malric et Lucile Boyer-Nardon du cabinet Partenor Digital.

<https://www.actu-environnement.com/ae/news/eolien-offshore-transition-energetique-decarbonee-35475.php4>

L'opposition d'une minorité de la population à l'éolien est due aux appréhensions liées aux nuisances sonores, visuelles, aux possibles impacts sur la biodiversité, ainsi qu'à un manque de communication préalable. Le manque de cadre économique et politique, ainsi que la complexité administrative de la mise en place de nouveaux projets et des recours lancés par les populations, sont des freins supplémentaires au développement des parcs éoliens.

La technologie de l'éolien offshore est donc une opportunité puisque sa situation n'apporte pas de nuisances sonores ou visuelles et ne nuit pas à la biodiversité. C'est une technologie décarbonée, qui s'inscrit dans le suivi de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie.

Emmanuel Macron annonce la hausse du développement de l'éolien offshore, avec l'objectif d'atteindre une capacité de 5,2 à 6,2 GW d'ici 2028, au lieu des 4,7 à 5,2 GW initialement prévus.

Au niveau mondial, GlobalData estime que l'éolien offshore devrait croître de 16,2 % par an, soit une puissance mondiale de 142 GW d'ici 2030, contre 23,2 GW aujourd'hui. L'éolien offshore serait donc la force du système énergétique mondial et la solution au problème du réchauffement climatique.

(...)

L'éolien offshore en quelques chiffres

L'Europe restera le marché le plus dynamique concernant l'éolien offshore, avec une croissance annuelle de 20 % jusqu'à fin 2020, et une capacité installée qui équivaldrait à 66 GW en 2030.

Les marchés asiatiques vont connaître une forte croissance de l'éolien en mer (4 GW en Chine, 1,5 GW au Japon, et 600 MW en Corée du Sud), mais ne devraient pas dépasser 16 % de la part mondiale de l'éolien offshore en 2020.

Le potentiel technique de l'éolien offshore est estimé à 420 000 TWh/an d'électricité propre au niveau mondial.

Réaliser des prévisions est un exercice de projection complexe, ainsi :

- d'après l'IRENA, le développement de l'éolien offshore devrait croître après 2020, avec une montée en puissance graduelle du marché asiatique qui pourrait représenter 33 % du parc mondial en 2040. L'Europe resterait en tête avec 49 % du parc éolien offshore, soit plus de 120 GW.

- d'après l'AIE, le parc éolien offshore chinois devrait passer des 4 GW à 110 GW en 2040 : « *Les parcs éoliens offshore peuvent être construits près des grands centres de population répartis dans l'Est et le Sud de la Chine. D'ici 2025, la Chine aurait la plus grande flotte d'éoliennes en mer, devant le Royaume-Uni.* »

Pourquoi cet engouement autour de l'éolien offshore ?

Cette technologie est arrivée à maturité grâce à de nombreux projets de R&D, et suite au constat mondial impliquant une réduction des émissions de carbone. Le plan d'action pour le climat souhaite voir 70 % d'énergies renouvelables dans le mix électrique d'ici 2030.

L'éolien offshore est une technologie prometteuse et son intérêt est dû aux objectifs de la transition énergétique et aux conditions maritimes particulièrement favorables à la production d'énergie.

L'éolien offshore permet de valoriser les zones maritimes plus profondes dans les pays où l'installation d'éolien terrestre est impossible.

(...)

L'emploi généré

L'éolien offshore génère des emplois locaux, notamment dans les domaines de la R&D, des études (fonds marins, acheminement de l'électricité) et de l'installation et la maintenance (de manière moins

importante).

Le parc de Saint-Nazaire aura un large impact sur la région car il va apporter plus de 400 emplois locaux. Le parc génèrera 8 M€ annuels de recettes fiscales pour les collectivités locales et les pêcheurs. En Occitanie, des fermes commerciales de 60 machines génèreront plus de 1 500 emplois directs.

Plus de 10 000 emplois locaux se créeront suite aux plans industriels des différents appels d'offres, d'ici fin 2020.

D'après les estimations initiales de la PPE, les charges françaises (emplois, technologie, implémentation...) devaient atteindre entre 9,7 M€ et 10,4 M€ en 2023. Ces estimations ne reflètent cependant pas intégralement l'impact des orientations de la PPE puisqu'elles sont très sensibles au développement réel du parc : elles ne prennent en compte que 3 GW de puissance installée pour l'éolien offshore, alors qu'il y a un objectif supplémentaire de 500 MW à 6 GW à terme.

Les coûts et freins de l'éolien offshore

On estime à dix ans les retards des appels d'offres français d'éolien offshore (datant de 2011 et 2013) contre trois ans pour les derniers appels d'offres lancés au Danemark, ce qui accroît les risques financiers associés à ces projets.

Au Royaume-Uni, utiliser l'éolien offshore comme principale source de production d'énergie est bien adapté à la géographie, mais cela va entraîner des coûts importants pour adapter le réseau d'ici 2020, soit 34 M£ (en France, les coûts de modernisation du réseau électrique, nécessaires à l'alimentation des 15 millions de véhicules électriques prévus, s'élèveront à 33 M€ sur quinze ans pour RTE).

En France, le coût actualisé de l'énergie d'un parc d'exploitation serait, par MWh, de 77 à 97 € en 2030, et de 58 à 71 € en 2050. Selon l'Ademe, en 2016, le coût de production de l'énergie éolienne offshore était de 165 à 364 € par MWh. Les coûts seront de 102 €/MWh en 2030 pour l'éolien offshore flottant, et de 54 à 73 €/MWh pour l'éolien offshore posé.

Avec environ 1 000 M€ sur vingt ans, le parc éolien offshore mondial pourrait avoir une puissance de 562 GW.

En France, la Bretagne a investi 220 millions d'euros dans un terminal destiné aux énergies marines renouvelables sur le port de Brest. Les appels d'offres passeront de 600 MW à 1 GW/an, et, à partir de 2024, les calendriers et les volumes seront fixés en fonction du coût du MWh.

Pour les prix du marché de l'électricité, la moyenne des cotations des produits sur EEX est de 36,76 €/MWh entre 2018 et 2020, avec une croissance de 1 % par an à partir de 2021.

La place de l'éolien offshore français en Europe

Le parc éolien offshore français posé pourrait atteindre 7 GW en 2030, si le rythme actuel est maintenu. Pour mener ce projet à bien, la France doit déployer six projets de 500 MW chacun avant 2025 (en tenant compte du temps de développement équivalent à six ans), ce qui lui permettrait d'avoir le 3^e plus grand parc éolien d'Europe, derrière le Royaume-Uni et l'Allemagne en 2030.

Malgré l'objectif d'atteindre 40 % d'électricité provenant des ENR, avec une forte part d'éolien offshore d'ici 2030, la France n'est qu'à 4 % d'énergie éolienne contre 40 % au Danemark, 20 % en Espagne et 13 % au Royaume-Uni.

D'autres projets sont à venir en France, tel que celui de Saint-Nazaire ; la sous-station électrique du parc éolien offshore vient d'être lancée et permettra de récupérer l'énergie produite par les éoliennes offshore, de la transformer, puis de la transférer au réseau électrique afin d'être distribuée.

L'électricité sera acheminée du parc éolien vers le poste de distribution via une liaison électrique déployée en mer sur 33 km, et sur terre sur 27 km par RTE. La sous-station sera opérationnelle d'ici 2021 et sera reliée aux éoliennes du champ offshore de Fécamp (500 MW) d'ici fin 2022. Celle de Courseulles-sur-Mer (450 MW) arrivera en 2023.

Ce parc sera situé entre 12 et 20 km au large du Croisic et sera composé de 80 éoliennes de 6 MW chacune, réparties sur 75 km², pour une puissance totale de 480 MW. Elles produiront suffisamment d'énergie pour couvrir 20 % de la consommation électrique de la Loire-Atlantique.

(...)
Comme toute nouvelle technologie, son implémentation est chère et les coûts restent élevés, malgré

des prix en baisse. L'Europe, la Chine et le Japon ont compris l'important potentiel de l'éolien offshore sur le long terme, notamment dans un contexte de transition énergétique, et investissent fortement dans ce secteur sous les encouragements et financement de l'AIE, entre autres. Certains pays risquent cependant de privilégier leurs moyens actuels de production d'énergie, notamment à cause de l'investissement financier à fournir.

[Une éolienne « colossale » de 14 MW : record de puissance pour Siemens](#)

[Gamesa](#)

La course au gigantisme éolien se poursuit. Alors que l'Haliade-X de General Electric – qui détenait virtuellement le précédent record de puissance avec 12 MW – ne sera commercialisée qu'en 2021 (au mieux), Siemens Gamesa, annonce le développement d'un prototype offshore de 14 MW.

<https://www.revolution-energetique.com/une-eolienne-colossale-de-14-mw-record-de-puissance-pour-siemens-gamesa/>

Dans le secteur de l'éolien offshore, le turbinier germano-espagnol est le leader du marché. Son « best-seller » actuel, commercialisé depuis l'année dernière est une machine de 8 MW, la SG 8.0-167 DD. Ce modèle, dont les pales ont une longueur de 81,5 mètres et le rotor un diamètre de 167 mètres, équipera vraisemblablement les premiers parcs offshore français. Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE) développe actuellement un prototype encore plus « gigantesque » : la SG 11.0-200 DD. D'une puissance de 11 MW, son rotor aura un diamètre de 200 mètres. Selon le fabricant, ses dimensions devraient permettre une augmentation de 40 % de la production annuelle d'énergie par rapport au modèle de 8 MW. Toutefois sa fabrication en série n'est prévue qu'à partir de 2022.

Toutes ces turbines sont caractérisées par un entraînement direct de la génératrice, ce qui réduit le nombre de composants en rotation et par conséquent les opérations et les coûts de maintenance. Un avantage important pour des éoliennes offshore, d'autant qu'il s'accompagne d'une réduction du poids et des dimensions de la nacelle. Cela facilite son transport et son montage sur le mat, en pleine mer, lesquels sont des opérations délicates et coûteuses.

Branle-bas de combat chez Siemens Gamesa

La fierté de SGRE en a sans doute pris un sacré coup lorsqu'en 2018, le concurrent américain General Electric (GE) a dévoilé son projet de construire [une turbine encore plus performante : l'Haliade-X](#). **Développée et fabriquée en France celle-ci annonce une puissance nominale de 12 mégawatts, des pales de 107 mètres et un diamètre de rotor de 220 mètres. Produite sur deux sites : Montoir-de-Bretagne pour la turbine et la nacelle et Cherbourg pour les pales, l'Haliade-X doit encore faire l'objet de tests et être certifiée, précise GE.** Les premières livraisons ne sont pas prévues avant 2021, au plus tôt. Mais cette turbine géante menace déjà clairement le leadership, sur les mers, de Siemens Gamesa. En septembre 2019 l'énergéticien danois Ørsted faisait en effet savoir qu'il souhaitait acquérir des Haliade-X pour deux de ses futurs parcs offshore aux États-Unis : Skipjack au large du Maryland (mise en service prévue en 2022) et Ocean Wind au large des côtes du New Jersey (mise en service prévue en 2024). A peine un mois plus tard GE annonçait que l'Haliade-X était « privilégiée » pour équiper le futur parc offshore de Dogger Bank dans les eaux britanniques. Ce méga projet, composé de 3 ensembles d'une puissance cumulée de 3,6 GW, est censé injecter de l'électricité dans le réseau en 2023.

On peut donc s'imaginer qu'à ce moment le branle-bas de combat a fameusement agité les dirigeants et les ingénieurs de Siemens Gamesa. Leur riposte ne s'est pas fait attendre : il y a deux jours, le turbinier germano-espagnol annonçait le développement d'un prototype de 14 MW qui pourrait même être débridé à 15 MW avec la fonction « Power Boost ». Les dimensions de ce colosse devraient battre (de peu) les records de l'Haliade-X : des pales de 108 mètres (1m de plus), fabriquées en une seule pièce, et un rotor de 222 mètres (2 de plus). Pour vous faire une idée de son gigantisme, sachez que la surface de 39.000 m² balayée par les pales est supérieure à celle

de 5 terrains de foot ! La nacelle pèse 500 tonnes. Une seule de ces machines pourra fournir suffisamment d'électricité pour couvrir la consommation d'environ 18.000 ménages européens. Sa production annuelle d'énergie devrait être supérieure de 75% à celle que développe la plus puissante éolienne actuellement commercialisée, c'est-à-dire le modèle de 8 MW de SGRE. Par rapport à la production d'électricité d'une centrale au charbon, une seule de ces turbines géantes « *permettra d'éviter l'émission d'environ 1,4 million de tonnes de CO₂ pendant toute sa durée de vie* » se plaît à expliquer Markus Tacke, le PDG de Siemens Gamesa.

Le développement de la SG 14-222 DD devrait se matérialiser par un déploiement commercial d'ici 2024. En attendant, il est prévu de tester un premier prototype à la fin de l'année prochaine.

PHOTOVOLTAÏQUE

Photovoltaïque : l'IPVF et le CEA travaillent ensemble sur une cellule à haut rendement « made in France »

<https://www.actu-environnement.com/ae/news/photovoltaique-ipvf-cea-cellule-haut-rendement-35455.php4>

L'Institut photovoltaïque d'Île-de-France (IPVF) et la plateforme de recherche et innovation du CEA à l'Institut national de l'énergie solaire (Ines) ont lancé, le 2 mai, un programme commun pour développer des cellules photovoltaïques à haut rendement. Baptisé « Tandem Made in France », ce programme associe des matériaux pérovskites (minéraux) à la technologie d'hétérojonction de silicium « *afin de créer un dispositif tandem à haut rendement, transférable à l'échelle industrielle* ». L'objectif des deux instituts est d'accélérer, d'ici trois ans, « *le développement d'une technologie française qui doit permettre d'atteindre 30 % de rendement* ».

Enerplan propose une relance économique au service du climat via le solaire

<https://www.lechodusolaire.fr/enerplan-propose-une-relance-economique-au-service-du-climat-via-le-solaire/>

Face à crise sanitaire inédite, **Enerplan**, syndicat des professionnels du solaire, propose de faire de la relance des énergies renouvelables, favorables à la fois à une reprise économique pérenne mais aussi à nos engagements climatiques, l'une des pierres angulaires de la sortie de crise.

Pour ce faire, les professionnels du solaire sont prêts à se déployer rapidement et agilement au service de l'ambition partagée d'une économie résiliente et bénéfique, assure l'organisation professionnelle. Enerplan propose donc des pistes d'action pour contribuer pleinement à la relance en sortie de crise, et pour que cette impulsion forte ne se réduise pas à un simple rattrapage mais conduise la France à s'installer durablement sur un rythme annuel de raccordements de 3 GW chaque année, trajectoire indispensable pour atteindre les objectifs de la PPE.

Ces pistes d'action s'articulent autour de trois priorités fortes :

1. **Libérer immédiatement le segment des petites centrales** en élevant le plafond du guichet tarifaire à 1 MW pour tous les segments (toitures, ombrières, centrales au sol sur cas 3 et zones constructibles). Pour être efficace rapidement, cette mesure doit être accompagnée d'un allègement des procédures d'urbanisme : toute centrale solaire de moins de 1 MW ne devra plus être soumise à Permis de Construire en préfecture mais à une simple Déclaration Préalable de Travaux ou un simple Permis de Construire en mairie (sans étude d'impact ni enquête publique), propose le syndicat.

2. **Débrider les appels d'offres**, en élargissant les critères d'éligibilité des terrains (notamment aux zones non-constructibles des cartes communales et aux terrains non agricoles des communes en RNU), en renforçant les volumes des AO CRE ZNI, en ouvrant une véritable voie à l'agrivoltaïsme.

3. **Accélérer les cycles du développement des projets**, en refondant en profondeur les procédures d'urbanisme afin de réduire la durée d'instruction des permis de construire à moins de 10 mois. Simplifier et accélérer les installations d'autoconsommation (dispense ou allègement de formalités d'urbanisme, simplification des démarches de raccordement et garantie d'accès à l'assurance).

Ces mesures auraient un effet immédiat pour la relance du marché, mais aussi et surtout des répercussions à moyen terme pour bâtir une filière solaire forte et dynamique, créatrice d'emplois non délocalisables. Cet enjeu de filière pourra être accompagné par une politique industrielle ambitieuse : relocalisation d'une partie de la chaîne de valeur avec l'implantation d'usines de *wafers* en France, renforcement des appels d'offres innovation avec des volumes plus importants et plus récurrents, etc.

Elles doivent également s'inscrire dans un contexte de prix bas des énergies carbonées, qui défavorisent les solutions renouvelables notamment pour la production de chaleur solaire. Aussi, une ambition particulière doit être portée dans la future réglementation environnementale pour favoriser des bâtiments producteurs d'énergie renouvelable, demande Enerplan.

Consultez le détail des mesures préconisées par Enerplan en téléchargeant le [document complet](#) du syndicat.

Sept projets d'agrivoltaïsme dynamique, portés par l'AREC Occitanie en association avec Sun'Agri

<https://www.lechodusolaire.fr/sept-projets-dagrivoltaisme-dynamique-portes-par-larec-occitanie-en-association-avec-sunagri/>

7 projets innovants d'**agrivoltaïsme** portés par l'AREC en **Occitanie** ont été lauréats par la CRE le 1^{er} avril 2020 : 4 projets dans les Pyrénées Orientales, un dans l'Aude, un dans le Gard et un dans l'Hérault.

Les projets agricoles sont en maraîchage, viticulture ou encore arboriculture. Cette grappe de projets représente une capacité de production de plus de 12 MW crête pour un investissement de près de 16 M€.

Ces projets ont pour objectif commun : le développement de la filière d'agrivoltaïque dynamique favorisant ainsi que l'adaptation de l'agriculture aux changements climatiques. Ils sont les premiers résultats de la convention signée le 10 octobre dernier entre l'AREC et Sun'Agri sur le premier site pilote de Tresserre (déjà en service depuis 2018), dans les Pyrénées-Orientales.

Cette convention vise notamment à identifier et soutenir financièrement les projets pertinents de démonstrateurs agrivoltaïques dans la région et à faciliter le développement de nouveaux projets en élaborant une charte de bonne conduite pour les acteurs de la filière émergente de l'agrivoltaïsme.

Gratuit pour les exploitants agricoles, le système agrivoltaïque est financé par la vente de l'électricité qu'il génère. Cette technologie de rupture consiste en un système de persiennes agricoles équipées de panneaux solaires mobiles situés au-dessus des plantations et à une hauteur suffisante pour autoriser le passage des engins agricoles et ne pas perturber les écoulements d'air. L'originalité tient au fait que ces panneaux sont toujours orientés pour servir la plante : pilotés à partir d'algorithmes conçus sur mesure selon les besoins de la plante, leur modèle de croissance ou encore les conditions météorologiques, ils s'inclinent en fonction des nécessités d'ensoleillement ou d'ombrage. La technologie est particulièrement adaptée aux terroirs et cultures pérennes impactés par les changements climatiques. (...)

La filière du biométhane en France : état des lieux et perspectives

<https://www.connaissancedesenergies.org/la-filiere-du-biomethane-en-france-de-nombreux-projets-et-des-incertitudes-200513>

Le cabinet de conseil Sia Partners a publié le 12 mai ses chiffres clés sur le développement du biométhane en France⁽¹⁾. État des lieux.

139 sites d'injection de biométhane à fin mars 2020

(...)

À fin mars 2020, la France comptait 139 sites d'injection de biométhane (principalement des installations agricoles de relativement faible capacité reliées au réseau de distribution de GRDF)⁽³⁾. Sia Partners présente la filière française du biométhane comme « *la plus dynamique d'Europe* »⁽⁴⁾ avec des hausses annuelles du nombre d'unités d'injection de 73% en 2018 et 62% en 2019.

Au cours du 1^{er} trimestre 2020, 16 nouvelles installations de biométhane ont été mises en service. Si la filière conservait la dynamique des années précédentes, « *le parc pourrait dépasser les 200 unités en fin d'année 2020* » mais l'épidémie de Covid-19 a sans surprise fortement ralenti les chantiers en cours. Les installations en service ont toutefois poursuivi leurs opérations et ont même atteint un record d'injection de biométhane dans les réseaux gaziers en mars 2020, avec « *pour la première fois plus de 160 GWh injectés sur une période d'un mois* ».

Quel développement dans le futur et à quel coût ?

À fin mars 2020, la France disposait au total d'une capacité d'injection⁽⁵⁾ de biométhane de 2,5 TWh par an, un volume encore très faible en comparaison avec la consommation française de gaz (de l'ordre de 500 TWh par an⁽⁶⁾). Sia Partners mentionne toutefois une « *vague importante* » de 1 134 projets de biométhane déclarés⁽⁷⁾ en France (avec des capacités potentielles d'injection dans les réseaux gaziers de plus de 25 TWh/an).

[La nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie \(PPE\) publiée en avril 2020](#) fixe comme ambition de porter la part de gaz renouvelable dans la consommation totale de gaz en France à 7% en 2030 « *en cas de baisse de coûts de production du biométhane injecté permettant d'atteindre 75 €/MWh en 2023 et 60 €/MWh en 2028* » et jusqu'à 10% « *en cas de baisses de coûts supérieures* ». À titre indicatif, ce coût de production s'élève actuellement en moyenne « *entre 80 et 100 €/MWh selon la taille des installations, les intrants ou la filière* », précise Charlotte de Lorgeril, associée chez Sia Partners.

Pour favoriser le développement du biométhane, un système de tarifs d'achat garantis existe en France depuis 2011 pour les unités raccordées au réseau gazier⁽⁸⁾. La PPE prévoit une révision du système de soutien public, avec la mise en place d'un système d'appels d'offres semestriels. « *Des précisions sur les modalités pratiques de ces appels d'offres et de l'évolution des tarifs d'achats sont attendues dans les prochains mois* », rappelle Sia Partners⁽⁹⁾.

Cette nouvelle configuration doit permettre un meilleur contrôle du niveau de soutien public en faveur du biométhane, avec un budget dédié de 9,7 milliards d'euros sur la période 2019-2028 indiqué dans la nouvelle PPE⁽¹⁰⁾.

Le cabinet de conseil Sia Partners a publié le 12 mai ses chiffres clés sur le développement du biométhane en France⁽¹⁾. État des lieux.

139 sites d'injection de biométhane à fin mars 2020

Pour rappel, [le « biogaz »](#) est à l'heure actuelle produit principalement par méthanisation de déchets organiques fermentescibles (effluents d'élevages, déchets municipaux, etc.). Il est utilisé à des fins de production de chaleur ou d'électricité mais peut également être injecté dans les réseaux gaziers après avoir été purifié⁽²⁾ et [odorisé](#) : il est alors qualifié de « biométhane » (ou de « bioGNV » lorsqu'il sert à alimenter des véhicules comme carburant).

À fin mars 2020, la France comptait 139 sites d'injection de biométhane (principalement des installations agricoles de relativement faible capacité reliées au réseau de distribution de GRDF)⁽³⁾. Sia Partners présente la filière française du biométhane comme « *la plus dynamique d'Europe* »⁽⁴⁾ avec des hausses annuelles du nombre d'unités d'injection de 73% en 2018 et 62% en 2019.

Au cours du 1^{er} trimestre 2020, 16 nouvelles installations de biométhane ont été mises en service. Si la filière conservait la dynamique des années précédentes, « *le parc pourrait dépasser les 200 unités en fin d'année 2020* » mais l'épidémie de Covid-19 a sans surprise fortement ralenti les chantiers en cours. Les installations en service ont toutefois poursuivi leurs opérations et ont même atteint un record d'injection de biométhane dans les réseaux gaziers en mars 2020, avec « *pour la première fois plus de 160 GWh injectés sur une période d'un mois* ».

Quel développement dans le futur et à quel coût ?

À fin mars 2020, la France disposait au total d'une capacité d'injection⁽⁵⁾ de biométhane de 2,5 TWh par an, un volume encore très faible en comparaison avec la consommation française de gaz (de l'ordre de 500 TWh par an⁽⁶⁾). Sia Partners mentionne toutefois une « *vague importante* » de 1 134 projets de biométhane déclarés⁽⁷⁾ en France (avec des capacités potentielles d'injection dans les réseaux gaziers de plus de 25 TWh/an).

[La nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie \(PPE\) publiée en avril 2020](#) fixe comme ambition de porter la part de gaz renouvelable dans la consommation totale de gaz en France à 7% en 2030 « *en cas de baisse de coûts de production du biométhane injecté permettant d'atteindre 75 €/MWh en 2023 et 60 €/MWh en 2028* » et jusqu'à 10% « *en cas de baisses de coûts supérieures* ». À titre indicatif, ce coût de production s'élève actuellement en moyenne « *entre 80 et 100 €/MWh selon la taille des installations, les intrants ou la filière* », précise Charlotte de Lorgeril, associée chez Sia Partners.

Pour favoriser le développement du biométhane, un système de tarifs d'achat garantis existe en France depuis 2011 pour les unités raccordées au réseau gazier⁽⁸⁾. La PPE prévoit une révision du système de soutien public, avec la mise en place d'un système d'appels d'offres semestriels. « *Des précisions sur les modalités pratiques de ces appels d'offres et de l'évolution des tarifs d'achats sont attendues dans les prochains mois* », rappelle Sia Partners⁽⁹⁾.

Cette nouvelle configuration doit permettre un meilleur contrôle du niveau de soutien public en faveur du biométhane, avec un budget dédié de 9,7 milliards d'euros sur la période 2019-2028 indiqué dans la nouvelle PPE⁽¹⁰⁾.

Biométhane : plus d'un millier de projets en perspective

<https://www.actu-environnement.com/ae/news/biomethane-observatoire-projets-35467.php4>

« *Le nombre d'unités installées connaît une forte croissance depuis la mise en place des tarifs d'achat en 2011. Cette tendance se poursuit en 2019 avec 47 nouveaux sites d'injection, qui représentent une augmentation de 62 % par rapport à 2018, et font de la filière française la plus dynamique d'Europe* », note le cabinet d'études Sia partners, dans la nouvelle édition de son observatoire de la filière biométhane. Il constate néanmoins un ralentissement de la dynamique depuis quelques mois.

Au total, la filière comptait 139 unités en service fin mars (2,5 TWh/an) et 1 134 projets dans les cartons, représentant une capacité d'injection réservée de 25 TWh par an. « *Le parc est essentiellement composé d'installations agricoles autonomes de relativement faible capacité injectant sur les réseaux de distribution ; et 49 % des unités sont concentrées sur les régions Grand Est, Hauts-de-France, Bretagne et Nouvelle-Aquitaine* », précise Sia partners.

Le cabinet d'études note néanmoins un ralentissement de la dynamique depuis mi-2019, probablement lié aux incertitudes réglementaires et aux objectifs fixés dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), inférieurs aux attentes de la filière. « *Le stock de projets en cours assure néanmoins une vague importante d'installations qui entreront en service au cours des prochaines années et qui devrait être suffisante pour atteindre les objectifs fixés par les pouvoirs publics dans la [PPE]* ».

(...)

Les offres de gaz vert portent le marché des garanties d'origine

« *Du côté de la demande, le parc de véhicules roulant au Gaz Naturel Carburant (GNC) et le nombre de stations-services distribuant du bioGNC continuent d'augmenter. Mais ce sont désormais les usages combustibles qui représentent la majeure partie du marché des Garanties d'origine biométhane, valorisées dans des offres de gaz vert pour le secteur résidentiel-tertiaire* », analyse Sia partners. L'offre de garanties d'origine a néanmoins été excédentaire en 2019.

Méthanisation agricole à Cestas : le cercle vertueux des cultures intermédiaires

Le développement de la production de biogaz s'appuiera, à terme, en partie sur les cultures intermédiaires. À Cestas, une unité de méthanisation est alimentée exclusivement par ces cultures, qui viennent s'insérer dans les rotations agricoles.

<https://www.actu-environnement.com/ae/news/methanisation-agricole-cultures-intermediaires-35493.php4>

Les objectifs de développement de la méthanisation posent la question des intrants nécessaires. Contrairement à l'Allemagne, la France a décidé de limiter le recours aux cultures énergétiques spécifiques pour éviter les conflits d'usage des sols. En revanche, utiliser des cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE) sera nécessaire pour alimenter les méthaniseurs et compléter les gisements d'effluents d'élevage, de sous-produits de l'agriculture et de déchets verts.

À Cestas, en Gironde, une unité de méthanisation tourne à 100 % avec des CIVE. Inauguré à l'été 2018, le projet Pot-au-Pin a été initié par un producteur de carottes et de poireaux pour la grande distribution et les grossistes, sous la marque Planète Végétal. « *Nous avons des terrains non cultivés pendant une période de l'année, un climat doux et une nappe d'eau à proximité. Les cultures intermédiaires permettent d'occuper le terrain et de produire des matières vertes pour la méthanisation* », explique Christian Letierce, gérant de Pot-au-Pin. Les CIVE viennent s'intercaler entre les cultures principales et enrichissent le système agricole de l'exploitation. « *C'est un cercle économique vertueux* », estime François Brethes, responsable maintenance du site.

Du seigle et du maïs ensilage

L'idée s'est imposée assez naturellement : « *Notre système de production repose sur la culture de légumes (carottes, poireaux) qui nécessitent des rotations longues, entre quatre et cinq ans. Entre les deux, nous produisons du maïs doux, du haricot vert et du maïs grain. Mais sur la période qui court d'octobre à avril / mai, qui correspond à date des semis, une partie de nos terres est libre* », explique Christian Letierce.

Les cultures intermédiaires permettent à la fois d'occuper ces terres et de produire l'intrant pour le digesteur. À partir de 2016, deux années de tests ont été menées sur différentes cultures : l'orge, l'escourgeon (orge d'hiver) et le seigle. Le choix s'est finalement porté sur ce dernier (...)

Une station GNV installée à proximité

Le seigle, une fois broyé, est stocké en silo pour alimenter le méthaniseur. Celui-ci en consomme actuellement 30 tonnes par jour et, d'ici juin 2020, jusqu'à 60 tonnes. (...)

Après de nouveaux investissements, le méthaniseur devrait ingérer 20 000 tonnes par an et produire 250 Nm³/h d'ici fin juin. Soit 23 GWh/an. « *En 2020, nous serons producteurs nets d'énergie* », se félicite Christian Letierce.

Le biogaz produit, composé à 53 % de méthane, est épuré puis injecté dans le réseau et alimente,

en partie, une station multi-énergies construite à 3 kilomètres de là par Air Liquide, partenaire du projet. « *Nous sommes dans un secteur où il y a beaucoup d'industriels* ». Carrefour, notamment, y a ses bases logistiques. L'enseigne de la grande distribution s'est fixé pour objectif de réaliser 40 % de sa logistique au bioGNV d'ici 2025. « *Aujourd'hui, la station dessert 40 camions par jour. Mais le méthaniseur produit de quoi faire le plein de 100 camions par jour, et bientôt, le double* », détaille Christian Letierce.

Des gains d'un point de vue agronomique

Grâce à un contrat de rachat sur quinze ans, l'installation est aujourd'hui proche de l'équilibre. Les trois à quatre heures de travail quotidien nécessaire pour le méthaniseur sont réalisées en interne (remplissage des trémies, rondes de sécurité, enregistrement de données quotidiennes – obligation ICPE -, entretien technique...).

L'exploitation devrait s'améliorer à moyen terme d'un point de vue agronomique : « *Les cultures intermédiaires nous évitent de laisser les terres à nu en hiver. Elles absorbent les nitrates et enrichissent les sols, car lors de la fauche, les racines sont laissées dans le sol* », indique François Brethes.

Après son passage dans le méthaniseur, « *une tonne de matière sèche permet de produire 1 m³ de digestat riche en matières organiques et en fertilisants (potasse, azote ammoniacé, oligoéléments...), qui sert à amender nos cultures. Cela devrait nous permettre de réduire de 40 % notre dépendance aux engrais* », estime Christian Letierce.

Un système gagnant-gagnant donc pour cette exploitation labellisée Haute valeur environnementale (HVE), c'est-à-dire qu'elle a atteint le troisième et dernier niveau de cette démarche environnementale.

BATIMENT

Construction bas carbone : le choix des matériaux bute encore sur la fiabilité des données

Pour construire bas carbone et respecter la RE 2020, l'Ifpeb, Carbone 4 et une dizaine de prescripteurs, appellent les fabricants à renforcer les données environnementales des matériaux. L'observatoire E+C- doit mieux capitaliser les retours d'expérience.

<https://www.actu-environnement.com/ae/news/bas-carbone-construction-materiaux-fiabilite-donnees-35400.php4>

Lancé durant l'été 2019 par l'Institut français pour la performance du bâtiment (Ifpeb) et le cabinet de conseil Carbone 4, un « hub » réunit une dizaine de prescripteurs (maîtres d'ouvrages, maîtres d'œuvre, ingénieries, entreprises) pour développer des solutions de conception bas carbone, compatibles avec la réglementation environnementale (RE) 2020 qui sera appliquée en 2021. (...) Le 24 avril, l'Ifpeb et Carbone 4 ont présenté, lors d'un webinaire, les premières propositions du hub pour orienter les choix de conception et « *aider la profession à parvenir à une performance carbone réelle* ». Ils soulignent l'urgence de disposer de données « *fiables et précises* » pour permettre aux prescripteurs « *de détecter et d'accélérer la mise en place des meilleures solutions en termes de performance carbone* ».

Pour rappel, depuis fin 2016, les maîtres d'ouvrage volontaires anticipent la RE 2020, à travers l'expérimentation des seuils du référentiel E+ C- (Énergie positive et Réduction carbone). La RE 2020 impose des objectifs de performance énergétique plus ambitieux et intègre l'impact carbone des bâtiments. Aujourd'hui, l'Observatoire E+ C-, géré par la Direction de l'habitat, de l'urbanisme et des paysages (DHUP) et l'Agence de la transition écologique (Ademe), détient 1 151 bâtiments qui ont testé le référentiel. Soit 690 maisons individuelles, 311 logements collectifs et 150 bâtiments tertiaires, selon les derniers chiffres publiés. Cet observatoire permet de capitaliser les études énergétiques et environnementales réalisées selon le référentiel E+ C-, ainsi que des données économiques sur les opérations référencées.

Améliorer les données de l'Observatoire E+ C-

Or, les acteurs du hub appellent les institutionnels à « *améliorer* » la qualité des données recensées

dans l'Observatoire E+ C-, « avec un minimum de tests de cohérence à l'entrée, avant de valider leur publication ».

« La base de données de l'Observatoire E+ C- n'est pas exploitable telle quelle. De nombreuses valeurs aberrantes ou incohérentes y sont constatées. Ainsi, pour éviter des biais dans les analyses, la base de données doit être retraitée (...) »

Pour toutes les typologies des bâtiments, le chauffage au gaz et le béton sont les plus émissifs

Après correction des données, Carbone 4 et l'Ifpeb ont analysé le niveau de performance énergétique (niveau énergie de 0 à 4) et le niveau de performance pour les émissions carbone (niveau carbone 0 à 2) atteint par les bâtiments de leur panel. Le hub constate que les logements collectifs sont plus ambitieux que les maisons individuelles, et que les seuils énergie très ambitieux sont atteints par des bureaux.

(...) Le hub a aussi étudié l'empreinte carbone, en fonction des vecteurs énergétiques et des typologies de bâtiments du panel. Le chauffage au gaz est « le vecteur le plus émissif » pour toutes les typologies, en moyenne, ajoute le hub. Le bois, l'électricité et les réseaux de chaleur (suivant la source primaire) sont les moins carbonés. De même, le béton est le mode le plus émissif pour toutes les typologies.

Compléter la base Inies des informations environnementales des matériaux

Le hub appelle également les fabricants à renseigner les données environnementales comprenant le carbone, qui sont recueillies dans la base nationale Inies, pour les produits de construction et les équipements des bâtiments. Plus de 2 000 références sont recensées dans cette base, gérée par l'Alliance HQE-GBC et l'Association française de normalisation (Afnor). Natan Leverrier, consultant chez Carbone 4, a souligné le besoin de compléter la base Inies pour « comparer le nombre de données disponibles par lot à l'empreinte carbone des bâtiments ». Des données de fabricants de matériaux (fiches de déclarations environnementales et sanitaires – FDES, et profils environnementaux produits - PEP) pour des lots « importants sont manquantes », critique le hub. De même, « aujourd'hui, il n'y a aucune corrélation entre le poids des lots et le nombre de fiches Inies disponibles ».

(...)

Rénovation énergétique des bâtiments : la Commission lance une première consultation sur la « Renovation Wave »

<https://www.actu-environnement.com/ae/news/renovation-energetique-batiment-consultation-35466.php4>

Du 11 mai au 8 juin, la Commission européenne appelle les parties prenantes à exprimer leurs attentes concernant la future initiative « Renovation Wave » qui concerne la rénovation énergétique du parc immobilier européen. Cette initiative, lancée dans le cadre du European Green Deal, ou Pacte vert pour l'Europe, doit participer à l'atteinte de l'objectif européen de doublement du nombre de rénovations énergétiques des bâtiments. Elle doit notamment encourager la réalisation de travaux à l'échelle des quartiers. Elle doit aussi permettre de mieux combiner l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments et des mesures complémentaires, comme l'intégration des sources d'énergie renouvelable, la résilience climatique, ou encore le développement de la mobilité électrique.

Actuellement, seulement 1 % du parc des bâtiments européens bénéficie d'une rénovation énergétique complète permettant d'accéder aux meilleures performances. « Pour atteindre les objectifs climatiques européens pour 2030, il faudrait augmenter les investissements d'environ 325 milliards d'euros par an », explique l'exécutif européen, précisant qu'un quart de cette enveloppe devrait être consacré aux bâtiments publics.

L'objectif de cette première consultation est de recueillir les commentaires des parties prenantes sur les types de bâtiments pour lesquels l'initiative devrait se concentrer. La Commission rappelle que le logement social, les écoles et les hôpitaux, sont déjà couverts par des politiques européennes.

Un calendrier révisé pour la RE 2020 et les autres réformes en cours

<https://www.actu-environnement.com/ae/news/calendrier-revise-re-2020-dpe-rge-batiment-neuf-renovation-35443.php4>

À l'occasion d'une réunion avec les acteurs de la performance énergétique des bâtiments, le Gouvernement a annoncé un nouveau calendrier de mise en œuvre des principales réformes en cours. Les secrétaires d'État à la Transition écologique et à la Cohésion des territoires, respectivement Emmanuelle Wargon et Julien de Normandie, ont justifié ces reports au regard de la situation sanitaire, notamment à cause du décalage des consultations réglementaires. Mais les ministres ont rappelé que l'ambition restait inchangée. (...)

Le calendrier de la RE 2020 est donc ajusté : les concertations se poursuivront pendant l'été pour permettre à tous les acteurs concernés d'y prendre part. La publication des textes réglementaires (décrets et arrêtés) interviendra fin 2020 ou, au plus tard, au tout début de l'année 2021. La nouvelle réglementation entrera en vigueur à l'été 2021.

(...)

Le « low-tech », une alternative pour augmenter la résilience des bâtiments et des villes

À l'heure du déconfinement, l'OID s'est penché sur le concept de low-tech pour concevoir le bâtiment et la ville « durables » de demain, résilients face au changement climatique. L'OID et la Ville de Paris ont mis en ligne l'outil Bat-adapt.

<https://www.actu-environnement.com/ae/news/batiment-bas-carbone-low-tech-resilience-35533.php4>

Le 28 avril dernier, l'Observatoire de l'immobilier durable (OID) a organisé, avec la Ville de Paris, une webconférence sur la résilience du secteur de l'immobilier face au changement climatique. À cette occasion, l'OID a mis en ligne l'outil gratuit baptisé « Bat-adapt », qui permet aux acteurs publics et privés d'initier une analyse des risques climatiques physiques des bâtiments existants résidentiels et tertiaires, et de leur fournir des solutions d'adaptation. Cet outil a été développé l'an dernier par l'OID avec la Ville de Paris. « *Les constructeurs devront prendre en compte de nouvelles contraintes liées aux changements climatiques. Les bailleurs devront anticiper les risques sur leurs actifs. Les assureurs devront adapter leur périmètre de couverture* », souligne l'OID.

Une cartographie des risques et aléas climatiques sur les bâtiments

La plateforme Bat-adapt permet à ces acteurs d'estimer, à partir de l'adresse du bien immobilier et de critères de vulnérabilité (hauteur du bâtiment, types de toiture et de façades, espaces intérieurs et extérieurs, fondations, etc.), un profil de risques « *actuels et futurs* ». L'outil croise les caractéristiques du bâtiment pour estimer la sensibilité du bâti aux aléas climatiques, avec l'analyse du risque climatique, qui dépend de l'emplacement du bâtiment. Cette analyse prend appui sur quatre aléas climatiques *via* des indicateurs : vague de chaleur, sécheresse (retrait et gonflement des argiles), inondations et submersions marines. Ces aléas ont été cartographiés en France métropolitaine, en utilisant les données scientifiques et les études prospectives de plusieurs instituts de recherche français (...) L'OID s'appuie aussi sur les prévisions du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) pour calculer les risques climatiques de 2020 à 2090. Bat-adapt utilise le plus pessimiste des scénarios simulés par le GIEC, appelé RCP (représentative concentration pathway) « 8,5 ». (...) Les prochaines versions de l'outil Bat-adapt incluront d'autres aléas climatiques tels que « *les canicules, les îlots de chaleur, les précipitations intenses ou les feux de forêts* (...) »

Le low-tech, des solutions « simples » pour concevoir les bâtiments et les villes de demain

Pour augmenter la résilience des bâtiments et bâtir la ville « durable » de demain, les solutions constructives « low-tech » ont été mises en avant durant cette webconférence, par M. Moulas. L'OID a présenté les travaux menés depuis 2019 par des étudiants de la Sorbonne sur le bâtiment tertiaire

low-tech et ceux d'étudiants de Sciences Politique sur la ville low-tech. L'OID a publié leur étude. « *La démarche low-tech implique d'abord de rénover, de réutiliser et de faire avec l'existant* », a résumé Abigaïl Morgan, étudiante à La Sorbonne. Les solutions techniques « *simples dites low-tech* » misent sur l'économie circulaire et la limitation des consommations des ressources, via la réparation, le réemploi et le recyclage des matériaux, ainsi que la sobriété énergétique. Un bâtiment low-tech est « *un bâtiment de préférence réhabilité, ou éco-construit, qui permet une sobriété des usages, c'est-à-dire une occupation réfléchie du bâtiment en réponse aux enjeux liés à l'énergie et à la raréfaction des ressources* », définissent ainsi les auteurs de l'étude.

(...)
De son côté, Philippe Bihouix, ingénieur et directeur général adjoint de l'AREP (Agence d'architecture interdisciplinaire, filiale de la SNCF) a décrit le concept de ville low-tech et invite les maîtres d'ouvrage à s'y inspirer déjà, à l'heure du déconfinement. Il est l'auteur du livre *L'âge des Low-Tech*, publié en 2014. La ville low-tech, « *c'est la ville, et ses habitants et leurs comportements, et leurs usages et leurs manières de fonctionner à la fois dans la vie de tous les jours et dans la vie économique* », a expliqué Philippe Bihouix. « *La grande question va être celle de l'adaptation de nos villes, pas uniquement au changement climatique, mais adaptation tout court à ce monde plus incertain et plus étrange* », estime M. Bihouix, tirant les leçons de cette crise sanitaire. « *Il va y avoir des besoins de transformations très importants autour des questions des circuits courts, des ressourceries, du zéro déchet, et d'un retour d'artisanat de masse, d'une industrie à l'échelle humaine et de relocalisations. La ville low-tech est celle qui construit le moins et mieux, et qui réemploie, réhabilite. Une ville qui apaise et qui embellit* », prédit-il. Il s'agit également de « *tirer les leçons de cette crise et de l'envie de plus de nature et de plus de proximité des milieux, pour amorcer une nouvelle vague de décentralisation intelligente volontaire et volontariste à la fois* », a ajouté M. Bihouix.

Le béton, mis au défi des enjeux environnementaux

<https://www.lafabriqueecologique.fr/le-beton-mis-au-defi-des-enjeux-environnementaux/>

La crise sanitaire que nous connaissons va accélérer le débat sur la densification des grandes villes, qui a contribué à l'aggravation de la pandémie et aux difficultés du déconfinement. Après la canicule, la « bétonisation » est ainsi de plus en plus mis sur la sellette. Ce décryptage fait ainsi le point avec rigueur sur l'usage de ce matériau, ses impacts environnementaux, et les évolutions possibles dans le cadre de la transition écologique.

Responsable de 40%^[1] de la consommation énergétique globale, le bâtiment est l'un des secteurs névralgiques de la lutte contre le réchauffement climatique. Il serait ainsi à l'origine de 30% des émissions nationales de GES^[2]. Si l'on distingue les différentes étapes de son cycle de vie la construction représenterait 60% de l'empreinte carbone du bâtiment neuf^[3]. Au sein de ces émissions le béton, et plus particulièrement le béton de ciment qui représente le type de béton le plus produit et consommé dans le monde, occupe une place centrale. Les choses se jouent bien sûr à l'échelle mondiale sur fond d'omniprésence de quelques grandes puissances. Ainsi selon une étude de la « United States Geological Survey » la Chine aurait produit 2 400 000 millions de tonnes de béton en 2017, soit quasiment 700 000 millions de tonnes de plus que le reste du monde (Inde 270 000 millions USA 86 300 millions).

Ce décryptage se concentrera pour sa part sur le cas de la France. D'une part parce que les entreprises françaises du bâtiment font référence sur le plan international et que leurs pratiques (trajectoires de la filière et de l'industrie française, évolutions des usages sur le territoire) sont en ce sens significatives à analyser. D'autre part parce que ce secteur va devoir faire face à de nouvelles obligations de responsabilité dans un cadre législatif renouvelé par la récente loi sur l'économie circulaire. Interroger l'avenir du béton de ciment sous l'angle environnemental suppose à la fois

d'aborder l'ensemble des facteurs qui influencent sa production et d'anticiper les transformations que ce secteur va connaître. De la préservation de la biodiversité aux objectifs de la stratégie nationale bas carbone en passant par la surexploitation des ressources, quels objectifs faut-il fixer? On observe à la fois des avancées strictement techniques liées à la recherche et au développement, et une évolution du cadre juridique et politique d'exercice des activités. En arrière plan se dessine un débat fondamental, celui de la place de la construction et de la densification urbaine dans notre société.

(...)

RESEAUX, STOCKAGE

La BEI annonce un milliard d'euros en 2020 pour la production de batteries en Europe

<https://www.actu-environnement.com/ae/news/production-batteries-vehicules-electriques-BEI-Europe-35511.php4>

Lors d'une réunion de l'Alliance européenne des batteries le mardi 19 mai, le vice-président de la Banque européenne d'investissement (BEI), Andrew McDowell, a confirmé l'engagement de l'organisme à soutenir « *une industrie européenne des batteries forte et indépendante* ». La BEI prévoit un soutien aux projets liés aux batteries de plus d'un milliard d'euros de financement en 2020. Soit le niveau de soutien offert par l'organisme au cours de la dernière décennie.

« *La crise du Covid-19 a mis en évidence la vulnérabilité de l'Europe aux interruptions de l'approvisionnement en matériaux et technologies critiques. Alors que la transition vers l'énergie verte s'accélère, la création d'une industrie européenne des batteries est vitale pour protéger la position concurrentielle de l'Europe dans l'économie mondiale* », a déclaré Andrew McDowell. Beaucoup de composants des batteries étant fabriqués en Chine, les constructeurs automobiles européens ont connu de graves perturbations dans leur chaîne d'approvisionnement pendant la crise sanitaire dès le début de l'année, et ont dû réduire leur production.

La BEI participera ainsi à toutes les étapes de la chaîne de valeur des batteries : recherche et développement, extraction et traitement des matières premières, production de batteries, infrastructures de recharge, et recyclage. La poursuite du développement d'un écosystème européen indépendant de batteries permettrait à l'Union Européenne de jouer un rôle important sur un marché, qui devrait atteindre 250 milliards d'euros par an d'ici 2025.

Stockage d'énergie : la compétitivité déterminera leur place parmi les autres solutions de flexibilité

Une étude publiée par la Commission européenne évalue les besoins en flexibilité des systèmes énergétiques décarbonés. Batteries et électrolyseurs auront un rôle important, à moins que d'autres solutions de flexibilité ne soient plus compétitives.

<https://www.actu-environnement.com/ae/news/energies-renouvelables-stockage-competitivite-flexibilite-35480.php4>

Décarboner l'économie européenne à 80 ou 100 % engendrera une forte électrification de certains usages (industrie, chauffage, transports...), analyse une étude publiée par la Commission européenne le 8 mai. De fait, le système énergétique s'appuiera davantage sur les énergies renouvelables, augmentant les besoins en flexibilité à toutes les échelles de temps (heure, semaine, saison).

Aujourd'hui, différentes solutions permettent d'assurer la flexibilité des systèmes énergétiques : les réseaux et leur interopérabilité, la maîtrise de la demande, le foisonnement des technologies et de leur implantation, et enfin le stockage. L'étude dresse un état des lieux des solutions de stockage déployées au sein de l'Union européenne, des besoins futurs et de leur place parmi les autres solutions de flexibilité demain. « *Il est essentiel de comprendre quelles technologies sont les plus*

susceptibles d'avoir un rôle important à jouer à l'avenir, pour détecter les obstacles potentiels à leur développement (réglementation, absence de programmes d'innovation, etc.), et enfin proposer un cadre réglementaire et des actions politiques pour permettre aux solutions de flexibilité nécessaires de pénétrer le marché ».

En 2030, 108 GW de Step et de batteries

Aujourd'hui, la solution la plus largement déployée à l'échelle européenne repose sur les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), qui permettent un stockage allant de quelques heures à plusieurs mois. Plus récemment, la chute du prix des batteries lithium-ion a permis une multiplication des projets, notamment au Royaume-Uni, en Allemagne et, dans une moindre mesure, en Irlande. Cependant, les données actuelles sur le stockage sont incomplètes. L'étude recommande donc, en premier lieu, la mise en place d'un suivi des installations de stockage au niveau des États membres et à l'échelle européenne.

D'ici 2030, les besoins en flexibilité devraient être assurés par les réseaux électriques et les centrales de production conventionnelles. Une flexibilité au quotidien sera également nécessaire, assurée par les Step et des systèmes de batteries, à hauteur de 108 GW pour l'UE-28. « *À l'horizon 2030, les électrolyseurs ne semblent pas compétitifs pour assurer la flexibilité du système d'alimentation. Cependant, si un déploiement d'électrolyseurs devait se matérialiser déjà en 2030 (par exemple, entraînés par une électrification indirecte dans les secteurs de l'industrie ou du chauffage), ils pourraient offrir une flexibilité à toutes les échelles de temps* », note l'étude.

550 GW de production d'hydrogène en 2050 ?

En revanche, d'ici 2050, le système énergétique devra s'appuyer sur la production d'hydrogène décarboné, produit à partir d'électricité éolienne et photovoltaïque. « *Environ 550 GW d'électrolyseurs seraient nécessaires dans nos différents scénarios 2050* ».

À cet horizon, les besoins en Step seront plus faibles qu'en 2030. Mais le coût des électrolyseurs en 2050 détermineront leur compétitivité face aux Step et aux batteries. Dans l'hypothèse de coûts élevés, les besoins de stockage par Step et batteries passeront de 50 à 73 GW.

Cependant, le développement d'autres solutions de flexibilité pourrait changer la donne en matière de besoins en stockage. Le déploiement de véhicules électriques utilisant des stratégies de recharge intelligentes et le chauffage des locaux combiné avec un stockage thermique à court terme, permettront également de fournir quotidiennement une flexibilité au système, estime l'étude. Ainsi, les solutions de maîtrise de la demande pourraient fournir une partie des besoins de flexibilité au quotidien. En 2030, une utilisation optimale de la flexibilité des véhicules électriques et du chauffage pourrait réduire de moitié le besoin en batteries stationnaires (34 GW contre 67 GW).

La flexibilité de la demande en hydrogène sera également nécessaire en 2050. Dans le cas contraire, des investissements supplémentaires dans des usines de méthanisation seront nécessaires.

Des cadres réglementaires et économiques sont nécessaires

L'étude recommande de lever certains obstacles à la rentabilité et à l'émergence des solutions de stockage. À court terme, les décideurs devront créer les conditions favorables et des règles du jeu équitables pour le stockage afin de couvrir les coûts et les risques liés au déploiement de ces solutions. Marchés de services systèmes, mécanismes de capacité, rémunération, devront valoriser les externalités positives apportées par le stockage, comme la flexibilité et la stabilité du système, ainsi que les avantages environnementaux, estime l'étude. Les frais de réseau et les règles fiscales devront également être adaptés. De nombreux pays appliquent encore une double imposition des tarifs de réseau (charge et décharge), déplore l'étude. Par ailleurs, « *les États membres devraient favoriser des prix de l'électricité et des tarifs d'utilisation des réseaux dynamiques pour accroître la réactivité des consommateurs et le développement du stockage domestique, y compris via les véhicules électriques* ».

Un cadre juridique stable et clair devra être mis en place à l'échelle nationale. « *Une définition appropriée du stockage est fournie dans la nouvelle directive sur l'électricité. Mais, à l'heure actuelle, la plupart des États membres n'ont pas encore de définition cohérente du stockage* ». Chaque État devrait également élaborer une stratégie nationale, basée sur une évaluation des besoins de flexibilité et fixant des objectifs et un calendrier.

Enfin, les questions de la durée de vie effective et du recyclage des batteries devront être approfondies, ainsi que celles de l'accès aux données.

Batteries : organiser dès maintenant la filière de recyclage

Le développement des véhicules électriques mettra sur le marché des volumes importants de batteries, dont il faudra gérer la fin de vie. L'organisation d'une filière nationale, voire européenne du recyclage, doit être impulsée dès aujourd'hui.

<https://www.actu-environnement.com/ae/news/batterie-lithium-vehicule-recyclage-35541.php4>

Dans le cadre du plan de relance du secteur automobile annoncé le 27 mai, le Gouvernement veut mettre un coup d'accélérateur sur les technologies électriques et hybrides. D'ici 2025, la production française de véhicules électriques, hybrides rechargeables ou hybrides, devra atteindre le million d'unités, selon l'objectif fixé.

Le développement des véhicules rechargeables entraîne de nombreuses questions, et notamment celle du devenir des batteries usagées. L'enjeu est double : assurer la fin de vie des batteries usagées et sécuriser l'approvisionnement en matières premières stratégiques.

Dans le cadre du comité stratégique de filière Mines et métallurgie, un groupe de travail s'est penché sur les besoins de recyclage et de seconde vie des batteries, et sur l'organisation d'une filière nationale. « *La croissance des besoins en recyclage de batteries lithium devrait être rapide et il est estimé que les capacités françaises et européennes seront très insuffisantes dès 2027 : les acteurs européens, dont les recycleurs français, devront multiplier par trois leurs capacités de traitement à cette date* », souligne le rapport final, publié le 18 mai.

L'écosystème français est bien positionné « *pour devenir le leader européen du recyclage des batteries, mais ne doit pas se laisser distancer, ni par ses partenaires européens, ni par ses concurrents internationaux qui investissent massivement dans des programmes ambitieux* », prévient le rapport. Sur la seconde vie des batteries, les besoins seront moindres en termes de capacités (quelques gigawatts) et les acteurs planchent déjà sur ce sujet.

Créer une filière à valeur ajoutée

Aujourd'hui, le recyclage des batteries n'est pas rentable. « *Au-delà du modèle initial focalisé sur la gestion environnementale de la fin de vie des batteries, et à l'instar de la concurrence asiatique, la filière française doit développer une offre complémentaire avec plus de valeur ajoutée, et destinée à être utilisée dans la fabrication de nouvelles batteries* », analyse le groupe de travail. « *Un risque identifié par la filière serait de réduire l'industrie française à un rôle de fournisseur de produits intermédiaires (sous forme de black mass) à d'autres recycleurs. Ces derniers contrôleraient ainsi la ressource secondaire, à forte valeur ajoutée, et en priveraient les filières industrielles françaises et européennes* ».

Le recyclage des batteries permet principalement aujourd'hui de produire des métaux d'alliages, « *dont la pureté n'est cependant pas celle requise pour la fabrication de nouvelles batteries* », note le rapport. À l'avenir, l'enjeu est de développer également un modèle en « boucle fermée », qui permettra de produire des précurseurs de matériaux actifs de cathodes (carbonate de lithium, lithium métal, sulfate de nickel et de cobalt, etc.), qui peuvent être réutilisés dans des batteries. Les acteurs asiatiques se sont déjà positionnés sur ce modèle et annoncent des investissements importants pour pouvoir traiter au minimum 100 000 tonnes par an chacun.

Anticiper les évolutions technologiques

Les coûts du traitement sont amenés à baisser avec l'augmentation des volumes, l'industrialisation des processus, les progrès technologiques... Cependant, « *la modification de la chimie des batteries, avec la diminution progressive de la quantité de cobalt contenu ou l'augmentation des volumes de batteries dites "tout solide" à compter de la décennie 2020 contribuera à modifier les équilibres technico-économiques du recyclage à partir de 2035-2040. Ces durées sont néanmoins compatibles avec les investissements et les temps de projet industriels* ».

Le lithium constitue en moyenne 1 % du poids total de la batterie, le cobalt et le nickel 3,1 % chacun. Des tensions sur les approvisionnements en nickel et cobalt pourraient apparaître dès 2025. Or, « *au niveau européen, 10 % des besoins en cobalt pour la mobilité électrique pourraient ainsi être remplis par le recyclage en 2030* ».

Aujourd'hui, les capacités européennes de traitement sont estimées entre 15 000 et 20 000

tonnes/an de batteries, dont 5 000 tonnes pour la France. Les besoins sont estimés à 50 000 tonnes en 2027 et devront « encore doubler l'année suivante ».

La filière demande donc des soutiens à la R&D et à l'investissement dans des capacités de production et des pilotes industriels dans le cadre d'un PIEEC (Projet important d'intérêt européen commun) sur le recyclage, sur le même modèle que celui créé pour la production de batteries.

(...)

HYDROGENE

Atlantech, une boucle énergétique mêlant autoconsommation électrique et hydrogène

La construction d'un nouveau quartier au cœur de La Rochelle est l'occasion d'expérimenter une boucle énergétique mêlant photovoltaïque et stockage hydrogène. De nouveaux modèles économiques pour l'énergie et la mobilité vont être testés.

<https://www.actu-environnement.com/ae/news/atlantech-energie-autoconsommation-hydrogene-35464.php4>

C'est en quelque sorte un laboratoire. De l'autoconsommation collective à la production et à la distribution d'hydrogène, en passant par le développement de nouveaux modèles de mobilité, la construction du quartier Atlantech, à La Rochelle (Charente-Maritime), s'accompagne de nombreuses expérimentations. Les 27 hectares d'un ancien terrain militaire vont progressivement accueillir logements, entreprises et activités d'enseignement, avec une ambition : être bas-carbone. La complémentarité des usages et activités de ce nouveau quartier sont autant d'atouts pour tester de nouvelles manières de produire, mais aussi de consommer l'énergie. Le tout orchestré par l'association Atlantech, créée dès le lancement du projet pour rassembler tous les acteurs engagés dans la démarche (élus, CCI, université, FFB...). Détails.

Des bâtiments Bepos à une boucle énergétique

Tout commence par les bâtiments. Atlantech accueille d'ores et déjà le siège d'une entreprise, un centre de formation d'apprentis (CFA) et des logements pour installer ces derniers. S'y ajoutent un projet de construction de 530 logements, un de zone d'activités, et enfin un autre d'agriculture urbaine sur 1,5 ha dont 400 m² de serres. Tous ces bâtiments sont ou seront Bepos, c'est-à-dire qu'ils produisent plus d'énergie qu'ils n'en consomment.

(...)

L'association a donc évalué le potentiel énergétique de l'ensemble du quartier. Il est estimé à « 4 MWh de photovoltaïque à un tarif économiquement compétitif ». Ces 4 MWh comprennent les productions de chaque bâtiment, mais pas seulement : « L'association va compléter les surfaces de production de chaque bâtiment, créer des ombrières de parking (300 kWh) et une ferme solaire de 1,5 MWh ». L'idée : créer une boucle d'autoconsommation collective. (...)

Reste à convaincre consommateurs et usagers. La fourniture de l'électricité a été confiée à la société Alterna. « L'offre est à construire, à inventer pour cette boucle énergétique. Nous partons sur des contrats 100 % énergies vertes, la création d'une communauté énergétique locale... On ne peut pas imposer notre offre aux consommateurs du quartier. Il faudra donc qu'elle soit attractive », analyse Sylvain Gomont, le directeur général.

Un électrolyseur et des véhicules hydrogènes pour absorber les surplus

Malgré les différentes temporalités de consommation des usagers, il faudra également gérer les surplus de production. « On a cherché, dès le départ, une solution pour consommer toute l'énergie produite. Soit on réduisait notre capacité de production, soit on stockait », explique Christophe Philipponeau, directeur général de l'association Atlantech. C'est finalement la deuxième option qui a été retenue.

Un petit stockage sur batterie permettra d'alimenter des usages collectifs, comme l'éclairage public.

Des études sont en cours pour évaluer les possibilités de flexibilité liées au véhicule-to-grid (stockage, effacement...). Et, à partir de l'automne 2020, un électrolyseur va également transformer les surplus de production électrique en hydrogène. Au départ, il produira 10 kg par jour (soit de quoi alimenter un bus), mais sa production pourra atteindre 30 kg par jour. Selon les estimations, la production d'hydrogène devrait augmenter de 10 % le taux d'autoconsommation.

« *Le vecteur hydrogène est intéressant mais les coûts de production sont élevés. Il fallait donc trouver des débouchés* », explique Christophe Philipponeau. Atlantech répond donc à l'appel à projets de l'Ademe sur la mobilité hydrogène. « *Nous n'avons pas trouvé d'opérateur donc nous l'avons créé !* », raconte le directeur général.

Luzo investissements va mettre en location 50 véhicules à hydrogène (vélos, triporteurs, petits utilitaires) sur un modèle « full service », c'est-à-dire que le tarif proposé inclura la location du véhicule et le carburant. « *Pour concevoir cette offre, nous avons analysé les besoins des utilisateurs. Cela permet de se rendre compte que, parfois, un triporteur suffit pour réaliser le dernier kilomètre, quand l'utilisateur a tendance à utiliser un utilitaire* ». Pourquoi proposer du « full service » ? « *À 18 € le kilo d'hydrogène produit, nous avons fait le choix de facturer l'usage et non l'énergie. Il faudrait plutôt être autour de 8 à 10 € pour être rentable* » et attractif.

Mais, pour Christophe Philipponeau, l'enjeu est ailleurs : « *L'idée est de familiariser les usagers à l'hydrogène et de le mettre à la portée de tous. Avec une vue systémique, on peut réduire les coûts et trouver les bonnes solutions. On sait que l'hydrogène est techniquement fiable, mais financièrement, il y a encore du travail* ». L'association travaille à la répliquabilité de cette boucle énergétique sur le port de plaisance, le port industriel... L'ambition est de déployer 4 à 5 stations mixtes hydrogène / électricité sur l'agglomération.

Dix acteurs européens de l'énergie plaident pour l'électrification des usages et l'hydrogène vert

<https://www.actu-environnement.com/ae/news/projet-hydrogene-vert-electrification-usages-europe-35525.php4>

Alors que la Commission européenne doit présenter sa stratégie sur l'hydrogène le 24 juin, dix acteurs européens de l'énergie plaident, dans une lettre commune, pour le développement d'un hydrogène vert. Les signataires sont Akuo Energy, BayWa r.e., EDP (Energias de Portugal), Enel, Iberdrola, MHI Vestas Offshore Wind, Ørsted, Vestas, SolarPower Europe et WindEurope.

« *L'électrification directe est la solution la plus rapide et la plus rentable pour parvenir à une forte réduction des émissions de CO₂ dans les secteurs clés de l'économie et pour accélérer la réalisation d'un système d'énergie renouvelable* », écrivent-ils. Selon eux, plus de 60 % de la consommation finale d'énergie peuvent être couverts par l'électricité, et notamment la chaleur et le transport routier. Mais, dans certains secteurs, comme la chimie, l'industrie lourde, le transport routier à longue distance, l'aviation et le transport maritime, l'électrification peut être complexe ou coûteuse. « *L'hydrogène vert sera la meilleure voie d'avenir pour leur décarbonisation complète et pour parcourir le dernier kilomètre vers la neutralité climatique d'ici 2050* », analysent-ils.

Hydrogène : du concept de sector coupling aux projets concrets

Technologie reliant l'écosystème gaz à celui de l'électricité, le power-to-gas est promis à un bel avenir, selon Anthony Mazzenga, directeur gaz renouvelables chez GRTgaz. Retour sur les projets en cours.

<https://www.actu-environnement.com/ae/news/hydrogene-power-to-gas-mazzenga-electricite-GRTgaz-35539.php4>

L'hydrogène produit à partir d'électricité renouvelable ou décarbonée, ou power-to-gas, peut, à plusieurs titres, jouer un rôle-clé dans la réalisation de la transition énergétique. Il peut en effet alimenter une variété d'usages (mobilité, chaleur, matière première...) ou être stocké et reconverti en électricité *via* des piles à combustibles. Enfin, cet hydrogène peut être valorisé grâce aux

infrastructures de gaz, en premier lieu en mélange avec le gaz naturel et le biométhane. D'autres voies d'intégration sont possibles grâce à la méthanation, c'est-à-dire la combinaison de l'hydrogène avec du CO₂, pour produire du méthane de synthèse, ou par le déploiement d'infrastructures 100 % hydrogène, notamment par conversion d'ouvrages gaziers existants. Les opérateurs d'infrastructures gazières ont publié, en juin 2019, un rapport sur les « Conditions techniques et économiques d'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel », qui confirme la possibilité d'intégrer des quantités massives d'hydrogène dans les infrastructures de gaz pour des coûts d'adaptation limités.

Dans certaines configurations, le power-to-gas pourra rendre de nombreux services au système électrique qui devra faire face au défi de l'intégration de parcs à profils de production variables. Le power-to-gas est en effet la seule technologie disponible pour absorber des excédents massifs et saisonniers de production d'électricité. Elle peut aussi permettre de résoudre les congestions locales des réseaux de distribution ou de transport d'électricité. On parle ainsi de « sector coupling », c'est-à-dire le rapprochement des secteurs électriques et gaziers déjà initié avec le gas-to-power, et bientôt amplifié avec le power-to-gas. À la clé, le sector coupling permettra de maximiser le développement des énergies renouvelables tout en réduisant les coûts d'investissements nécessaires dans les infrastructures d'électricité.

Du concept à la réalité : le foisonnement des démonstrateurs power-to-gas

Le nombre de projets power-to-gas et la diversité des acteurs impliqués dans ces projets témoignent de l'intérêt du sujet à travers l'Europe. Gas in Focus, l'observatoire du gaz de GRTgaz et de Sia Partners, fait ainsi état, en 2019, de 47 projets de démonstrateurs et de plus de 150 projets de recherche en lien avec la filière hydrogène dans les différents pays européens. La France n'est pas en reste, avec des démonstrateurs en cours et à venir.

Le projet GRHYD est le premier démonstrateur power-to-gas en France avec une injection d'hydrogène jusqu'à 20 % sur le réseau de distribution. Le projet est mené par Engie Lab Crigen et regroupe onze partenaires, dont GRDF, qui teste l'injection d'hydrogène dans le gaz naturel sur un îlot de distribution de gaz naturel d'un quartier neuf de Cappelle-la-Grande, à proximité de Dunkerque, depuis 2018.

Avec le projet Jupiter 1000, GRTgaz et ses huit partenaires déploient le premier pilote de power-to-gas de taille industrielle avec 1 MWe de capacité d'électrolyse PEM (membrane) et alcaline. Le démonstrateur comprend également une unité de captage de CO₂ sur les cheminées d'un industriel voisin et une unité de méthanation catalytique pour convertir l'hydrogène produit et le CO₂ ainsi recyclé en méthane de synthèse. L'injection du mélange hydrogène-méthane de synthèse avec le gaz naturel démarrera en 2020, pour une durée de trois ans. Elle permettra de tester, en situation réelle, les effets de ce mélange sur la canalisation de transport existante et sur les deux clients industriels desservis sur le port de Fos-sur-Mer.

Les projets Méthycentre et Hyaunais sont pilotés par Storengy et visent à coupler biométhane et power-to-gas grâce à, respectivement, une méthanation catalytique et une biologique. Les projets testeront les interactions innovantes entre les différentes briques, comme l'épuration du biogaz, l'électrolyse et la méthanation. Le couplage méthanisation et méthanation permet, notamment, de presque doubler le rendement carbone du biogaz issu de la méthanisation et de s'affranchir d'un captage de CO₂ pour le processus de méthanation. Ces projets sont actuellement en développement et entreront en phase opérationnelle en 2021.

Enfin, le projet H2V59, porté par la société H2V Industry, est la première installation industrielle de power-to-gas en cours de développement en France. Située à Loon-Plage sur le port de Dunkerque, l'installation comportera une première tranche d'électrolyseurs de 100 MW de capacité raccordée au réseau RTE, et produira de l'hydrogène valorisé en injection dans le réseau de GRTgaz. Le projet représente 250 millions d'euros d'investissement. Actuellement en cours d'autorisation administrative, la mise en service est prévue en 2022-2023.

D'autres projets sont en phase d'émergence comme Hygreen, piloté par l'intercommunalité Durance Luberon Verdon Agglomération. Tous ces projets ne manqueront pas de participer à l'appel à manifestation d'intérêt « Projets innovants d'envergure européenne ou nationale » lancé début 2020 par le Gouvernement, preuve que la France est bien décidée à construire une filière industrielle nationale autour du power-to-gas.

Le power-to-gas s'inscrit dans une dynamique hydrogène plus large

L'hydrogène ne se limite pas au power-to-gas pour l'industrie du gaz. En effet, d'autres sources sont amenées à se développer à l'avenir, que ce soit la valorisation de l'hydrogène coproduit dans l'industrie ou celui issu de la pyrogazéification de déchets ou de biomasse. Enfin, le gaz lui-même pourrait être transformé en hydrogène bas-carbone par le développement de la capture et du stockage de CO₂ sur les unités de reformage. La pyrolyse du méthane est également prometteuse car elle permet de produire, à partir de gaz naturel, de l'hydrogène et du carbone solide, valorisables dans l'industrie ou plus facilement stockables que le CO₂. Autant de sujets sur lesquels la filière gaz se mobilise pour contribuer à la neutralité carbone en 2050.

Avis d'expert proposé par Anthony Mazzenga, directeur gaz renouvelables GRTgaz

TRANSPORT ; MOBILITES

Aviation, automobile : « L'aide d'État doit prendre la forme d'un prêt indexé sur la performance climatique »

Alors que l'Europe a validé les aides françaises accordées à Air France ou encore à Renault, il est encore possible d'indexer ces prêts à la performance carbone des entreprises. Détails avec Gérald Maradan, directeur général du cabinet Ecoact.

<https://www.actu-environnement.com/ae/news/aviation-automobile-pret-vert-aide-etat-performance-climatique-35470.php4>

Actu-environnement : Vous conseillez beaucoup d'entreprises dans leur stratégie RSE et climat. Constatez-vous un manque d'investissement en la matière depuis le début de la crise économique ?

Gérald Maradan : Nous avons eu des craintes, car lors de la crise de 2008, tous les robinets ont été coupés concernant la Responsabilité sociétale des entreprises (RSE). Ce fut considéré comme des investissements « non prioritaires » et ils ont été reportés. Cette fois, ce n'est pas ce qu'on a vu.

Les entreprises mettent de plus en plus la priorité sur la RSE. Peu ont stoppé leurs investissements. Nombre d'entre elles ont confirmé que la RSE restait une priorité et ce, dans tous les secteurs d'activités.

Tout se joue au niveau de la gouvernance de l'entreprise. Certains dirigeants considèrent que c'est vraiment stratégique. C'est particulièrement vrai dans le secteur aérien, pourtant durement frappé par la crise. Sur les dix compagnies aériennes que nous accompagnons, pas une seule n'a stoppé sa politique RSE malgré une situation financière très délicate en ce moment.

AE : Comment expliquez-vous ce changement d'attitude en une décennie ?

G.M. : L'Accord de Paris est passé par là. La prise de conscience s'est généralisée et elle s'est accélérée. Nous avons maintenant un cap international. Beaucoup en ont désormais conscience. Selon le Giec (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat), il faut réduire nos émissions de 45 % entre 2010 et 2030 pour espérer rester sous le 1,5°C de réchauffement planétaire. Alors il n'est pas question de provoquer un rebond d'émissions en sortie de crise, comme en 2009.

Suite à la crise de 2008, le constat environnemental mondial a été catastrophique : après une chute de 1,3 % des émissions de carbone, l'année suivante avait connu un rebond de presque +6 % et une croissance moyenne de 3 % par an entre 2000 et 2010. On ne veut surtout pas vivre la même chose qu'il y a dix ans. Il faut donc que les plans de relance soient axés en grande partie sur le climat et la protection de la biodiversité, et qu'ils intègrent les objectifs de neutralité carbone de l'Accord de Paris sur le climat.

AE : Pourtant l'État français n'a pas associé ses aides financières à des contreparties environnementales très fortes. Comment l'expliquez-vous ?

G.M. : Sous la pression, l'exécutif a voulu mettre en place certaines choses dans l'urgence. Au final, la loi de finance rectificative d'avril prévoit que les prêts accordés ou garantis par l'État soient conditionnés à une pleine intégration des objectifs de RSE dans la stratégie des entreprises aidées, notamment en matière de lutte contre le changement climatique. Dans un an, le Gouvernement

devra produire un rapport sur l'utilisation de ces fonds et le Haut conseil pour le climat (HCC) devra rendre un avis sur ce document.

Tout cela reste flou. Dans l'urgence, l'exécutif a bien tenté de mettre des contraintes mais elles ne sont pas assez fortes. (...)

Pourtant, on aurait pu aller beaucoup plus loin parce qu'on a les moyens de créer un outil financier innovant en la matière.

AE : Comment, concrètement, l'État aurait-il pu faire ?

G.M. : Il aurait pu instaurer un Prêt à Impact Climat par exemple. C'est encore possible. Il faut conditionner le prêt au respect d'une trajectoire de réduction des émissions de carbone compatible avec l'Accord de Paris. En indexant les taux d'intérêt sur cette trajectoire CO₂, l'entreprise aurait tout intérêt à la respecter puisque son prêt serait bonifié. Plus sa trajectoire collerait à l'Accord de Paris, moins elle rembourserait, car les taux d'intérêt seraient plus bas. Les volumes financiers en jeu peuvent être incitatifs. Avec 1 milliard d'euros empruntés sur dix ans, un taux d'intérêt variant de 1 % représente 52 millions d'euros à rembourser, en plus ou en moins. Les entreprises les plus vertueuses seraient les grandes gagnantes.

Adopter une trajectoire compatible avec un réchauffement de 2°C dans le cadre de l'Accord de Paris devient rentable pour l'entreprise.

Surtout que nous avons les instruments à portée de main. Le suivi de la trajectoire dit « science-based-target » (SBT) de l'entreprise, mesuré par un bilan carbone annuel, en est un premier exemple. Avec cette approche, il est possible, pour chaque entreprise, de déterminer son objectif de réduction d'émission pour qu'il soit en cohérence avec l'Accord de Paris, et de vérifier, année après année, le respect de la trajectoire.

AE : Ce type de prêt se pratique-t-il déjà ?

G.M. : Un tel montage financier serait une innovation majeure dans le domaine de la finance. Il aurait été construit autour d'un objectif universel et transversal en termes sectoriel. Toutes les entreprises aidées par l'État auraient pu y être soumises. De plus, avec cet outil, l'État n'est pas obligé de rentrer dans la stratégie de l'entreprise ; il leur laisse le choix des moyens. Et c'est tant mieux, car l'État ne peut pas connaître quelle est la meilleure stratégie pour chaque entreprise. Laissons-leur le choix mais en revanche vérifions l'évolution des émissions de carbone et le respect de la trajectoire.

Une autre piste aurait pu être étudiée : l'État aurait pu aussi échelonner ses prêts en fonction d'objectifs prédéfinis comme la publication du bilan carbone complet de l'entreprise sur les scopes 1, 2, 3 (émissions directes et indirectes). Même si les entreprises de plus de 500 salariés en ont l'obligation, toutes ne le font pas, et encore moins sur tous les scopes.

Un autre objectif aurait pu être l'adoption d'un objectif de réduction d'émissions de CO₂ sur le long terme, dit « science-based-target », ou encore la présentation d'une stratégie climat qui suit les recommandations de la TCFD (Task Force on Climate related Financial Disclosure) qui visent à intégrer le risque climatique dans sa stratégie d'entreprise. Les aides auraient été débloquées à chaque étape respectée.

(...)

The Shift Project présente des premières mesures pour préparer « l'avenir de l'aviation »

<https://www.connaissancedesenergies.org/shift-project-presente-de-premieres-mesures-pour-preparer-lavenir-de-laviation-200527>

Le think tank The Shift Project a publié le 27 mai ses propositions énergie-climat pour réduire les émissions de gaz à effet de serre du transport aérien en France⁽¹⁾. Celles-ci pourraient faire office de contreparties à l'aide publique apportée au secteur.

Quelques rappels chiffrés sur le transport aérien

Le transport aérien consommerait aujourd'hui au niveau mondial près de 6,3 millions de barils de kérosène par jour, « soit 7,7% de la production pétrolière mondiale » selon le think tank The Shift Project. La combustion d'un litre de kérosène⁽²⁾ émet en moyenne près de 3 kg de CO₂ et l'aviation civile compterait au total pour environ 2,6% des émissions mondiales de CO₂ d'origine fossile. En outre, l'aviation a aussi « des impacts hors CO₂ sur le climat, relativement courts mais très intenses, qui viennent multiplier par 2 à 3 l'effet du CO₂ seul », précise The Shift Project⁽³⁾.

Le trafic aérien est en forte hausse (+ 6,8% par an au niveau mondial en passagers.km⁽⁴⁾) et les progrès techniques réalisés par les avionneurs et les motoristes « ont surtout permis le développement du trafic, par un effet rebond qu'aucune politique ne s'attache à maîtriser »⁽⁵⁾.

Dans ces conditions, The Shift Project formule un ensemble de recommandations de mesures de sobriété et d'évolutions techniques pour réduire les émissions de CO₂ du transport aérien en France de 5% par an d'ici à 2025⁽⁶⁾, en s'inscrivant dans la trajectoire de neutralité carbone fixée à l'horizon 2050. Ces recommandations, à mettre en œuvre immédiatement, sont émises « à technologie constante » sans miser sur des ruptures possibles (comme le recours [au kérosène de synthèse](#)).

Les recommandations de The Shift Project

Pour réduire la consommation de carburants liée au trafic aérien en France d'ici 2025, The Shift Project appelle à imposer les mesures de sobriété suivantes :

- **supprimer les liaisons aériennes domestiques pour lesquelles il existe une alternative ferroviaire de moins de 4h30 « à une fréquence suffisante »⁽⁷⁾**, ce qui impliquerait par exemple de maintenir les vols entre Paris et Nice mais de supprimer ceux entre la capitale et Marseille ou Toulouse ;
- **interdire les vols relevant de l'« aviation d'affaires » réalisés à des fins privés** (motif de 96% des vols en jets) ;
- **restreindre les avantages liés aux programmes de fidélité** pour limiter le trafic « opportuniste » lié à des conditions avantageuses (5% du trafic des grandes compagnies aériennes est lié à l'usage de « miles ») ;
- **imposer aux compagnies aériennes une décroissance de la consommation moyenne annuelle de carburant pour leurs vols touchant le territoire français**, avec un libre choix des leviers mobilisables (renouvellement des flottes, densification des cabines, augmentation des taux de remplissage, etc.).

The Shift Project présente également des mesures techniques d'ores et déjà « à disposition » qui pourraient compter pour un quart de l'effort de réduction d'émissions de CO₂ envisagé d'ici à 2025 : accélérer la décarbonation des opérations au sol (en ayant notamment recours à des tracteurs électriques), remplacer les turboréacteurs de petite capacité par des appareils à hélices à la consommation bien plus faible⁽⁸⁾, limiter le « fuel tankering » (pratique qui consiste à emporter un surplus de carburant dans les aéroports où celui-ci est moins cher) ou encore optimiser les trajectoires de vols⁽⁹⁾. En parallèle, le think tank suggère de soutenir un programme « pour initier la production d'ici 2030 d'un avion adapté [...] aux nouvelles exigences en matière de consommation d'énergie ».

The Shift Project appelle par ailleurs à davantage informer et sensibiliser les consommateurs sur l'impact énergie-climat du transport aérien et sur les alternatives existantes pour leurs déplacements (notamment en imposant que les offres commerciales indiquent l'empreinte climatique de chaque voyage « hors compensation »).

Précisons que ce rapport présenté par The Shift Project n'est qu'un des volets d'un plan de transformation global de l'économie française, dont le think tank présentera la version finale en septembre 2020⁽¹⁰⁾.

Impact carbone du e-commerce et du fret : il est plus que temps de rationaliser et de se raisonner !

<https://www.actu-environnement.com/ae/news/ecommerce-logistique-impact-environnement-impact-carbone-35419.php4>

Alors que nous faisons face à la plus grande crise sanitaire de ces dernières décennies, la question du maintien de la chaîne d'approvisionnement des produits essentiels et du transport deviennent

centraux. En effet, la pandémie touche durement le fret et donc la sécurité alimentaire, notamment dans les pays africains ou en Inde. Une situation dramatique qui vient soulever la question du « *et après* » et met aussi en exergue un des nombreux paradoxes actuels : comment répondre efficacement aux problèmes sanitaires et environnementaux dans un monde construit sur le e-commerce du « *tout, tout de suite* » ?

Si les géants de l'e-commerce ne sont pas responsables de tout, ils sont clairement en retard sur la question de leur impact. Par ailleurs, ils répondent à une demande du consommateur, qu'il s'agit peut-être de mieux sensibiliser. Car même avec toute la bonne volonté du monde, si rien ne change de manière systémique, les prévisions les plus pessimistes du GIEC risquent fort de se voir réalisées et des crises comme celles que nous traversons, de se reproduire !

Alors que les réglementations se multiplient à l'image du « [Green Deal](#) » européen et que le comportement des citoyens commence à évoluer lui aussi face à l'urgence climatique, il est aujourd'hui prioritaire, pour des secteurs entiers de l'économie, de se réinventer et ce, bien au-delà de la simple posture marketing. Pour y parvenir, mettre la pression sur les industriels d'une part et les consommateurs d'autre part ne suffira pas. Toutes les parties-prenantes doivent être impliquées et notamment le corps intermédiaire puissant que sont les géants du e-commerce et leur recours aux transports ultra-polluants. Alors que le transport est responsable de 24 % des émissions directes de CO₂ provenant de la combustion de carburants, dont les trois-quarts sont à imputer directement aux véhicules routiers, les émissions provenant de l'[aviation](#) et du transport maritime continuent, elles aussi, d'augmenter.

Le fret lié au e-commerce : point noir pour l'atteinte d'une mobilité plus neutre en carbone

Surtout, la marge de progression de ces intermédiaires charnières reste importante. En effet, malgré tous les efforts engagés, **le type de transport à fort impact qui continue de se développer depuis une décennie reste celui du fret, notamment aérien et routier. Une tendance qui s'explique en grande partie par l'explosion du e-commerce et le diktat de la livraison express à J+1 à domicile, en provenance en majorité de Chine et des pays asiatiques.** À lui seul, le marché français du [commerce en ligne](#) représente plus de 100 milliards d'euros en France en 2019.

Conséquence : les moyens de transport plus doux et donc moins rapides, comme le ferroviaire, sont en perte de vitesse, quand les camions et conteneurs transportent des colis du e-commerce dont le volume est vide à 43 %, selon une étude de 2018 du fabricant britannique de cartons DS Smith !

De plus, même si les choses avancent, il existe encore trop peu de solutions technologiques déployées pour proposer des poids lourds « bas-carbone », contrairement aux voitures électriques ou hybrides. Dès lors, une part de la responsabilité n'incomberait-elle pas directement à ces géants du e-commerce ? Plutôt que d'attendre un jour ou deux supplémentaires pour être en mesure de grouper leurs envois (et remplir les colis), ces derniers préfèrent envoyer en plusieurs fois une commande pour éviter d'encombrer leurs entrepôts. L'envoi groupé n'est d'ailleurs presque jamais proposé aux consommateurs, prêts à patienter un peu.

Un tournant vert doit être pris et des solutions existent déjà

Si l'on souhaite réduire drastiquement nos émissions de CO₂ dans l'atmosphère, et donc faire la chasse aux excès liés aux transports, il va falloir se montrer intransigeants envers les marques pour laisser davantage d'options aux transporteurs et logisticiens qui n'ont eu d'autre choix que de se plier et de s'adapter aux grands noms du e-commerce et d'Internet.

Plusieurs pistes sont envisageables. Par exemple, des normes plus strictes ou la taxation des livraisons express, dont la diminution aurait un réel impact ; informer davantage les consommateurs de l'impact environnemental de leur choix en fonction de la rapidité ou du lieu de livraison (domicile contre point relais) ; systématiser, pour les marques, l'hébergement de leurs sites dans des datacenters 100 % énergies renouvelables ; mettre en place des systèmes de bonus / malus sur les fréquences de commandes d'un client (valoriser des commandes plus espacées mais plus groupées, davantage que des achats uniques successifs) ; et naturellement, diminuer drastiquement le vide des emballages. Enfin, le tout devrait s'inscrire dans une démarche globale

de neutralité carbone impliquant le calcul précis des émissions et la planification conforme à la science climatique de leurs réductions.

Naturellement, il faut aussi responsabiliser les consommateurs : a-t-on vraiment besoin de ces produits dès le lendemain ? N'y a-t-il pas possibilité de rationaliser ses commandes ; de mettre en concurrence les enseignes sur leurs politiques de livraison ? Un sujet-clé, notamment auprès de la jeune génération qui se positionne de manière ambiguë sur cette question. Si cette dernière impulse de nombreux mouvements en faveur de la préservation de la planète et sait se montrer exigeante, par exemple, à l'égard de ses employeurs potentiels, elle représente la tranche de population ayant le plus recours au e-commerce (84 %) et aux achats « coups de cœur ».

Nous sommes face à une urgence climatique dont il est impossible de nier l'accélération et les conséquences dramatiques qu'elle engendre. Face à cela, des engagements forts ont été pris en France : le transport routier doit atteindre zéro émission nette d'ici à 2050. Un objectif utopique si rien n'est fait à la fois au niveau de la R&D, pour parvenir à faire disparaître les véhicules roulant à l'énergie fossile et à décarboner massivement le secteur, mais aussi et surtout dans les usages des particuliers et des entreprises. Tout ne peut pas reposer sur les fabricants, ni sur les citoyens ; et sans une vraie prise de conscience de l'impact du e-commerce, les politiques actuelles, et les fonds d'investissement de plusieurs milliards, ne sauront suffire à atteindre nos ambitieux et existentiels objectifs.

Avis d'expert proposé par Arnaud Doré, directeur associé Europe du Sud chez EcoAct

CARBONE

Total investit dans un projet de stockage de CO₂ à l'échelle industrielle en Norvège

<https://www.actu-environnement.com/ae/news/captage-stockage-CO2-Total-equinor-shell-norvege-35495.php4>

Le 15 mai, les groupes pétroliers Equinor (dénommée Statoil jusqu'en 2018) Shell et Total ont annoncé leur décision d'investir dans le projet Northern Lights, un premier permis d'exploitation pour le stockage du CO₂ sur le plateau continental norvégien. Il s'agit du premier projet de transport et de stockage de CO₂ à l'échelle industrielle en Europe. Le puits d'injection a été foré en mars 2020 et l'ensemble des installations devraient être opérationnelles en 2024.

À l'issue d'une première phase d'étude, « *les plans de développement et d'exploitation de ce projet ont été remis au ministère norvégien du Pétrole et de l'Énergie* », explique le groupe français. Les trois entreprises, qui s'appêtent à investir 6,9 milliards de couronnes norvégiennes (près de 650 millions d'euros), attendent, dans les mois qui viennent, le feu vert des autorités norvégiennes et de l'Autorité de surveillance de l'Association européenne de libre-échange (AELE) qui réunit l'Islande, le Liechtenstein, la Norvège et la Suisse.

Jusqu'à 1,5 million de tonnes par an

La première phase du projet prévoit que le CO₂ soit capté à terre puis transporté par bateau, pour être injecté dans un stockage géologique situé à 2 500 mètres sous le fond de la mer. À ce stade, jusqu'à 1,5 million de tonnes de CO₂ pourront être injectées par an. « *Dans ses phases de développement ultérieures, le site permettra des extensions de capacité* ».

Quant au CO₂, il proviendra de grands émetteurs européens, explique Total. « *Equinor a déjà signé des protocoles d'accord non contraignants avec plusieurs sociétés européennes concernant le développement de chaînes de valeur de captage et de stockage de CO₂ (CSC)* », expliquent les entreprises.

Le rôle de réservoir de carbone des forêts tropicales menacé au-dessus de 32°C
<https://www.actu-environnement.com/ae/news/temperatures-forets-tropicales-reservoir-carbone-35515.php4>

Si les forêts tropicales continuent aujourd'hui de jouer un réservoir de carbone, malgré l'élévation des températures, cette capacité d'adaptation présente des limites, selon [une étude publiée](#) dans *Science* le 21 mai, coordonnée par l'Université de Leeds. « *Il ressort qu'aujourd'hui le stock de carbone contenu dans ces forêts reste stable jusqu'à une température diurne seuil de 32°C. Au-delà de ce seuil, ce stock diminue très fortement* », a indiqué Bruno Hérault, co-auteur de l'étude et spécialiste des forêts tropicales dans l'unité Forêts & Sociétés au Cirad. L'équipe de 225 chercheurs a évalué la quantité de carbone stockée dans des forêts situées dans des conditions de climats différents. Ils se sont penchés pour cela sur 813 forêts tropicales du monde entier.

La tentative de limiter la [hausse des températures à 2°C](#), fixée par l'Accord de Paris, ne serait pas suffisante, selon les scientifiques. « *Si nous limitons les températures moyennes mondiales à une augmentation de 2°C par rapport aux niveaux préindustriels, cela pousse près des trois-quarts des forêts tropicales au-dessus du seuil de température que nous avons identifié*, explique Martin Sullivan, l'auteur principal de la publication, chercheur à l'Université de Leeds et à l'Université métropolitaine de Manchester. *Toute nouvelle augmentation de la température entraînera des pertes rapides de carbone forestier en zone tropicale.* »