



Observatoire de l'énergie

Édition 2021



Magellan
Partners

Observatoire de l'énergie 2021

Notre équipe de rédaction 2021



**Brice
EMONET**

Associé Energie,
Utilities & Telecom



**Sandra
EKIMA**

Manager Energie,
Utilities & Telecoms



**Guilain
SILVE**

Manager Energie,
Utilities & Telecoms



**Dominique
AKPOUÉ**

Manager Energie,
Utilities & Telecoms



**Frédéric
LAMISSE**

Manager Energie,
Utilities & Telecoms



**Anne
DE LA BACHELERIE**

Consultante Energie,
Utilities & Telecom



**Rémy
CHATARD**

Senior manager Energie,
Utilities & Telecoms



**Gabrielle
SCHAAL**

Consultante Energie,
Utilities & Telecom



**Anne-Charlotte
ROUSSELOT**

Consultante Energie,
Utilities & Telecom



**Benjamin
HAMON**

Consultant senior Energie,
Utilities & Telecoms



**Thomas
BROCHARD**

Consultant senior Energie,
Utilities & Telecoms



**Jean
FARABET**

Consultant Design,
Graphic & Motion design

APPROCHE MÉTHODOLOGIQUE

Bonjour à tous,

J'ai le plaisir de vous présenter la deuxième édition de l'observatoire de l'Energie Magellan Partners.

Cette publication a pour objet d'apporter un éclairage sur une sélection de thématiques liées à l'Energie, sur lesquelles interviennent nos équipes régulièrement, ou qui sont des sujets d'intérêt dans l'actualité et le débat public.

Pour cette deuxième édition,

Nous avons décidé d'évoquer l'évolution de l'état du marché en France et les développements à venir de la filière nucléaire dans le monde. Nous mettons ensuite l'accent sur les perspectives de développement des énergies solaires et photovoltaïques, ainsi que sur les actualités liées au CO2, au biogaz, et à l'hydrogène. Nous évoquons également le nouveau rapport du GIEC, ainsi que les enjeux de la digitalisation dans le développement des ENR.

Comme l'an passé,

Nous faisons le choix de ne pas rechercher l'exhaustivité dans les sujets, tant ils sont nombreux et complexes. Nous préférons souligner certaines tendances clés, et donner ainsi quelques clés de lecture choisies aux lecteurs de cette deuxième publication.

Je vous souhaite une bonne lecture

Bien cordialement,

Brice Emonet

Sommaire

01 Chapitre Actualités

Dynamique du marché de l'électricité en France	12
Récentes évolutions chez les grands énergéticiens français	14
Vers une nouvelle donne pour le nucléaire civil ?	22
Environnement : la sortie du 1er rapport de la 6 ^{ème} évaluation du GIEC	28

02 Chapitre Dossiers

État des lieux et perspectives de l'éolien en France et en Europe	38
État des lieux et perspectives du photovoltaïque en France et en Europe	50
L'évolution des mécanismes de financement des énergies intermittentes	60
Quels leviers digitaux au service du développement des énergies renouvelables	64
État des lieux et perspective sur la question du carbone	72
Dynamique et récentes avancées de la filière biogaz	88
Quelle place pour l'hydrogène dans les systèmes énergétiques de demain	104

Actualités

01 Chapitre



DYNAMIQUE DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

1.1

La révolution concurrentielle n'a pas (encore) eu lieu

Alors que les fournisseurs historiques (gaz, électricité) demeurent les premiers sur le segment des particuliers, ils sont de plus en plus concurrencés, sur un marché où les consommateurs demeurent essentiellement sensibles au signal prix. Néanmoins, on constate que plus de dix ans après l'ouverture du marché à la concurrence, les nouveaux opérateurs n'ont pas réussi à faire totalement bouger les lignes. A titre d'exemple, sur le marché de l'électricité, seul un foyer sur cinq se fournit aujourd'hui chez un concurrent d'EDF, alors que l'ouverture du marché à la concurrence date de 2004 pour les entreprises et de 2007 pour les particuliers.

Un marché de l'électricité toujours dominé par les acteurs historiques

EDF reste le premier fournisseur sur le territoire national. Selon la CRE (Commission de Régulation de l'Energie), environ 72% des Français

L'évolution est lente car le contexte concurrentiel est complexe, les tarifs de vente au consommateur étant réglementés par la CRE et censés couvrir les coûts de production, via le mécanisme de l'ARENH. De plus, pour un particulier, la part « énergie » de la facture d'électricité ne compte que pour environ 30% de son coût. Deux phénomènes peuvent accélérer la tendance : de façon conjoncturelle, le recours massif au télétravail, qui mécaniquement accroît la consommation domestique. De façon structurelle, l'évolution des tarifs réglementés de l'électricité (+2,4% en février, 2020, + 1,5% en août 2020, et +1,6% en février 2021) positionne favorablement les acteurs dont le prix est indexé à la baisse.

restent abonnés au tarif bleu d'EDF, le tarif réglementé de vente (TRV) de l'électricité en France. Le marché de l'électricité reste dominé par

trois grands acteurs : EDF, Engie et TotalEnergies, issu de la fusion de Total Spring et Direct Energie. Ces 3 fournisseurs captent 95% du marché, malgré la présence d'une trentaine de fournisseurs actifs : Happ-e, Eni, Plüm, Greenyellow, Sowee, etc.

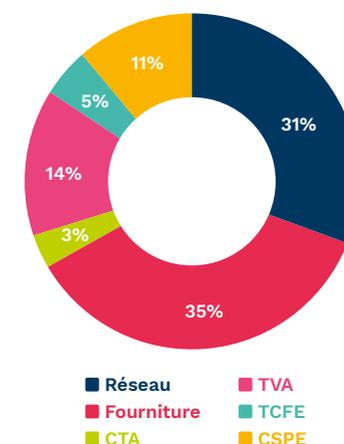
La dynamique concurrentielle reste entretenue par des acteurs qui adoptent souvent des stratégies de niche : des offres « vertes », « locales » ou « renouvelables », mais rarement moins chères que les tarifs réglementés. Un surcoût qui mécaniquement restreint

la taille du marché. On y trouve par exemple Enercoop, Planète Oui, Plüm. D'autres font le choix d'offres orientées usages, adossées à des équipements connectés (Ex. Sowee), mais dont le surcoût n'est pas compensé par les rabais par rapport aux TRV.

Sur les territoires gérés par des entreprises locales de distribution (ELD), la concurrence est quasi-inexistante. Seul ekWateur, fournisseur d'électricité verte et de biométhane est présent à Strasbourg, Grenoble et à Metz aux côtés des ELD locales.



Ventilation des clients électricité en fonction de l'offre



Structure de coût du kWh électrique TTC en 2020

RÉCENTES ÉVOLUTIONS CHEZ LES GRANDS ÉNERGÉTICIENS FRANÇAIS

1.2

EDF : un projet de restructuration ambitieux et décrié qui n'a pas fait consensus

Présenté en 2019, le projet Hercule prévoyait la réorganisation de l'énergéticien. Le projet visait à scinder le groupe en 3 entités : EDF bleu, EDF vert et EDF azur. EDF bleu aurait été une entreprise publique regroupant la production nucléaire et le réseau de transport (RTE). L'entité EDF vert aurait réuni les activités commerciales, la distribution d'électricité (ENEDIS) et les énergies renouvelables. Cette structure aurait été introduite en bourse afin d'attirer les investisseurs et de permettre le développement de l'éolien et du solaire. Enfin, l'entité EDF azur aurait regroupé l'ensemble des barrages hydroélectriques du groupe. En l'état, il s'agissait d'une remise en cause fondamentale de la construction du groupe depuis sa création en 1946.

Les syndicats et une partie de l'opposition politique ont manifesté une forte opposition au projet : les syndicats, à commencer par ceux

d'EDF – CFDT, CGT, FO et CFE-CGC – mais également l'opposition, La France insoumise, le Parti communiste, le Parti socialiste ou encore Les Républicains. Parmi les arguments mis en avant, un démantèlement du groupe au profit d'acteurs privés (la privatisation des activités les plus rentables), le report sur l'Etat des investissements nécessaires au maintien de la filière nucléaire, la fin du service public.

Hercule était un projet complexe sous plusieurs aspects, mais les discussions ont principalement bloqué entre l'exécutif et la Commission Européenne, notamment sur la réforme du mécanisme de l'ARENH et à la question du renouvellement des concessions hydroélectriques d'EDF.

Le projet aurait permis à la France de négocier auprès de Bruxelles le relèvement de l'ARENH de 42€/MWh à 48€/MWh, et de permettre à EDF de

dégager plus de liquidités pour faire face à ses investissements, dans le nucléaire notamment. Ce mécanisme négocié avec Bruxelles lors des libéralisations des marchés de l'énergie en 2010, avait permis à EDF de rester un groupe intégré (i.e. de repousser un éventuel démantèlement ou scission de ses activités), mais l'entreprise souhaitait depuis en relever le tarif car l'estimant trop bas. Pour rappel, le mécanisme de l'ARENH contraint EDF à revendre à prix fixe (42€/MWh) 100 TWh par an, soit environ 25% de sa production nucléaire, aux autres commercialisateurs français. Ce prix qui est très largement inférieur

au prix à laquelle l'électricité se négocie en moyenne sur le marché.

Relever le prix de l'ARENH impliquerait d'étendre ces conditions aux autres acheteurs européens, et non plus uniquement aux commercialisateurs français (Engie etc.), condition inacceptable pour l'exécutif et défavorable à EDF. En France, un effet collatéral aurait dans tous les cas été une augmentation mécanique des prix de l'électricité.

Sur la question des concessions hydroélectriques, la position de la France demeure la même : depuis 2014,



L'usine marémotrice de la Rance (Ille-et-Vilaine, 240 MW) a notamment fait l'objet de vives contestations contre le projet Hercule en 2021.

Chapitre 01

Actualités

la France refuse à Bruxelles d'ouvrir à la concurrence les concessions échues, bloquant toute possibilité d'investissement. EDF met également en avant la nécessité d'un mécanisme de soutien pour relancer l'investissement dans l'hydroélectricité, notamment afin de se conformer aux objectifs de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE). Le texte prévoit en effet une augmentation de la capacité de production hydroélectrique de 500 à 750 MW et une augmentation la production de 2 à 3 TWh d'ici 2023 (la France a une capacité installée d'environ 25GW pour une production

annuelle variant de 50TWH à 75 TWH selon les années).

Faute d'accord avec la Commission européenne, la réforme est mécaniquement reportée après l'élection présidentielle de 2022. Le sujet reste néanmoins entier, et sera structurant dans la capacité d'EDF à maintenir ses investissements notamment dans les énergies renouvelables, dans un contexte où ses concurrents français et européens, ainsi que les pétroliers, développent leurs capacités à marche forcée.

Chapitre 01

Actualités

Engie : séparation des activités et développement des capacités de production renouvelables

Le 18 mai dernier la nouvelle directrice générale d'Engie, Catherine MacGregor, arrivée en décembre 2020, a présenté la nouvelle feuille de route de l'entreprise. Cette nouvelle stratégie consiste en un recentrage sur les 4 métiers d'Engie : les énergies renouvelables, *Energy Solutions* (infrastructures décentralisées), les infrastructures (réseau de gaz et d'électricité) et la production thermique. Parmi les objectifs affichés par le groupe, on retrouve : + 8 GW d'infrastructures énergétiques décentralisées pour 2025, atteindre une capacité de production de 4 GW d'hydrogène renouvelable en 2030, **installer 4 à 6 GW/an de capacité de production renouvelable de 2022 à 2025.**

Engie entend conduire ce recentrage en faisant évoluer son organisation dans une logique de simplification, en réduisant notamment son empreinte géographique (moins de 30 pays

d'ici 2030 contre 70 en 2018), et en engageant un plan d'économies de 600 millions d'euros d'ici 2023.

Pour financer les investissements à venir, Engie va accélérer sa politique de cession d'activités pour l'équivalent **d'environ 10 milliards d'euros.**

Après la vente de l'essentiel de sa participation dans le groupe Suez à Veolia, c'est au tour d'Endel, filiale d'Engie spécialisée dans la maintenance industrielle, d'être cédée à Altrad, une entreprise française de services aux entreprises industrielles et de matériel au bâtiment.

Alors qu'en janvier 2020, Isabelle Kocher annonçait la création d'Engie Solutions, structure destinée à rassembler toutes les activités de service du groupe à destination des collectivités locales et des entreprises, cette entité, rebaptisée entre-temps Bright puis Equans, a

définitivement été cédée à Bouygues début novembre 2021 pour un montant de 7,1 milliards d'euros. Il s'agit de la plus importante acquisition de l'histoire de Bouygues, dont l'offre a été préférée à celles de ses concurrents, ainsi que de plusieurs fonds d'investissement. La solution d'une introduction en bourse, évoquée un temps, avait été mise de côté, compte-tenu de la multiplicité des métiers de l'entreprise.

Cette branche était alors présentée il y a peu comme le fer de lance de la transition énergétique opérée par le groupe, avec les services au cœur de

cette stratégie. Ces activités de services constituent près de 40 % des effectifs du groupe, employant 74 000 salariés sur un total de 154 000, pour un chiffre d'affaires d'environ 14 milliards d'euros.

Selon Jean-Pierre Clamadieu, président du conseil d'administration d'Engie depuis 2018, ce revirement stratégique qui conduit Engie à se séparer de près de la moitié de ses collaborateurs se justifie par le fait que l'entreprise soit trop complexe et que les synergies attendues entre activités de service et activités historiques n'aient pas réellement eu lieu.



TotalEnergies : une transition accélérée vers un modèle « multi-énergies »

Malgré une période mouvementée pour les grands majors pétroliers, particulièrement en 2020 dans un contexte où la pandémie de COVID-19 a fortement affecté les cours du Brent (jusqu'à un niveau inférieur à 20 dollars par baril au cours du deuxième trimestre 2020), TotalEnergies poursuit sa stratégie de diversification. Au cours de la prochaine décennie, le groupe déclare vouloir investir 60 milliards de dollars dans l'électricité et les énergies renouvelables (avec un objectif d'environ 100 GW de capacités brutes installées pour 2030). La croissance nette des capacités de l'entreprise croissera reposera pour moitié sur l'électricité, principalement d'origine renouvelable et pour moitié sur le gaz naturel liquéfié (GNL). En 2030, les produits pétroliers ne devraient plus représenter que 30 % des ventes du groupe, contre 55% aujourd'hui.

En 2020, l'entreprise a accru ses capacités renouvelables de 10 GW. Total a multiplié les acquisitions et partenariats stratégiques : le producteur de gaz renouvelable français Fonroche une société qui conçoit, construit et exploite des unités de méthanisation en France (pour une capacité installée de 500 GWh), ou encore 20% de l'indien Adani Green Energy, le plus grand conglomerat privé indien dans le domaine de l'énergie et des infrastructures (pour 2,5 milliards de dollars). TotalEnergies a également accru ses capacités de production de 2,2 GW en solaire à travers 4 projets co-développés au Texas (mise en production prévue pour 2023/2024), adossés à 600 MW de stockage par batterie (BESS).

Dans une logique de transition vers un modèle « multi-énergies », l'entreprise

mise néanmoins sur les hydrocarbures pour financer sa transformation et continuer à rétribuer son actionnariat. Parmi les projets majeurs du pétrolier, l'exploitation des gisements ougandais de la région du lac Albert (les champs de Tilenga et Kingfisher), pour un volume total estimé à environ 1 milliard de barils (environ 400 puits). Le projet implique en plus de l'exploitation, la réalisation d'un pipeline transfrontalier de plus de 1400 km de long jusqu'en Tanzanie pour acheminer le pétrole jusqu'à l'Océan Indien.

Numéro deux mondial du GNL, derrière Shell, TotalEnergies avait dû se résoudre en mai 2021 à abandonner (pour le moment) un projet d'usine de gaz naturel liquéfié (GNL) dans le nord-est du Mozambique, suite à une attaque terroriste faisant peser un risque certain sur la sécurité des personnels. Invoquant un cas de « force majeure », l'entreprise avait fait rentrer son personnel et mis à l'arrêt son plus gros projet. Investissement majeur sur le continent, TotalEnergies détenait 26,5 % de ce projet au coût estimé de 20 Milliards de dollars.



En 2021, l'énergéticien a initié la conversion de certaines stations essence en stations de recharges pour véhicules électriques.

VERS UNE NOUVELLE DONNE POUR LE NUCLÉAIRE CIVIL ?

— 1.3 —

À l'étranger, une dynamique d'investissement constante vers un nouveau duopole russo-chinois

Grâce à un travail de fond conduit à la fois sur le couple sûreté-sécurité mais aussi sur la réforme profonde du secteur, Moscou a su se positionner comme acteur de premier plan sur la scène internationale, comme en témoignent les récents succès d'exports (Inde, Turquie, etc.). Rosatom, l'acteur public du nucléaire russe, séduit de nombreux pays émergents en quête d'énergie bas-carbone. Par ailleurs, l'entreprise a multiplié les collaborations internationales entre autres avec les Français EDF, ENGIE et Alstom, ainsi qu'avec Rolls-Royce ou encore General Electric. Sur le territoire national, la dynamique est également forte. Les centrales nucléaires fournissent aujourd'hui 11% de l'électricité russe. Cette part devrait passer à 50% d'ici 2050. Pour cela, Rosatom construit six nouveaux réacteurs dans le pays. Et d'ici 2030, l'entreprise devrait mettre en service 26 réacteurs à eau pressurisée de troisième génération.

En Asie, la dynamique est toujours soutenue. En Corée du Sud, en Inde et particulièrement en Chine, le nucléaire connaît un essor sans précédent : le pays a multiplié par 10 le nombre de centrales nucléaires en fonctionnement par rapport à l'an 2000. Pékin a multiplié pendant des décennies et depuis les années 1970 les coopérations technologiques, avec la France puis les Etats-Unis, afin d'opérer un rattrapage technique de manière accélérée, aboutissant à la mise au point puis à la rationalisation du design de réacteurs nationaux. Après la mise en service en 2018 des premiers EPR au monde (Taishan, 1750 MW), construits en partenariat avec EDF, la Chine a lancé en janvier 2021 son premier réacteur conçu et produit localement. Hualong One (ou HPR1000), cinquième réacteur de la centrale nucléaire de Fuqing, marque une étape significative dans la démarche d'indépendance chinoise vis-à-vis de la technologie occidentale,

américaine ou française. Construit en 5 ans par China General Nuclear Power Corporation (CGNPC), ce réacteur démontre la capacité du pays à maîtriser toute la chaîne de production d'une centrale nucléaire. Cela permet

à la Chine de nourrir des ambitions à l'export, notamment avec l'Argentine, le Royaume-Uni, l'Iran, la Turquie, l'Afrique du Sud, le Kenya, l'Égypte, le Soudan, l'Arménie et le Kazakhstan où des négociations sont en cours.



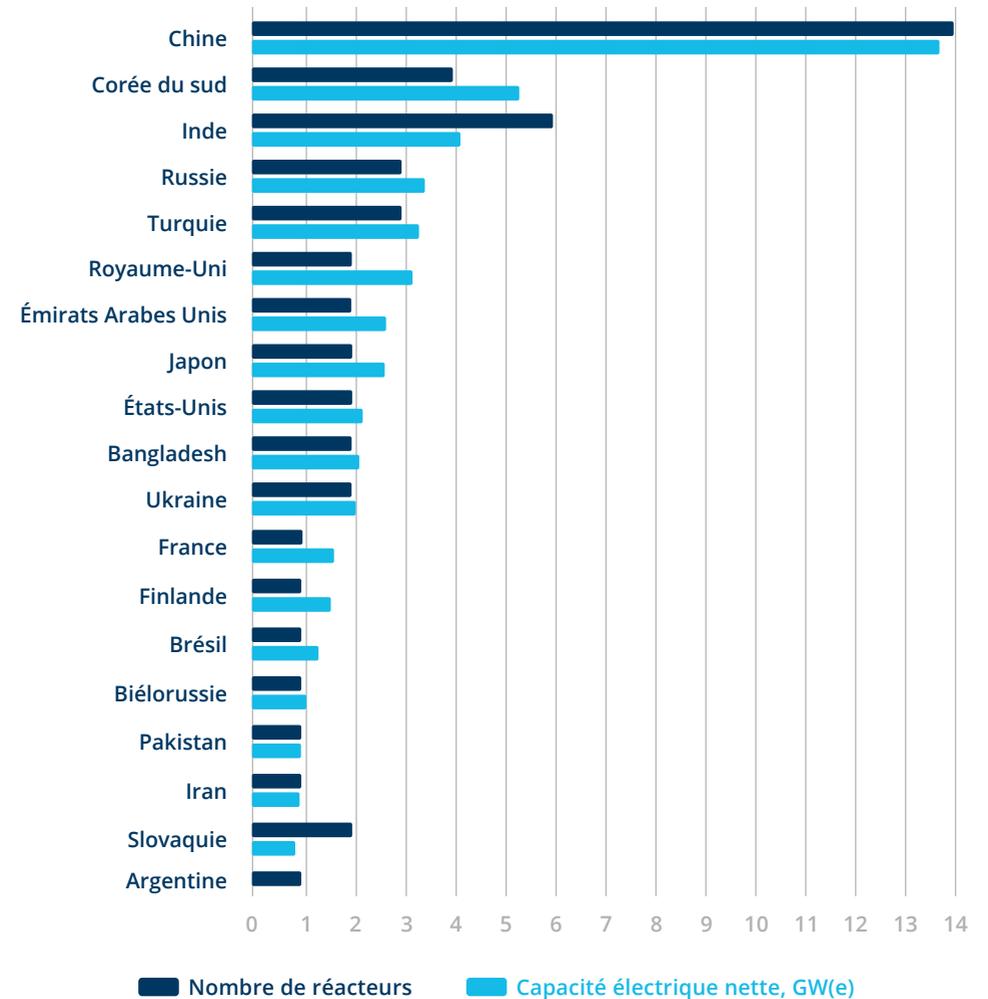
Un mois et demi après l'annonce d'un incident mi-juin 2021 à la centrale nucléaire EPR de Taishan, l'exploitant chinois CGN a finalement mis à l'arrêt un réacteur touché par un défaut sur ses crayons de combustible. Fin août, EDF a sur avis de l'ASN redémarré le réacteur numéro deux de la centrale de Chooz, située dans les Ardennes, qui avait été arrêtée 6 mois pour la même raison.

L'Union européenne tarde à se positionner

La Pologne et les États-Unis ont signé, le 19 novembre 2020, un accord intergouvernemental pour le développement de la technologie électronucléaire sur une durée d'une trentaine d'années, marquant à la fois le retour de Washington comme un acteur de poids sur la scène du nucléaire civil et manifestant la volonté ferme de Varsovie d'opérer un virage énergétique ambitieux. Cet accord entre les États-Unis et la Pologne, pays dont le mix électrique est le plus carboné d'Europe, car basé quasi-exclusivement sur des centrales à charbon, est symptomatique du changement de posture d'un certain nombre de pays européens en faveur du retour du nucléaire dans leur mix énergétique. Des pays tels que la Hongrie, la Bulgarie, la Finlande, le Royaume-Uni, la République Tchèque, la Roumanie, la Slovaquie sont

désormais ouvertement en faveur du développement de l'électricité nucléaire, qui constitue l'une des réponses à leurs enjeux de sécurisation énergétique, de décarbonation de l'énergie et d'atteinte des objectifs climatiques.

Paradoxalement, on constate en Europe une absence de stratégie de l'Union européenne concernant le nucléaire civil, au moment même où la Chine, la Russie et les États-Unis réinvestissent massivement dans la filière. Le nucléaire nécessite un soutien économique et politique de long terme que seules les autorités publiques sont à même de fournir. On constate aujourd'hui que se dessine un nouveau duopole russo-chinois, notamment permis par une grande proximité entre l'Etat et les entreprises.



Nombre de réacteurs actuellement en construction dans le monde

En France, une prolongation sous haute vigilance de la durée d'exploitation des réacteurs

Selon un récent sondage commandité par EDF en France, 43 % des personnes interrogées estiment que le nucléaire est une énergie d'avenir, contre 30 % convaincus du contraire. En février 2021, on renoue aussi, à quelques points près, avec la perception de 2008, un peu avant Fukushima. Et puis, surtout, ce regain d'intérêt pour le nucléaire est une tendance croissante depuis quelques années, notamment liée à la prise de conscience croissante de l'importance de modes de production stables, capables d'accompagner la montée en capacité des ENR.

Alors qu'en Belgique le nucléaire ne devrait pas être prolongé au-delà de 2025 (Engie exploite les deux centrales belges en activité à Doel et à Tihange, qui totalisent 7 réacteurs), es plus vieux réacteurs français vont jouer les prolongations. L'Autorité de sûreté nucléaire a fixé les conditions pour

que ces réacteurs puissent être prolongés de 40 à 50 ans. En tout, l'avis concerne 32 d'entre eux. Cette décision était attendue et concerne les 32 réacteurs de 900 MW du parc nucléaire français, les plus anciens, qui ont été mis en service, pour la plupart, dans les années 1980. EDF devra ainsi réaliser une série de tests et de travaux pour améliorer la sûreté de ses réacteurs.

Lors d'une inspection inopinée de nuit à la centrale nucléaire de Flamanville (Manche), l'autorité de sûreté nucléaire (ASN) a mis à l'épreuve l'organisation de crise d'EDF, avec un scénario qu'elle qualifie elle-même « d'extrême ». Le gendarme du nucléaire pointe des délais trop longs dans la mise en œuvre de l'organisation de crise et des retards dans le plan d'urgence. EDF annonce de son côté qu'il va se « mettre en conformité » avec les prescriptions de l'ASN.



Mise en service entre 1972 et 1979, la centrale du Bugey située à Saint-Vulbas dans l'Ain abrite 4 des 32 réacteurs de 900MW dont la durée d'exploitation sera portée de 40 à 50 ans. L'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a rendu son avis début 2021, enjoignant EDF à réaliser des travaux pour améliorer leur sûreté.

ENVIRONNEMENT : LA SORTIE DU 1^{ER} RAPPORT DE LA 6^{ÈME} ÉVALUATION DU GIEC

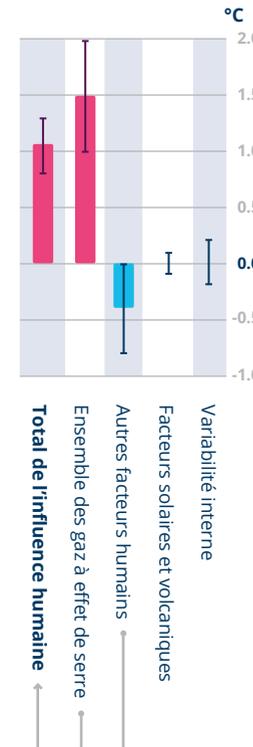
1.4

Le 6 août dernier le GIEC (Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat) a publié le premier rapport de la 6ème évaluation portant sur l'impact du réchauffement climatique sur le climat. Ce travail de compilation et d'analyse des publications scientifiques au niveau mondial a débuté avec une première version en 1990. Le dernier rapport (5ème Rapport d'évaluation) date lui de 2014. Pour rappel, le GIEC est composé d'experts internationaux sélectionnés par les gouvernements et organisation. Chaque nation présente à l'ONU siège lors des assemblées du GIEC, et le rapport aux décideurs fait l'objet d'une validation par l'ensemble des délégués des pays.

L'ensemble des travaux du GIEC est accessible en ligne. Les groupes de travail ne sont pas des groupes de recherche, ils réalisent une synthèse de l'ensemble des articles scientifiques publiés dans une revue scientifique et ayant fait l'objet d'une revue par les pairs. Le premier groupe de travail se compose de 234 autrices et auteurs venant d'une soixantaine de pays différents, et a réalisé la synthèse d'environ 14 000 publications scientifiques.

Ce premier groupe de travail a donc rendu public le rapport portant sur son périmètre : La physique du climat, son passé, son état à date, et ses évolutions à venir en fonction de différents scénarios d'émission de gaz à effet de serre. Les groupes 2 et 3 publieront respectivement leurs rapports en février et mars 2022. La date de publication de la synthèse complète de ce sixième Rapport d'évaluation est prévue en septembre 2022.

Contributions agrégées au réchauffement de 2010-2019 par rapport à 1850-1900, évaluée à partir d'études d'attribution



Source : Rapport du GIEC 2021

Contribution au réchauffement de 2010-2019 par rapport à 1850-1900, évaluée à partir d'études sur le forçage radiatif.



Principaux contributeurs parmi les gaz à effet de serre autres que le CO₂ et Principaux contributeurs parmi les aérosols d'origine anthropique

Contributions au réchauffement climatique selon deux approches complémentaires

Les points clés du rapport

Le premier constat dans ce nouveau rapport est l'affirmation que le réchauffement climatique est causé par les activités humaines. Cette déclaration n'avait pour le moment jamais pu être réalisée de façon aussi ferme dans les précédents rapports. Dans ce rapport, les modélisations se sont affinées et ont permis d'afficher que les activités humaines sont la cause du réchauffement climatique. Les analyses menées sur les études sur le forçage radiatif permettent de visualiser la contribution des gaz à effet de serre (CO₂, méthane, protoxyde d'azote, etc.), et des aérosols anthropiques (dioxyde de soufre) au réchauffement climatique.

Un second point concerne la rapidité et l'ampleur de l'évolution du système climatique est sans précédent sur une période de plusieurs milliers d'année. La courbe de l'augmentation de la température est elle aussi sans précédent. La température moyenne à la surface du globe des dix dernières années a été 1,1°C plus chaude par rapport à celle de la période 1850-1900.

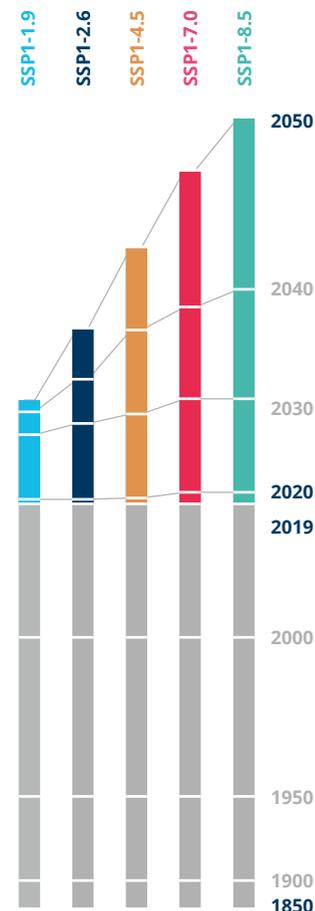
Le rapport présente plusieurs conséquences du réchauffement climatique qui affectent les phénomènes météorologiques et climatiques :

- Le niveau des mers augmente de plus en plus rapidement depuis 1900
- La probabilité d'occurrence de phénomène extrême (vagues de chaleur, fortes précipitations, sécheresses et cyclones tropicaux) augmente avec le réchauffement climatique et est attribuée à l'influence de l'homme. Les impacts sont détaillés pour chaque région du monde

Les 5 scénarios de référence étudiés par le GIEC

Le rapport décline différents scénarios (SSP) qui permettent d'appréhender les évolutions de la température en fonction de la quantité de gaz à effet de serre émise. Les cinq scénarios de référence déclinés tout au long du rapport sont les suivants :

- **SSP1-1.9** : Très forte diminution des émissions de gaz à effet de serre et CO₂ pour atteindre des émissions nettes nulles en 2050, suivi d'émissions de CO₂ nettes négatives de plus en plus importantes
- **SSP1-2.6** : Forte diminution des émissions de gaz à effet de serre et CO₂ pour atteindre des émissions nettes nulles en 2080, suivi d'émissions de CO₂ nettes négatives à un niveau stable à partir de 2090
- **SSP2-4.5** : Scénario intermédiaire impliquant une stagnation des émissions de CO₂ jusqu'en 2050 avant une diminution à partir de 2050
- **SSP3-7.0** : Augmentation des émissions de gaz à effet de serre (doublement des émissions actuelles d'ici à la fin du siècle), sur la même croissance observée depuis les dernières décennies
- **SSP5-8.5** : Très forte augmentation des émissions de gaz à effet de serre



PROJECTIONS

Émission de CO₂ cumulées entre 2020 et 2050

HISTORIQUE

Émission de CO₂ cumulées entre 1850 et 2019

Déclinaison selon cinq scénarios de la relation entre les émissions cumulées de CO₂ et le réchauffement climatique. Le cumul des émissions de CO₂ détermine l'ampleur du réchauffement à venir.

Contribution au réchauffement climatique basées sur deux approches complémentaires

Source : Rapport du GIEC 2021

Projection d'évolution des températures mondiales moyennes par scénario

Les scénarios (SSP) ont été déclinés pour évaluer l'augmentation de la température à court, moyen et long terme. L'évolution dans l'occurrence des évènements extrêmes a été évaluée à l'aune de ces scénarios. On peut y voir que plus le réchauffement augmente plus les probabilités d'occurrence augmentent, à titre d'exemple entre 2°C de réchauffement et 4°C, les probabilités de sécheresse agricoles et écologique sur les zones sèches passent de 2,4 évènements sur une période de 10 ans à 4,1 évènements.

Les estimations d'évolution de température pour chaque scénario sont détaillées dans le tableau ci-dessous :

Scénarios	À court terme (2021 - 2024)	À moyen terme (2041 - 2060)	À moyen terme (2081 - 2100)
SSP1-1.9	1,5 °C	1,6 °C	1,4 °C
SSP1-2.6	1,5 °C	1,7 °C	1,8 °C
SSP2-4.5	1,5 °C	2,0 °C	2,7 °C
SSP3-7.0	1,5 °C	2,1 °C	3,6 °C
SSP5-8.5	1,6 °C	2,4 °C	4,4 °C



Dossiers

02 **Chapitre**

ÉTAT DES LIEUX ET PERSPECTIVES DE L'ÉOLIEN EN FRANCE ET EN EUROPE

— 2.1 —

En Europe, de fortes ambitions face à une acceptabilité qui atteint ses limites

Indépendamment de la nature intermittente de l'énergie éolienne, la forte croissance constatée de la mise en service de nouvelles capacités depuis plusieurs années tend à ralentir en Europe.

Les installations de production d'électricité sont construites sur des terrains (éolien terrestre) ou des zones maritimes (éolien offshore) qu'elles neutralisent sans toutefois en interdire l'accès aux autres usagers. Elles ont par conséquent un impact visuel sur l'environnement par leurs effets sur les paysages et des effets visuels et sonores sur les proches riverains des éoliennes. Or, les zones à haut potentiel pour ces installations

sont souvent situées dans les régions ou pays à forte densité de population, principalement près des côtes, ou sont situées de grandes agglomérations. Ces nuisances constituent un frein au développement de parcs éoliens terrestres, et ce constat se confirme en Europe où plusieurs pays tels que les Pays-Bas, l'Allemagne ou l'Espagne, initialement pionniers en développement de parcs éoliens terrestres, rencontrent des difficultés pour implanter de nouvelles installations. Ils sont donc contraints de déconstruire les plus anciens parcs et de ré-aménager (repowering) avec de nouvelles infrastructures et des aérogénérateurs plus puissants et plus performants.



Pose d'une sous-station électrique permettant la concentration de l'électricité produites par les éoliennes (Parc de Saint-Nazaire).

En France, quelles perspectives de développement ?

En 2020, les éoliennes ont produit 39 700 GWh, **soit 8,9% de la production nationale d'électricité**. La Programmation Pluriannuelle de l'Energie prévoit que la production soit équivalente à 20% de la production nationale à horizon 2028.

8,9%

part de l'éolien dans la production nationale d'électricité en 2021



L'ensemble de ces capacités éolienne est terrestre, avec 993 MW raccordés sur l'année 2020, le total installé au 31 décembre 2020 s'établit à 17,6 GW. La France va devoir accélérer la cadence si elle veut respecter les objectifs du projet de PPE qui fixe les priorités d'actions des pouvoirs publics dans le domaine de la transition énergétique.

Pour l'éolien terrestre, la puissance installée devra atteindre 24,6 GW à fin

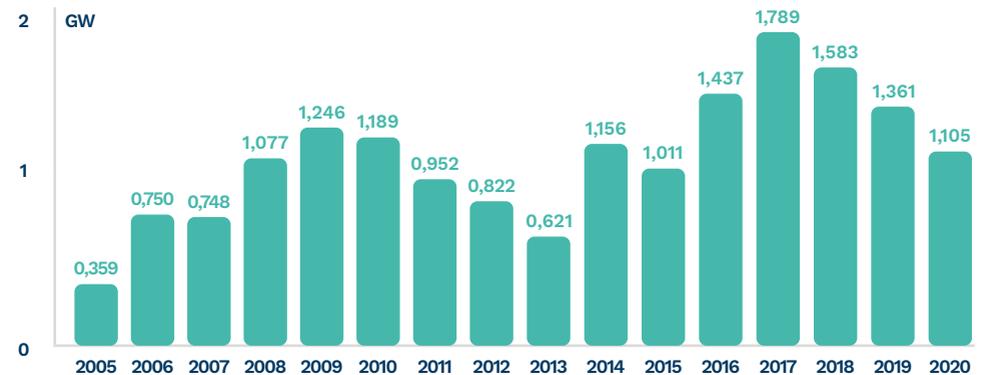
2023. A l'horizon 2028, ce seront 33,2 GW pour une option basse, et 34,7 GW pour une option haute, qui devront être implantés en France métropolitaine. La France vise, sur la prochaine décennie, un rythme d'installation de capacité éolien terrestre à 2 000 MW par an afin d'atteindre l'objectif de 34 GW de capacité cumulée raccordée en 2028.

40% cible de production renouvelable à horizon 2030



La France marque le pas sur le développement de l'énergie d'origine éolienne, avec un territoire saturé par endroit de parcs éoliens, en effet, près de la moitié de la puissance installée se situe dans les régions Hauts-de-France et Grand Est. Cette limite géographique est couplée à un ressenti croissant de la population vis-à-vis des impacts environnementaux et sociétaux causés par l'éolien terrestre (projets décriés, image négative de la part des citoyens).

En France, l'acceptabilité des projets éoliens atteint parfois ses limites, alors que société civile, associations, habitants et parfois collectivités contestent l'étude et l'installation de tels projets. Près des deux tiers des projets d'implantation d'éoliennes en France sont aujourd'hui contestés devant la justice administrative, particulièrement dans le nord de la France. France Énergie Éolienne (FEE) estime que 65% des autorisations accordées sont contestées.



Capacités de production éolienne raccordée au réseau par an (en GW)

L'offshore, relais de croissance de l'énergie éolienne en Europe

Face aux contraintes d'acceptabilité et de disponibilité des espaces exploitables sur terre, la technologie de l'éolien offshore apparait comme une opportunité : placées au large, les éoliennes n'entraînent pas de nuisances sonores ou visuelles et selon les promoteurs avec un impact limité sur la biodiversité. Emmanuel Macron annonce la hausse du développement de l'éolien offshore à 1 GW/an, avec l'objectif d'atteindre une capacité de 5,2 à 6,2 GW d'ici 2028. L'éolien offshore permet de valoriser les zones maritimes plus profondes dans les pays où l'installation d'éolien terrestre est impossible, ou déjà saturé.

L'éolien offshore tire parti de l'énergie cinétique du vent au large des côtes (plus intense et régulier, permettant une production plus continue), où la profondeur des fonds marins exclut les fondations fixes (possibles jusqu'à 50m maximum). Les fonds marins vont rapidement au-delà de 50m, ce

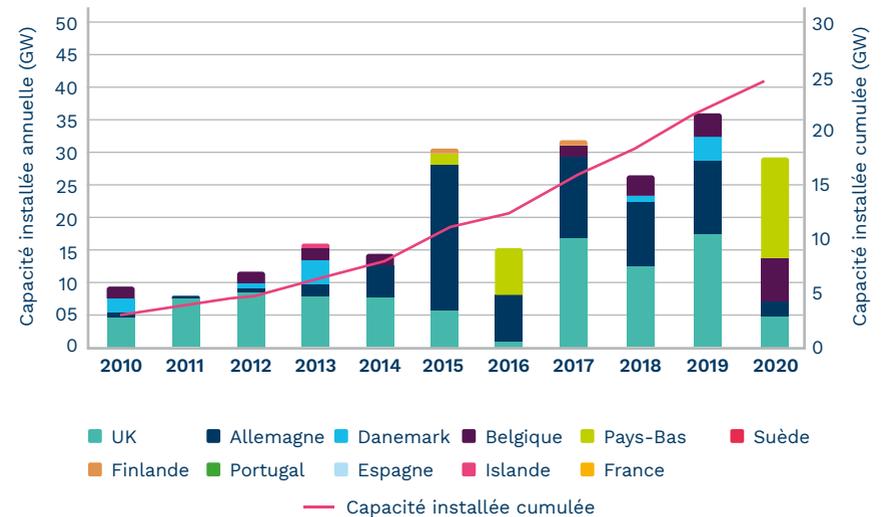
qui implique une ressource mondiale immense, et une des rares technologies qui peut être utilisée mondialement.

Les éoliennes sont installées sur des fondations flottantes, ancrées par des câbles au fond marin (jusqu'à 350 m de long) selon une technologie empruntée à l'industrie pétrolière. La turbine et flotteurs se montent à terre et sont transportés sur site par remorqueur, alors que l'éolien posé requiert des navires spécialisés pour fixer l'éolienne sur la fondation. On retrouve aujourd'hui différentes technologies d'éoliennes offshore : WindFloat, Spar, Free Floating.

25%, c'est l'objectif de production d'électricité éolienne offshore que s'est fixée l'Europe d'ici 2050.

25%

de production éolienne offshore d'ici **2050**



Évolution des capacités de production éolienne offshore dans l'UE depuis 2010

Source : WindEurope

Chapitre 02

Dossiers

Selon les estimations de WindEurope, le potentiel d'installation de sites éoliens flottants dans la Mer du Nord, la Méditerranée et l'océan Atlantique attendrait 330 MW d'installés d'ici 2022 et jusqu'à 7 GW en 2030. D'ici 2050 on parle de près de 150 GW d'éoliennes flottantes aux larges des côtes européennes pour atteindre les objectifs climatiques de l'Union. Cela signifierait qu'à cette date, un tiers de toutes les turbines offshore pourraient être flottantes.

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 6 projets de 500 MW chacun avant 2025 (en tenant compte du temps de développement équivalent à 6 ans), ce qui lui permettrait d'avoir le 3ème plus grand parc éolien d'Europe,

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

Il est important de noter que la puissance éolienne offshore est concentrée en Europe (Royaume-Uni, Allemagne, Danemark et Belgique), avec une puissance cumulée de 22GW, ce qui équivaut à presque 95% de la puissance mondiale, et que les 5% restant proviennent de Chine. Si l'Europe a cette capacité éolienne offshore, c'est grâce au soutien politique de l'Union Européenne et au fait que les politiques veulent quadrupler leur capacité éolienne en mer d'ici 10 ans.

Chapitre 02

Dossiers

Le repowering, un levier d'accroissement de la capacité installée ?

Alors que les premiers parcs éoliens installés en Europe atteignent déjà pour certains d'entre eux la fin de leur durée d'exploitation (soit au terme de leur contrat d'obligation d'achat, de 15 à 20 ans), la question du repowering apparaît comme un levier pertinent pour augmenter les capacités installées, tout en tirant parti des investissements initialement consentis pour la construction des parcs éoliens historiques. Raccordements, réseaux, voies d'accès etc., partie non-négligeable du coût total d'un projet éolien, peuvent en effet en partie être réutilisés. Les problématiques d'acceptabilité locale et sociale sont à priori moindres. Toutefois, la totalité des sites ne pourront tirer parti de ce type d'opération. En effet, des servitudes de télécommunications, aéronautiques, écologiques (Natura 2000) ou militaires ont pu, entretemps, restreindre les conditions d'implantation.

Le repowering est un des outils qui devrait permettre à la filière éolienne d'atteindre les objectifs figurant dans la Programmation pluriannuelle de l'énergie (2018), qui prévoit que le développement de l'éolien se fera en partie par des rénovations de parcs existants arrivant en fin de vie, afin d'augmenter la production d'énergie tout en conservant un nombre de mâts identique ou inférieur.

l'équivalent de

76^{GW}

installés en Europe
devront être
renouvelés d'ici à **2030**



En France, l'ADEME anticipe la nécessité de renouveler environ 2GW entre 2020 et 2025 (environ 1500 mâts). A nombre de mâts équivalent, la taille et puissance des turbines évoluant, de premiers chantiers conduits en Europe, notamment en Allemagne et en France, permettent d'anticiper une augmentation d'environ **70% à 90% de la capacité installée sur les sites faisant l'objet de ces chantiers.**

En réponse aux acteurs de la filière, le ministère de la Transition écologique et solidaire a précisé les conditions dans lesquelles un projet de repowering

pouvait avoir lieu ou bien s'il fallait reconstituer un nouveau dossier, et obtenir l'ensemble des autorisations nécessaires comme s'il s'agissait d'un nouveau parc : 5 configurations portant sur le dimensionnement et le nombre des éoliennes ont été établies (dimensions des mâts, pales etc.)

70 - 90%

d'accroissement de
puissance suite
au repowering



Quelles obligations liées au démantèlement des installations éoliennes ?

En ce qui concerne les fondations en béton, coulées dans le sol au pied des mâts, leur excavation n'est pas obligatoire en France, mais en pratique systématique en cas de réimplantation de nouvelles éoliennes sur le même site. Cette opération est obligatoire dans plusieurs autres pays européens. L'ensemble du système électrique du parc (intra-parc) doit être renouvelé. Ce qui n'est pas le cas pour l'autre partie du réseau, extra-parc, depuis le poste de livraison jusqu'au réseau public de distribution ou de transport d'électricité.

Par ailleurs, certains composants « hors bâti » demeurent plus complexes à recycler ou revaloriser. Les pales sont majoritairement en matériaux composites, fibres, résines. En l'absence de marché aval et de réelle filière recyclage ou de valorisation en l'état actuel, les pales sont soit valorisées énergétiquement, ou bien enfouies en décharge (ce qui n'est par

contre pas le cas en Europe). Dans le premier cas, elles sont déchiquetées et broyées avant d'être introduites dans un four de cimenterie.

Le démantèlement des aérogénérateurs (turbines etc.) constitue lui aussi un réel défi en tant que tel compte-tenu de l'hétérogénéité des technologies et matériaux (notamment métaux) employés sur le parc existant. Aujourd'hui, seule une petite partie de ces matériaux entre réellement dans la filière de revalorisation, compte-tenu de l'état actuel de la capacité à retraiter ces matériaux.

Compte-tenu des volumes d'éoliennes qui seront mises hors service dans les années à venir, que ce soit en France, en Europe ou dans le Monde, il apparaît urgent que la filière se mobilise, pour développer la capacité à retraiter l'ensemble des déchets générés par le démantèlement des éoliennes, qu'il s'agisse de capacité

à faire brute, de répartition de ces capacités sur le territoire, ou bien de maîtrise des technologies permettant de retraiter les matériaux composites et les turbines. D'autres filières industrielles (aéronautique, nautisme par exemple) anticipent déjà la fin de vie d'équipements similaires depuis plusieurs années.

Derrière la question de la capacité à pouvoir réaliser ces opérations, la question du financement du

démantèlement est prépondérante, et fait l'objet de vifs débats. A titre de comparaison, la loi française oblige par arrêté les exploitants de parcs éoliens à provisionner 65 000€ pour le démantèlement d'une éolienne, alors que différentes études issues de la société civile estiment le coût réel du démantèlement de cette même éolienne à environ 400 000€ TTC (pour une éolienne de 2MW).



ÉTAT DES LIEUX ET PERSPECTIVES DU PHOTOVOLTAÏQUE EN FRANCE ET EN EUROPE

2.2

En France, une accélération de la puissance raccordée dopée par les installations de grande taille

En France, 1,3 GWc de capacité photovoltaïque a été raccordée au réseau entre janvier et juin, soit plus que sur la totalité de l'année 2020 (1,1 GWc au total). Cette accélération est principalement due à des installations de plus de 250 kW, qui totalisent près de 70% de la puissance nouvelle raccordée en 2021, alors qu'elles ne représentent que 1% des raccordements. Les installations de type « domestique » pour particuliers, de puissance inférieure à 9 kW, comptent pour moins de 10% de la nouvelle puissance raccordée, mais pour 80% du nombre de raccordements.

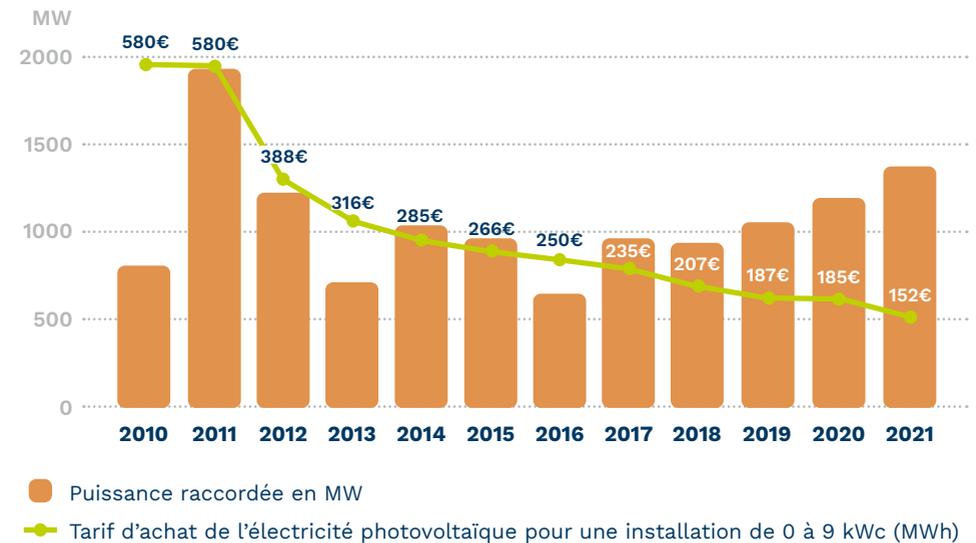
La Programmation pluriannuelle de l'énergie fixe pour objectif d'atteindre une puissance de 20 GW en 2023 et de dépasser 40 GW pour 2028. A ce rythme, il sera nécessaire, compte-tenu des capacités installées à fin 2020 (11GW), de mettre en service au moins 3 GW par an sur le territoire.

Bien que le premier semestre 2021 semble en ligne avec cette nécessité, la tendance générale depuis le début des années 2010 indique qu'une accélération stable dans le temps soit nécessaire. En ce sens et pour parvenir à cet objectif, le Gouvernement compte sur 2 leviers : d'une part, la multiplication de petites installations diffuses (domestiques), de faible puissance, mais qui participent à la diffusion de l'intérêt et de l'acceptabilité auprès des populations ; d'autre part, sur les installations de taille moyenne à industrielle, notamment les centrales au sol. En ce sens, la PPE prévoit un volume de 2 GW de centrales au sol pour un peu moins de 1 GW d'installations sur bâtiments (les installations au sol sont moins coûteuses d'environ 30% par rapport aux installations sur bâtiments).

En ce qui concerne les installations de taille moyenne (ombrières, toitures d'entrepôts etc.), l'Etat souhaite favoriser l'autoconsommation tout en simplifiant

les contraintes administratives, freins à ces initiatives. C'est en ce sens que le seuil à partir duquel un appel d'offres était nécessaire avait déjà été relevé de 100 à 500 kWc en 2020. L'Etat a précisé en octobre 2021 les tarifs de rachat pour les installations de ce type, entre 100 et 500 kWc : il sera de 98 euros / MWh. Avec cette disposition, les conditions

de développement des centrales en toiture et sur ombrières sont facilitées et devraient trouver plus facilement un rythme de croisière. Ces tarifs sont rattachés à une obligation pour les développeurs de ne pas dépasser un bilan carbone de 550 kg eq CO2/kWc installé (en analyse du cycle de vie).



Évolution de la puissance des nouvelles installations et des prix de rachat depuis 2010

Vers des volumétries croissantes de panneaux à recycler à partir de 2030

La production photovoltaïque et la capacité installée ont connu une croissance massive et rapide depuis la décennie 2010. Selon diverses études, dont les travaux de l'IRENA, Cette progression va s'intensifier et perdurer pour atteindre des capacités de l'ordre de 4 à 5 TWh dans le Monde d'ici 2050. Dans le même temps le gisement à traiter de modules photovoltaïques en fin de vie atteindrait à cette échéance de 60 à 78 millions de tonnes, dont 10 millions de tonnes en Europe. A titre de point de repère, en pratique, on constate qu'après 20 ans, les panneaux produisent encore environ 90% de leur puissance initiale. A ce rythme, le volume cumulé de panneaux en fin de vie deviendra important aux alentours de 2030, compte-tenu des hypothèses actuelles de durée d'exploitation.

Alors que les panneaux photovoltaïques affichent généralement une durée de vie en exploitation de 20 à 30 années, la question du recyclage de

ces équipements et la gestion de leur fin de vie prend progressivement de l'ampleur. Le développement et le renforcement de la filière de recyclage sont nécessaires afin d'être en capacité de traiter les volumes à venir.

En ce sens, L'union Européenne a anticipé la question du recyclage des panneaux photovoltaïques à travers est pionnière sur la question et a adopté une réglementation à travers sa directive sur les déchets d'équipements électriques et électroniques (DEEE) dont font partie les panneaux photovoltaïques (Directive WEEE 2002/19/EC). L'Union Européenne contraint 'atteindre 85 % de collecte et 80 % de recyclage des matières constituant les panneaux photovoltaïques. En France, la collecte et le traitement des panneaux usagés ont été confiés à un éco-organisme à but non lucratif, PV CYCLE, rebaptisé SOREN au cours de l'année 2021. Il est financé par les fabricants des panneaux photovoltaïques.

Des filières de maturité différente en fonction des matériaux à recycler

Le cadre en aluminium et le verre en facade avant représentent 80 % du poids d'un panneau photovoltaïque. Mais ne comptent que pour environ 25% de sa valeur. 75% de la valeur du panneau est constituée par les matériaux utilisés pour la fabrication des cellules solaires, silicium, cuivre et argent. Ces éléments représentent environ 5% du poids du panneau.

Ces deux catégories de matériaux présentent des caractéristiques de recyclabilité très différentes : alors qu'aluminium et verre sont faciles à

extraire des panneaux, et que des filières de recyclage sont déjà matures, la difficulté réside dans l'étape de « délamination » du sandwich de la dalle à proprement parler, pour ensuite, récupérer les matériaux les plus nobles et valorisables au recyclage. Plus de 90 % de la masse des panneaux (verre, plastiques et aluminium) sont recyclés dans les filières industrielles existantes. La délamination, liée à la dégradation du polymère encapsulant, principalement de l'EVA (Ethyl Vinyl Acetate), constitue la difficulté majeure du processus.

Des filières de maturité différente en fonction des matériaux à recycler

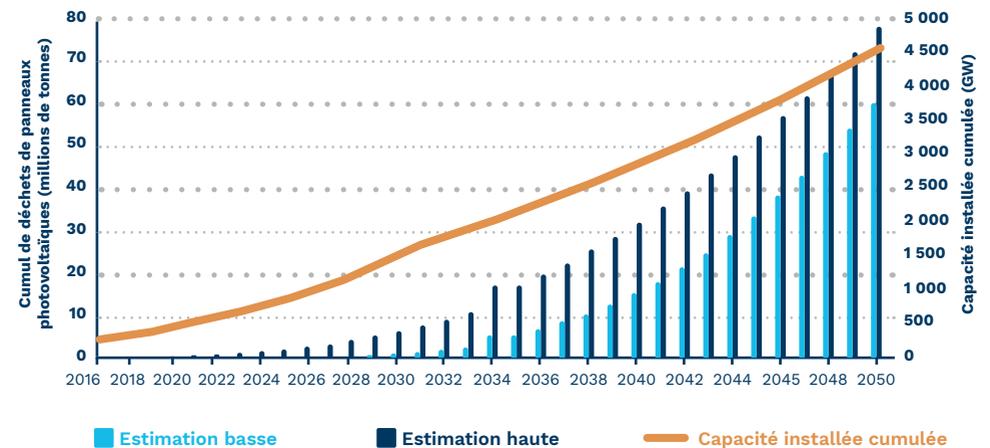
Les méthodes de recyclage du verre et d'aluminium sont basées sur des traitements mécaniques (découpe, broyage et tamisage) et sont déjà déployées à échelle industrielle.

En parallèle, des travaux de recherche se poursuivent afin d'obtenir de plus

hauts niveaux de pureté pour les matériaux à plus haute valeur, Soit par un traitement thermique, pour éliminer le polymère encapsulant, principalement de l'EVA, en le brûlant pour séparer les différents matériaux, Soit par un traitement chimique à travers l'utilisation de solvants permettant de

séparer les différents éléments restants au-delà du verre et de l'aluminium des châssis. Les matériaux collectés peuvent ensuite soit servir en boucle fermée à la

production de nouveaux modules, soit être commercialisés, pour les matériaux à plus forte valeur tels que le cuivre, l'argent, le cadmium, le tellure, etc.



Estimation du volume cumulatif de panneaux photovoltaïques en fin de vie, d'après l'IRENA (International Renewable Energy Agency).

On note une forte variabilité dans les scénarios en fonction des hypothèses de durée de vie réelle retenues.

Des filières de maturité différente en fonction des matériaux à recycler

L'un des leviers au développement de l'électricité solaire en France repose sur le dispositif d'autoconsommation, individuel ou collectif. Il permet de s'appuyer sur l'un des avantages du solaire, la facilité de déployer de petites unités de production d'énergie au plus proche des consommateurs.

Les installations ou opération d'autoconsommation peuvent être de deux types :

- L'autoconsommation individuelle : un unique producteur et un unique consommateur. L'acteur exploite ses panneaux solaires sur son site propre et consomme sur ce même site.
- L'autoconsommation collective : plusieurs producteurs et/ou plusieurs consommateurs. Ce type d'opération permet à plusieurs acteurs (individus, immeubles, bâtiments tertiaires, entreprises, etc) de se réunir autour d'un projet et ainsi réduire les frais d'installation et de production.

Parmi ces deux types d'opération, il existe en autoconsommation deux configurations qui doit être déclaré à Enedis car ayant un impact sur le réseau local.

- L'autoconsommation sans injection, contractualisé avec Enedis par une Convention d'Auto-Consommation Sans Injection (CASI). Ce cas est peu courant car l'énergie produite est rarement entièrement consommée, il faut donc la stocké dans des batteries sous peine de la perdre.
- L'autoconsommation avec injection du surplus, le gestionnaire de l'installation doit trouver un acheteur pour le surplus d'électricité, via un contrat d'achat d'électricité. Il est possible de bénéficier de l'obligation dans cette configuration.

L'autoconsommation individuelle

L'année 2021 a vu le nombre d'installations d'autoconsommation solaires dépasser la barre symbolique des 100 000 installations, pour atteindre 120 000 installations individuelles au S2 2021.



Ce chiffre est à mettre cependant en perspective avec les 500 000 installations d'autoconsommation en Allemagne qui possède pourtant un potentiel d'ensoleillement moindre. Les perspectives de développement restent fortes. A ce titre, RTE, le gestionnaire

du réseau électrique français a estimé dans ses bilans prévisionnels que la France pourrait compter 4 millions d'autoconsommateurs à l'horizon 2030, ce qui pourrait permettre de couvrir 4% de la consommation électrique du pays.

Sur une autre échelle, Enedis estimait en mai 2021 que l'autoconsommation solaire permet à un particulier de couvrir aux environs de 20% de ses besoins en électricité. Cependant, ce n'est pas le seul critère prix en compte lors de l'investissement dans cette installation. Pour un consommateur, le calcul de rentabilité prend en compte le coût de l'installation, le coût du kilowattheure économisé lors de l'autoconsommation, le tarif de vente des surplus que l'installation injecte sur le réseau et le taux d'autoconsommation.

L'autoconsommation individuelle

Contrairement à l'autoconsommation individuelle, l'autoconsommation collective peine à prendre sa place. Ce type de fonctionnement se révèle en effet plus complexe à mettre en place d'un point de vue administratif. Les installations en autoconsommation collective doivent avoir créé une

PMO (Personne Morale Organisatrice), sous le modèle de copropriété, d'association, ou de société. Chacun des producteurs et consommateurs d'une autoconsommation collective doivent se lier avec la PMO, et ce sera la PMO qui fera le lien avec le gestionnaire de réseau (Enedis), et l'acheteur en Obligation d'Achat (OA).

Un allègement de la réglementation a été réalisé en 2021 pour redynamiser ce fonctionnement, en permettant notamment l'extension :

- Du dispositif aux obligations de solarisation des toitures et parking
- Du kilométrage pour les opérations d'autoconsommation collective dites « étendues »
- De la plage de tension des participants, un producteur ou consommateur raccordé au réseau de moyenne tension peut désormais participer à une opération d'autoconsommation collective.

L'ÉVOLUTION DES MÉCANISMES DE FINANCEMENT DES ÉNERGIES INTERMITTENTES

2.3

Des feed-in tariffs aux PPA, les mécanismes de financement évoluent

Les mécanismes de subvention étatiques historiques en vigueur arrivent progressivement à terme dans un grand nombre de pays européens. Mis en œuvre pour appuyer les investissements en capacités d'électricité renouvelable et encourager les investisseurs à s'intégrer aux projets, ils garantissent habituellement des prix figés sur 20 ans.

Ces « feed-in tariffs » (FIT) laissent progressivement place à un autre mécanisme, les PPA. Ces « power purchase agreements » reposent sur un libre négoce entre un producteur d'énergie et son client, industriel ou tertiaire principalement, sans contrainte de prix sur le long terme. Longtemps cantonnées aux énergies fossiles, ces contrats long-terme directs de fourniture d'énergie sont des montages complexes, qui permettent de développer des projets EnR, donc favoriser les investissements en complément / relais des FIT, sur mesure donnant une garantie de rémunération sur le long-terme aux producteurs. Ils ont commencé à émerger à partir de 2010 aux Etats-Unis, puis se sont progressivement développés à la suite de l'initiative RE100 et des accords de Paris sur le climat de 2015 (COP21).

On distingue plusieurs types de PPA, qui peuvent être mis en œuvre soit pour des capacités de production déjà installées (brown field PPA), soit pour de nouveaux investissements (green field PPA) :

- **Le PPA direct**, lorsque l'énergie et les garanties d'origine associées sont directement vendues par le producteur au consommateur, le complément de fourniture provenant habituellement d'un autre fournisseur
- **Le PPA indirect**, lorsque le producteur vend son électricité indirectement à travers à un tiers responsable d'équilibre qui est soit un fournisseur soit un agrégateur. Le fournisseur tient lieu d'intermédiaire pour que les garanties d'origine émises transitent du producteur vers le consommateur.
- **Le PPA financier**, qui n'inclut pas d'échanges d'énergie mais constitue un outil qui permet de répartir le risque financier entre producteur et consommateur. Si le prix spot (prix établis sur le marché de l'électricité par les bourses le jour J pour le lendemain) est inférieur au prix défini au contrat, le consommateur verse la différence au producteur en l'échange de garanties d'origine. Si le prix spot est supérieur au prix cible défini dans le PPA, c'est le producteur qui verse au consommateur la différence de prix



Environ 144 417 panneaux solaires ont été installés sur un réservoir à Ubon Ratchathani, en Thaïlande.

Une dynamique tirée en partie par les grands acteurs des technologies

Grands consommateurs d'énergie les GAFA ont de plus en plus recours aux les PPA. Google a notamment été pionnier de ce type de mécanisme, dès les années 2010.

Ce type de contrat reste toutefois peu répandu au niveau mondial. En effet, **80% des accords signés le sont aux Etats-Unis et dans les pays scandinaves.**

Cependant, ces formes de contractualisation sont amenées à se développer en France et en Europe. En

effet, les avantages de ces montages sont multiples. D'un point de vue coût, ils peuvent servir d'instrument pour se protéger de la volatilité des prix de marché et d'améliorer la vision à long terme. En termes d'empreinte carbone, ils deviennent un levier de sécurisation des investissements dans les énergies renouvelables intermittentes. C'est un bon moyen de matérialiser et mettre en avant la dimension RSE et extra-financière des entreprises.



Puissance annuelle cumulée des PPA par région du monde

QUELS LEVIERS DIGITAUX AU SERVICE DU DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ?

2.4

Aujourd'hui, le développement des projets d'installation d'énergies renouvelables intermittentes doit prendre en compte 3 grandes dimensions : appréhender la complexité des mécanismes de financement des projets, garantir la performance des installations dans le temps, et offrir la rentabilité attendue tout au long du cycle de vie des parcs et installations.

Dans ce contexte, les données – existantes (de production, de performance, météorologiques, de marché...) ou à créer (grâce à l'Internet des Objets) – constituent un levier majeur pour optimiser les actifs existants, et pour outiller la transition énergétique à travers le développement de nouveaux projets renouvelables toujours mieux pensés et pilotés en temps réel.

Tirer parti du digital pour mieux cibler les opportunités de développement des projets renouvelables

Un projet EnR c'est avant tout le choix d'un emplacement répondant à de nombreux critères qui pourront impacter sa rentabilité : les critères « physiques » correspondants aux éléments impactant le potentiel de capture énergétique de l'emplacement choisi, et les critères « socio-culturels » qui sont les limitations liées aux autres activités humaines.

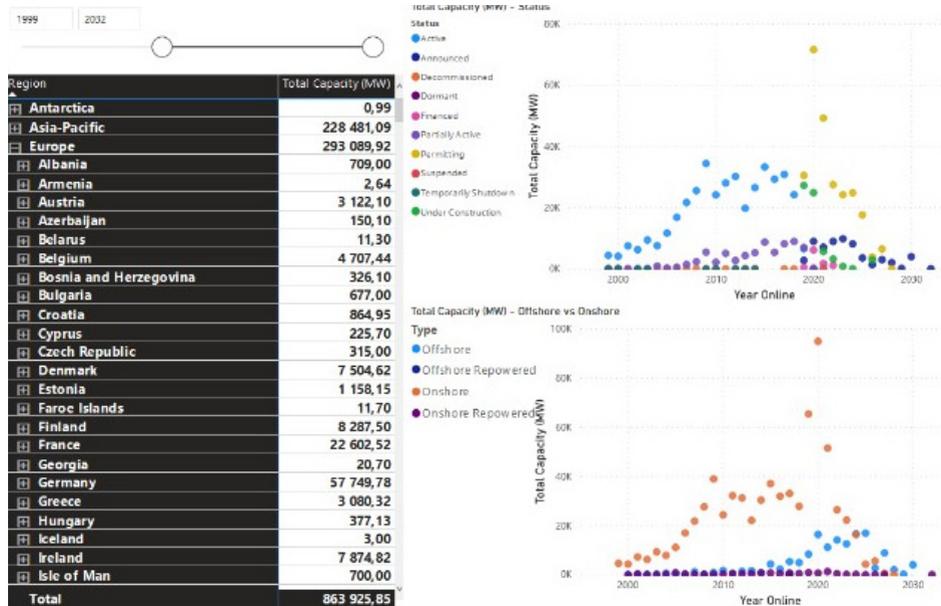
Pour l'étude d'un projet éolien, on cherchera à étudier le comportement

du vent de basse altitude à la localisation donnée, et donc d'en déterminer le potentiel de production électrique. Une étude météorologique avancée permettra d'estimer la fréquence, comportement saisonnier du vent captable par les éoliennes. Plusieurs méthodologies basées sur l'open data météorologique, notamment de la NASA (études MERA2...) offrent des estimations applicables à des territoires étendus (exemple : Renewables.ninja, outil développé

par l'Imperial College et l'École polytechnique fédérale de Zürich, permettant d'estimer la quantité d'énergie pouvant être générée par une ferme solaire ou éolienne à tout endroit du globe). D'autres approches utilisent les mêmes principes mais de façon plus localisée, permettant ainsi de qualifier avec davantage de précision le potentiel de production solaire ou éolien d'un emplacement donné. Les outils seront alors capables d'intégrer des relevés topographiques précis pour planifier précisément les installations. La démarche pour l'étude d'un projet photovoltaïque sera sensiblement similaire, en adaptant les paramètres géographiques et topographiques utilisés.

Quels que soient les projets, la simple identification d'une zone à partir de

critères purement « physiques » n'est pas suffisante. Des modalités issues de la société, mais aussi de l'utilisation souhaitée vont entrer en jeu. La distance de raccordement au réseau est un premier point, représentant un coût. En fonction de la région de l'emplacement, une étude foncière peut être nécessaire pour comparer les prix des terrains. L'obtention d'autorisations et de permis de construire peut également s'avérer laborieuse car de nombreuses zones d'exclusion existent et rendent improbable toute construction : c'est le cas des zones Natura 2000, sites naturels ou semi-naturels désignés dans le cadre de la politique européenne de préservation de la biodiversité, et qui représentent pour la France près de 13% de la surface terrestre métropolitaine (7 millions d'hectares).



Exemple d'analyse effectuée sur les capacités de production éolienne dans le monde (déclarée et prévue) dans le cadre d'une étude du marché éolien, réalisée par Magellan Partners pour les équipes stratégie d'un grand acteur des énergies renouvelables français. La disponibilité et la pertinence de ces données sont critiques pour le développement des projets associés, et nécessitent des compétences-clés en gestion de datalake, en data quality (qualité des données), ou encore en gouvernance des modèles de données.

Vers des plateformes digitales à 360° pour gérer la complexité des projets

La plateformes permet de centraliser et d'exploiter au mieux ces données, de les enrichir avec des données externes et d'y apporter de l'intelligence pour créer des services à réelle valeur ajoutée et gagner en marge opérationnelle. En effet, exploiter tout le potentiel des données pour les énergéticiens, c'est avant tout croiser les données issues des actifs existants, de l'IoT et des sources externes pertinentes afin de construire une nouvelle proposition de valeur et un gain opérationnel.

Cela repose sur la mise en place de plateformes digitales – ou *smart platforms* – quadripartites (clients internes, clients externes, opérateurs,

partenaires) pour centraliser, corrélérer, visualiser les données des Métiers et aider à la prise de décision. L'idée est de passer d'un modèle de services ad-hoc et de micro-services, à un modèle de plateformes multi-services qui vont fédérer les usages-clés des actifs renouvelables et des services associés.

En outre, dans le contexte Covid-19, on constate dans les secteurs de l'Énergie & Utilities et de l'Industrie une accélération du besoin de gestion des actifs à distance pour assurer la continuité d'activité (ex : Engie Solutions), et donc une augmentation des investissements sur les solutions de pilotage des installations/équipements à distance, grâce à l'Internet des objets et aux *smart platforms*.

Le principe fondamental des plateformes digitales (« *smart platforms* ») est d'agréger de façon la plus simple possible des jeux de données de nature et provenance diverses. Appliqué à des cas d'usage métier bien précis, ces plateformes deviennent clé dans l'exploitation et le pilotage des activités opérationnelles :

- Suivi de la production et de la performance opérationnelle des actifs renouvelables,
- Aide à l'intégration de ces actifs (éolien, solaire, biomasse...) sur le réseau (transport/distribution d'énergie, réseaux de chaleur/froid, mobilité électrique, bâtiment énergie...) grâce à un pilotage en temps réel et à une vision 360° des alertes et des contraintes,
- Gestion des contrats de maintenance,
- Optimisation des tournées d'inspection/maintenance,
- Mise en place d'actions de maintenance préventive et/ou prédictive des équipements.



Crédits : ENGIE Digital (<https://digital.engie.com/solutions/darwin>)

Pour les directions opérationnelles et Métiers, ainsi que pour le pilotage et les directions financières, les avantages sont multiples :

- Centraliser/dé-siloter le pilotage et l'exploitation d'actifs renouvelables diversifiés via un cockpit de gestion des assets énergétiques (intégration et croisement de données multi-métiers et exogènes),
- Améliorer les marges opérationnelles,
- Augmenter la productivité et les rendements,
- Optimiser le temps moyen entre pannes («Mean Time Between Failures» ou MTBF),
- Réduire les coûts de maintenance et de non-qualité,
- Améliorer la gestion contractuelle avec les sous-traitants.

Ainsi, l'utilisation de plateformes digitales 360° est un levier majeur dans le développement des énergies renouvelables (financement, performance et rentabilité).

Cette approche s'inscrit dans une tendance globale de plateformes des secteurs de l'énergie, de l'environnement, de la mobilité ou encore du bâtiment, qui tendent à s'interconnecter à travers des cas d'usage liés aux réseaux d'énergie intelligents (smart grids) et/ou à la ville intelligente (smart city).

ÉTAT DES LIEUX ET PERSPECTIVES SUR LA QUESTION DU CARBONE

2.5

Le nécessaire signal prix du CO₂

Différentes approches ont été imaginées pour aborder le problème des émissions de CO₂, gaz à effet de serre central dans la problématique de limitation du réchauffement climatique. La philosophie sous-jacente à la mercantilisation des émissions est d'associer à l'émission (ou la capture) de CO₂ une valeur, incitant les entreprises à intégrer cette dimension dans leurs choix et politiques.

- Les ETS (Emission Trading Systems) qui vont permettre une mercantilisation de l'émission sous la forme d'une place de marché
- Les taxes carbone qui seront prélevées en contrepartie d'une émission

Aujourd'hui il existe dans le monde 61 mécanismes de taxation : 31 Emission trading systems et 30 taxes carbonnes.



Cette évaluation des valeurs ou coûts économiques des impacts ou services écologiques peut être résumée dans le concept de « signal prix ». Des alternatives économiquement moins rentables mais moins émettrices en CO₂ peuvent devenir plus compétitives en chiffrant et donnant un prix aux externalités. Deux principales modalités de signal prix existent :

Une multiplicité de dispositifs de maturité différente

Au niveau mondial, l'ONU via l'UNFCC (United Nations Framework Convention on Climate Change) a le rôle historique d'initiateur de ces mécanismes de taxations des émissions. Lancés en 2005, ces mécanismes évoluent au fil des grandes conférences portant sur le climat :

- **L'International Emission Trading (IET)** a été proposé lors du protocole de Kyoto. C'est un mécanisme permettant aux pays membres d'échanger des quotas d'émissions

Ce mécanisme est devenu controversé après le crash du cours du CER (Certified Emission Reduction – le crédit carbone issu de ce mécanisme) durant la crise financière de 2008

- Pour accompagner l'IET deux mécanismes de crédit carbone **Joint Implementation (JI) et Clean Development Mechanism (CDM)** ont été créés pour respectivement gagner des quotas à revendre sur les places de marchés grâce à des projets de réduction ou de suppression d'émission, et permettre à un pays développé d'investir dans un projet offrant une réduction d'émissions localisée dans un pays en développement afin d'obtenir un crédit carbone proportionnel

Chapitre 02

Dossiers

La mise en place d'un système à l'échelle internationale se révélant complexe (intérêts différents pour la mise en place d'un prix plancher, traçabilité complexe des projets de réduction d'émission, ...), des mécanismes de taxation du carbone se sont développés à des niveaux locaux ou régionaux.

Le « Système communautaire d'Echange de Quotas d'Emission » (**EU ETS**) est la déclinaison européenne de l'IET, mécanisme attribuant aux différents membres de l'union européenne des quotas d'émissions qui pourront être ensuite réaffectés aux différents acteurs économiques.

Les crédits carbonés générés via les mécanismes JI et CDM pouvaient sous condition être transférés dans l'EU ETS jusqu'en 2020.

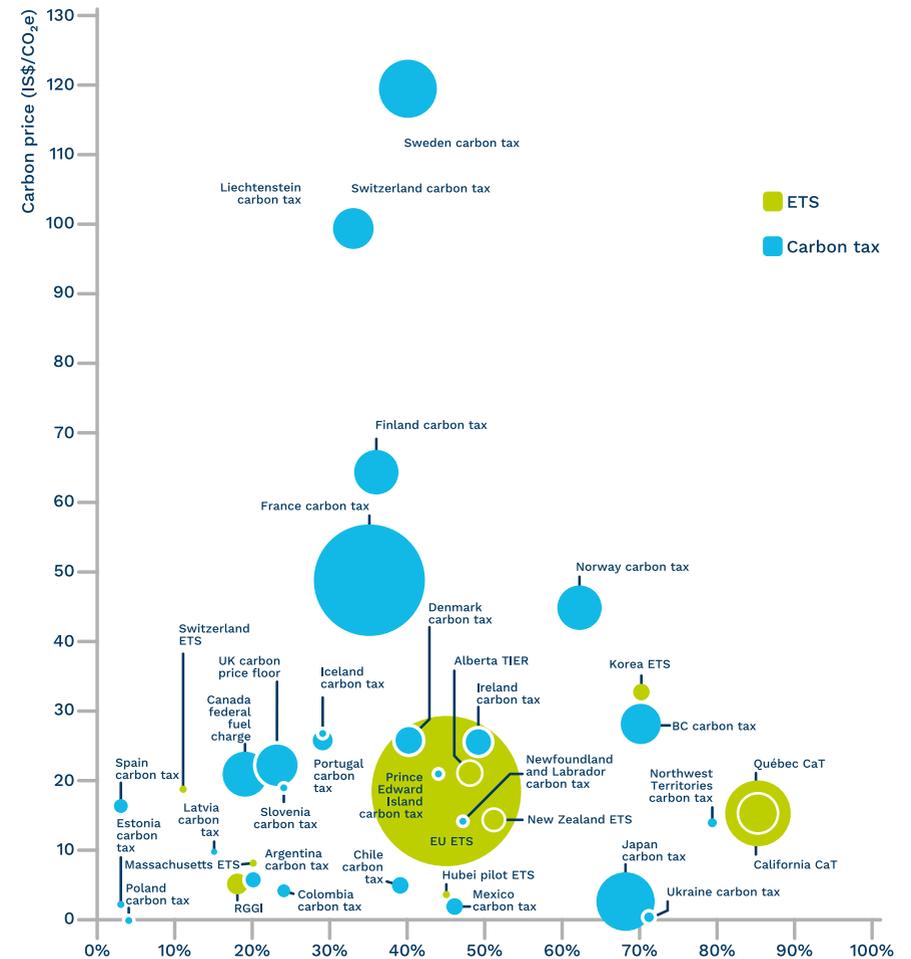
Ce système couvre 40% des émissions de gaz à effet de serre au niveau de l'UE, en se concentrant sur les 10 000 installations les plus polluantes (raffinerie, production d'électricité, cimenterie, aciérie, ... ainsi que les compagnies aériennes). Mis à en place à travers différentes phases de déploiement, ce marché est encadré par des concepts visant à concrétiser la logique du « signal prix ».

Certains pays de l'UE cherchent désormais à s'attaquer aux 60% des émissions de CO₂ non couvertes par l'EU ETS et mettent en place des mécanismes propres (Allemagne, Autriche, Luxembourg...). La commission européenne va dans ce sens et dans la publication du paquet « Ajustement à l'objectif 55 » (Fit for 55) proposant une révision du ETS EU, et son extension aux secteurs du transport maritime et routier, ainsi qu'aux bâtiments.

La Chine est en train de mettre en place un mécanisme ETS sur l'ensemble de son territoire, avec un effort spécifique sur l'audit des installations de génération électrique.

Chapitre 02

Dossiers



Panorama comparatif des mécanismes de taxation du carbone, Banque mondiale, 2020

La capture et le stockage du carbone

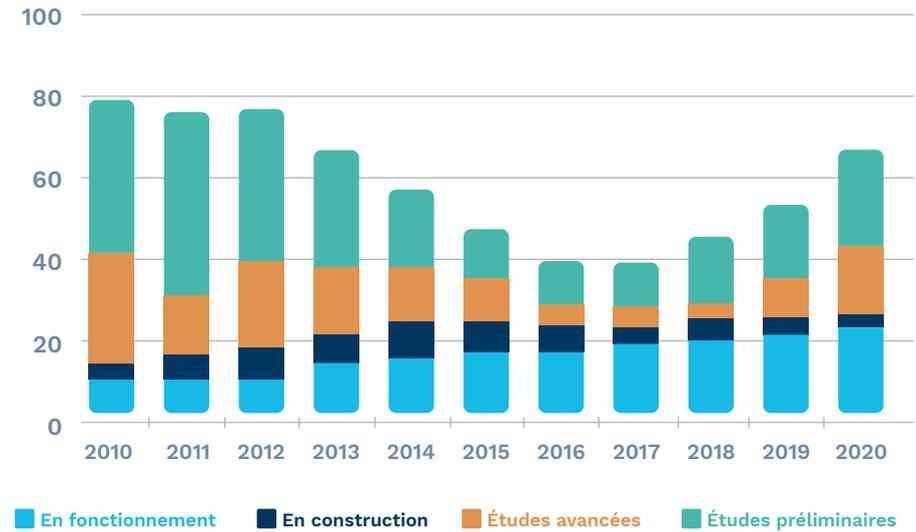
Le développement de technologie de capture du carbone à grande échelle pourra devenir compétitif et donc attirer des investisseurs et des acteurs quand le coût du carbone passera le seuil et de rendement, et sera prévisible à long terme. Le prix du carbone sur les places de marché peut être considéré comme le vecteur du développement des technologies de capture, utilisation et stockage du carbone. Bien entendu les technologies de CCS sont à analyser avec une ACV (Analyse du Cycle de Vie) complète pour prendre en compte les externalités (émissions liées à la construction des infrastructures, émissions liées à l'énergie utilisée pour faire fonctionner l'installation, ...).

Selon les différents scénarios développés par les acteurs institutionnels (GIEC) et politiques les technologies de capture et

de stockage du carbone peuvent jouer un rôle dans l'atteinte des objectifs de neutralité carbone.

Les technologies de captage et séquestration du CO₂ font leurs preuves dans l'industrie depuis les années 70. Le transport et l'injection du CO₂ dans le sous-sol permettant de faciliter l'extraction du pétrole en augmentant la pression dans les gisements. Cependant ces usages restent limités et se font directement sur le site de production du CO₂. Pour pouvoir rendre une industrie CCS fonctionnelle, il est nécessaire de structurer cette filière avec des installations de captage, étape la plus énergivore, des réseaux de transport et des infrastructures de stockage, ce sont les défis à relever pour permettre un déploiement à grande échelle de la filière CCS.

Installations



Évolution du nombre d'installations de CCUS en fonctionnement et en développement dans le monde sur la période 2010-2020

Le captage du CO₂

Ces technologies vont se décliner de différentes façons à travers l'ensemble de la chaîne de valeur de l'énergie. Nous les avons en deux catégories, les mécanismes de capture de CO₂ en sortie de processus, et les mécanismes de

captation du CO₂ en concentration plus faible comme dans l'air ambiant. L'étape de capture du CO₂ est coûteuse en actif et en énergie, et constitue le principal enjeu technologique et économique de la filière.

La capture de CO₂ par des produits chimiques en sortie de cheminée ou de processus

Sujet souvent peu évoqué certains produits chimiques permettent de capturer le CO₂. L'ammoniac fait partie de ces solutions et pourrait être une solution de captage de CO₂ dans les fumées post-combustion (concentration forte de CO₂ en sortie de cheminée). La solution la plus mature à ce jour est celle d'un captage chimique, c'est à dire dans une solution aqueuse d'ammoniac, avec une efficacité proche de 90%.

l'ammoniac, mais par un captage physique, c'est à dire une membrane, avec une efficacité similaire à la solution aqueuse.

Le méthanol est aussi une piste prometteuse, en utilisant ce produit soit dans une solution, soit dans une membrane, mais son développement est encore trop peu avancé pour pouvoir l'utiliser à grande échelle.

Une autre technologie en cours de développement fait aussi appel à

La capture du CO₂ dans les industries métallurgiques

D'après les données communiquées par la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), les émissions de la filière sidérurgique en France se sont élevées à 19 millions de tonnes de CO₂ en 2017, soit un niveau stabilisé depuis 2011. Ces émissions représentent environ 4 % des émissions françaises totales de CO₂, une part stable depuis les dix dernières années.

Peu d'initiatives de captage et stockage du CO₂ ont encore vu le jour, notamment à cause des technologies trop coûteuses comparées au faible prix du carbone. Cependant, des projets voient le jour, comme à Dunkerque où 11 acteurs tels que ArcelorMittal, Axens et Total s'associent autour du projet

« 3D ». Le projet doit se traduire par un pilote, conçu par Axens, construit sur le site sidérurgique ArcelorMittal de Dunkerque. Il doit être capable, dès 2021, de capter 0,5 tonne par heure de CO₂ issu du gaz sidérurgique. Il doit aussi préparer une deuxième étape : la mise en place d'une première unité industrielle sur le site ArcelorMittal de Dunkerque, qui pourrait être opérationnelle à partir de 2025 et capter plus de 125 tonnes de CO₂ par heure. Enfin, le projet s'inscrit dans le futur pôle européen de captage-stockage de CO₂ de Dunkerque-Mer du Nord à horizon 2035. Le projet "3D" dispose d'un budget de 19,3 millions d'euros sur quatre ans, dont la majorité provient de subventions de l'Union européenne.

Capture CO₂ dans la production d'électricité

La plupart des systèmes de captation de CO₂ considèrent aujourd'hui qu'un taux de captation de l'ordre de 90% est acceptable. Cependant, l'objectif à terme de production d'électricité avec un bilan carbone nul oblige les entreprises à chercher à faire mieux que cette marge de 10%. De récentes études ont montré qu'il est possible de capturer le CO₂ de ressources fossiles avant la combustion de celle-ci. Cette technique, notamment utilisée quand le combustible principal est le gaz naturel, présente plusieurs avantages. Tout d'abord, à cette étape le CO₂ n'est pas encore dilué dans les fumées de combustion. Ensuite, le flux contenant le CO₂ est généralement à une pression élevée. Par conséquent, des méthodes de séparation plus efficaces peuvent être appliquées, par exemple en utilisant l'absorption par variation de pression dans des solvants physiques tels que le méthanol ou le polyéthylène.

De plus, le captage précombustion est aussi appliqué dans les centrales

électriques à gazéification du charbon à cycle combiné (IGCC). Ce procédé consiste à gazéifier le charbon pour produire un gaz de synthèse composé de CO et de H₂. Le CO réagira pour produire du CO₂, plus facilement captable ainsi que dans des fumées de combustion. On pourra par la suite utiliser le H₂ pour alimenter la centrale électrique. Cependant, il est aussi possible de stocker le dihydrogène à part en vue d'un usage extérieur, par exemple dans des batteries de voiture. L'un des principaux obstacles à cette voie est que la production d'électricité est actuellement moins chère dans les centrales à charbon que dans les centrales utilisant cette technologie.

Au niveau mondial, la combustion du charbon reste le moyen le moins cher de produire de l'électricité. De plus, cette matière première est relativement abondante dans les pays gros consommateurs d'énergie. Parmi toutes les techniques de captage, l'absorption

chimique est considérée jusqu'à présent comme la plus appropriée et la plus susceptible d'être mise en œuvre dans un avenir proche. Bien que de nombreux solvants soient testés, la monoéthanolamine (MEA) est selon les experts le solvant le plus utilisé dans les processus d'absorption chimique. Ces dernières années, de nombreux instituts de recherche ou entreprises

ont mis en place des démonstrateurs à grande échelle du processus d'absorption chimique. Par exemple, la première installation d'un pilote de lavage de CO₂ a été mise en service à Niederaussem en Allemagne à l'été 2009. Une installation pilote de captage postcombustion de CO₂ d'une tonne par heure a été exploitée dans la centrale de Dong au Danemark.



Le démonstrateur CCS de Tomakomai a capturé et stocké 0,3 Mt de CO₂, entre 2016 et 2019, produit dans la partie de la raffinerie dédiée à la production d'hydrogène.

La capture de CO₂ dans l'air extérieur

Trouver une solution technologique pouvant retirer du CO₂ de l'air ambiant à grande échelle peut faire rêver, en effet pour le moment les postes de captage de CO₂ les plus efficaces sont les arbres ainsi que les fonds marins. En effet, les algues et autres microorganismes océaniques sont le plus gros puit à carbone sur Terre, devant les arbres. Aujourd'hui, plusieurs prototypes sont développés pour augmenter le captage de CO₂ dans l'air, en utilisant des solutions à base d'algues par exemple, ou dans du béton. A noter cependant que la capacité des organismes vivants à capter du CO₂ est lié à la température, plus la température augmente moins les organismes absorbent du CO₂ voir finissent par émettre plus de CO₂ passer un seuil.

Il est possible de capturer le CO₂ dans un liquide, comme le propose la Fermentalg, qui a déjà installé à Paris plusieurs colonnes d'algues qui permettent de capter le CO₂ atmosphérique en ville, sans pour autant prendre autant de place que des arbres. Ainsi, une colonne d'algue capterait l'équivalent de 100 arbres.

En 2015, le biologiste Thomas Crowther avait dénombré pour la première fois le nombre d'arbres sur la planète et en était arrivé au chiffre de 3.000 milliards, soit environ 422 arbres pour un habitant. D'après une nouvelle étude de l'ETH-Zürich en Suisse, il serait possible d'en ajouter 1.000 milliards de plus, ce qui ferait diminuer de 25% le taux de CO₂ dans l'atmosphère. Une telle opération aurait un coût estimé à plusieurs centaines de milliards d'euros. La plantation d'arbres reste néanmoins une manière pratique pour les entreprises de compenser leurs émissions carbone. ENI a par exemple compensé en 2020 l'émission de 1,5 millions de tonnes de CO₂ en plantant des arbres en Zambie, et compte arriver à compenser 10 millions de tonnes de CO₂ par an d'ici 2025. Cette solution reste cependant assez contestée car les émissions réalisées à un instant T seront compensées sur un temps long et doivent prendre en compte le taux de perte dans la population plantée, les feux de forêt, ...

Le transport de CO₂

Le transport du CO₂ par canalisation terrestre ou sous-marine ne pose pas de problème fondamental. Ce gaz largement inerte est déjà transporté par pipeline (environ 3 000 km dans le monde), essentiellement aux Etats-Unis où cette voie est empruntée depuis 1980 pour transporter 50 millions de tonnes de CO₂ par an. Les gazoducs permettant son transport à l'état supercritique nécessitent des installations particulières de compression et d'injections pour maintenir le CO₂ à la pression et

température permettant cet état. Cela rend difficile le transport sur de trop longues distances, par exemple, le plus grand gazoduc du monde, aux USA, ne fait « que » 240km de long.

Le transport par bateau existe et peut être développé, mais il ne sera pas possible sur la flotte existante de méthanière (la densité du CO₂ étant environ 2,5 fois plus élevée que le méthane, la masse transportée sera trop élevée pour ces navires).



Installation de capture de CO₂ dans l'air de Climeworks. Le site a ouvert en septembre en Islande et permet de retirer 4000 tonnes de CO₂ par an.

Chapitre 02

Dossiers

Chapitre 02

Dossiers

Le stockage et revalorisation CO₂

A l'heure actuelle, le principal lieu de stockage du CO₂ est les nappes pétrolières. En effet, le CO₂ capté directement en sortie des puits est injecté dans ces nappes pour permettre, grâce à la pression qu'ils génèrent en profondeur, de récupérer le pétrole de ces nappes. Cette technique est la principale technique de stockage du CO₂. Dans la mise en place d'une filière CCS, les gisements d'hydrocarbure épuisés peuvent permettre le stockage, ces structures géologiques étant étanches et connue grâce aux études menées pour permettre leur exploitation initiale.

Le stockage en cavité saline (aquifères salins) est en voie de développement. Cette technique qui consiste à créer par dissolution à l'eau douce - c'est ce que l'on appelle le "lessivage" - une caverne souterraine et artificielle. De grande taille cette caverne est "taillée" dans une roche sédimentaire composée de sel gemme (en abondance sur Terre), c'est-à-dire des cristaux de chlorure de sodium. C'est l'imperméabilité

naturelle du sel gemme qui rend cette technique de stockage crédible et intéressante pour les opérateurs. Elle permet de s'assurer de la pérennité du CO₂ emmagasiné. D'un point de vue historique, la technique du stockage de gaz en cavité saline reste récente : les premières réalisations datent du début des années 1960, dans le Michigan (États-Unis) et le Saskatchewan (Canada). Il existe aujourd'hui plus d'une centaine de cavités salines de stockage dans le monde. Elles sont réparties sur environ 25 sites - dont 3 en France, avec environ 40 cavités au total.

Le CO₂ stocké devra l'être sur un temps géologique long, plusieurs milliers d'années, pour éviter un effet de relâchement dans les milieux. Le stockage doit donc être fiable pour être un moyen de lutte contre le réchauffement climatique, et ne pas présenter de risque de surveillance devront être mis en place pour suivre l'évolution du CO₂ stocké, et sécuriser ce stock.



La pétrolière Shell a déjà une installation servant à capturer et à stocker du carbone en Alberta, Canada.

DYNAMIQUES ET RÉCENTES AVANCÉES DE LA FILIÈRE BIOGAZ

2.6

La feuille de route nationale pour l'atténuation du changement climatique de 2017 fixait initialement un objectif de production de gaz renouvelable entre 200 et 250 TWh à horizon 2025.

En avril 2020, la révision de la PPE fixe un nouvel objectif pour le biométhane, inférieur au précédent : une part du gaz renouvelable dans la consommation de gaz totale en France à 7% d'ici 2030, alors que la LTECV prévoyait en 2015 un objectif cible de 10% à ce même horizon (une production de 39 à 42TWh de biométhane).

Le biogaz, produit par une fermentation méthanogène est la forme la plus courante de gaz renouvelable aujourd'hui. Sa forme épurée est le biométhane (injectable dans le réseau de gaz naturel). En quelques mots, une dégradation est provoquée dans le digesteur à partir de ces déchets, notamment agricoles et on obtient deux produits : un digestat, produit humide qui peut faire l'objet d'une valorisation organique (ex : en partie compost), et du biogaz. A partir de ce biogaz on peut alimenter un réseau de chaleur, produire de l'électricité ou après épuration, le transformer biométhane et l'injecter dans le réseau de gaz national ou sur un réseau de distribution local.

Parce que le biogaz répond aux impératifs de transition écologique et de croissance verte tout en offrant des avantages économiques et sociaux clés, il est devenu un enjeu majeur de transformation énergétique et une opportunité pour les acteurs de la filière gaz.

3917 GWh/an
parc raccordé en
biométhane
+82% en 2020

214
sites d'injection
biométhane
+74% en 2020

2207 GWh
de production
renouvelable
+79% en 2020

0,50% de la
consommation
de gaz naturel
+91% en 2020

Une énergie renouvelable et bas carbone

La méthanisation se fait à partir de ressources renouvelables, matières organiques, déchets issus de l'agriculture ou déchets urbains (boues, déchets alimentaires). De plus, 1 kWh de biométhane émet 44,4 gCO₂eq/kWhPCI(2) selon la Base Carbone ®. Pour comparaison, selon la même méthodologie, 1kWh de gaz naturel (mix énergétique français) émet 227 gCO₂eq/kWhPCI sur son cycle de vie.

Une énergie non intermittente et stockable

C'est une production stable d'une énergie transportable sur le réseau gaz naturel et stockable pour des usages connus et maîtrisés, et compatible avec la mobilité.

Une énergie sourcée et produite localement

Qui permet une réduction des importations de gaz naturel, donc des énergies fossiles, apportant un soutien économique aux agriculteurs, leur apportant une nouvelle source de revenus à partir de leurs déchets de production. Cela permet trois à quatre emplois non délocalisables par l'installation. Avec la méthanisation, cela permet un développement industriel local lié à l'émergence d'une chaîne de valeur s'intégrant dans les principes d'économie circulaire.

La France, de par l'intensité et la nature de ses activités agricoles, ainsi que de la densité de son réseau de distribution de gaz, bénéficie d'un fort potentiel dans le développement de la filière et la production de biométhane.



Unité de méthanisation agricole créée en 2015 à Liffré, en Ile-et-Vilaine.

État à date, la filière, ses acteurs et leurs enjeux propres

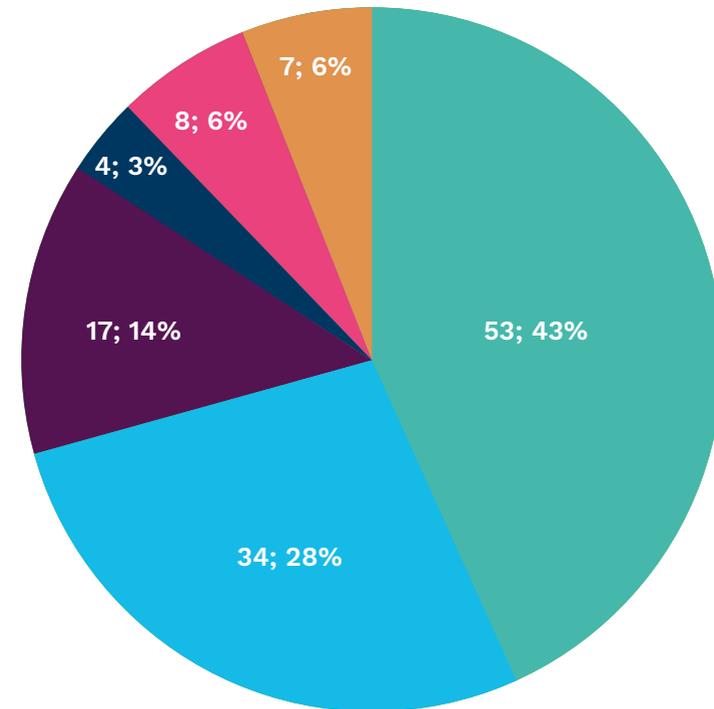
Chaque année, GRDF, GRTgaz, TEREGA ainsi que le SER (Syndicat des énergies renouvelables) et le SPEGNN publient en coopération le panorama du gaz renouvelable, un état des lieux détaillé de l'injection du biométhane, à maille régionale, nationale et européenne. En 2020, notamment, les quantités effectivement injectées dans le réseau ont quasiment doublé (+79% des volumes injectés), passant de 1,2 TWh à 2,1 TWh. La capacité maximale atteint 3,9 TWh fin 2020 (à prendre en compte la montée en puissance du parc au cours de l'année et du taux d'emploi des équipements).

La production du biogaz a vu la mise en place d'une nouvelle filière, et l'émergence de nouveaux acteurs sur l'ensemble de la chaîne de valeur, PME et start-ups. Un exemple de ces nouveaux entrants est Waga energy qui accompagne l'implémentation de systèmes de méthanisation des sites d'enfouissement sur l'ensemble de la

chaîne de valeur : du financement à la vente réseau. Les acteurs charnières, de taille critique et positionnés idéalement donc pour la réunir autour d'enjeux communs et la dynamiser, sont pourtant des acteurs historiques, et s'inscrivent plus dans une logique de diversification ou d'adaptation.

Dans un premier temps, les acteurs historiques de la distribution et du transport de gaz naturel doivent inclure ce nouveau mode de production en amont de leur chaîne de valeur.

Pour le distributeur GRDF, un des enjeux identifiés est d'assurer la transformation et la modernisation du réseau de distribution afin d'augmenter les capacités d'accueil des énergies renouvelables sur les réseaux de gaz, y compris dans le cadre de la mobilité GNV. Il affiche un objectif de 12 TWh de gaz vert dans les réseaux en 2023. A date, 191 sites injectent du biométhane dans le réseau de gaz. Les deux principaux



- Agricole autonome
- Agricole territorial
- Station d'épuration
- Déchets ménagers
- ISDND*
- Industriel territorial

*Installation de stockage de déchets non dangereux

Typologies des sites d'injection de biométhane en France - Fin 2019

Source : GRDF

gestionnaires du réseau de transport de gaz français, TEREGA et GRTgaz, doivent pouvoir assurer la construction de l'infrastructure d'injection et le contrôle du biométhane sur le réseau. 21 sites de production de biométhane sont actuellement raccordés au réseau GRTgaz, soit 10% des sites concernés par l'injection (20% de la puissance).

Ensuite, il faut pour ces acteurs sécuriser la distribution de gaz naturel, en fiabilisant l'approvisionnement réseau et la gestion des mécanismes de stockage et assurant des contrôles de qualité sur le gaz injecté après épuration, cela engendrant un écosystème de producteur non centralisé et divers.

Enfin, il s'agit d'assurer la juste facturation en contrôlant exactement la quantité d'énergie effectivement délivrée à un point de livraison. Le pouvoir calorifique supérieur (PCS) du biométhane, pour simplifier sa puissance en tant que carburant, au moment de l'injection est inférieur de 7% à 16% à celui du gaz naturel.

Pour continuer à facturer la quantité d'énergie livrée, en Wh donc, il est nécessaire pour les distributeurs et transporteurs de suivre dans les zones où il y a une injection de biométhane (multiples gaz en transport sur ce réseau) suivre l'évolution du PCS sur le réseau et au niveau des points de livraison. Une des solutions peut être l'amélioration et l'automatisation de modèles de simulation hydraulique. Au Royaume-Uni, ce coût est reporté sur le producteur avec un enrichissement au propane du biométhane avant injection, le gaz injecté devant respecter



L'usine Ecocea, à Chagny, Saône-et-Loire, opérée par Dalkia Waste Energy, elle traite 300 tonnes d'ordures ménagères par jour pour être valorisée en biogaz. Dalkia Waste Energy a été cédée par Dalkia à Paprec au cours du 3ème trimestre 2021.

une certaine norme, mais le régulateur revient sur cela étant donné le poids de l'enrichissement sur la filière et les objectifs d'injection.

Se tournant vers Engie et Dalkia, respectivement 16 et 25 unités de production, il s'agit de gérer un processus de production décentralisé, de pérenniser leur statut d'acteur de référence sur la dimension énergétique notamment auprès de leur client public, alors que cette activité reste marginale pour ces énergéticiens. Dès 2015, Dalkia a enrichi son offre de

solutions avec l'acquisition de 100% de Verdesis. Il s'agit donc dans ce contexte de capitaliser sur leur savoir-faire pour s'imposer sur ces nouveaux modes de production énergétiques en face de nouveaux entrants spécialistes.

Enfin, la filière du gaz renouvelable, spécifiquement de la méthanisation s'organise autour d'une collaboration entre les porteurs de projet, les constructeurs, les équipementiers (installateurs comme Host, Valogreen ou le Groupe Lingenheld entre autres) et les exploitants. Elle est composée de petites unités de productions, potentiellement propriété d'un agriculteur, qui injectent dans le réseau après une épuration ou transforment en électricité et vendent en contrat EDF OA (contrats d'achats pour les installations produisant de l'électricité à partir de biogaz sur base d'arrêtés tarifaires). La fédération de la filière repose donc sur des regroupements d'acteurs comme France Gaz Renouvelable et Biogaz Vallée mais également le syndicat agricole FNSEA, en plus du distributeur.

Pour donner suite à une augmentation des accidents depuis 2017, le ministère de la Transition énergétique a annoncé également un renforcement de la réglementation, et un durcissement des exigences de mise en sûreté et de maintenance des sites, incluant des notions de maintenance prédictive. Un enjeu de taille pour la production.

Le potentiel de la France pour la production de biogaz et notamment de biométhane, repose sur un gisement important étant donné son secteur agricole. D'une étude référente de l'ADEME (2013), Sia Partners estimait le gisement potentiel de la France à 360 Mtonnes de biométhane soit 203 TWh. 82% de ce potentiel de production de biométhane est directement agricole (déjections d'élevages et résidus de cultures). On estime le gisement mobilisable en 2030 à 56 TWh/an. Les dispositifs d'appel à

projet de l'ADEME appuient également à la fois des projets de méthanisation mais également accompagne le développement technologique de la filière.

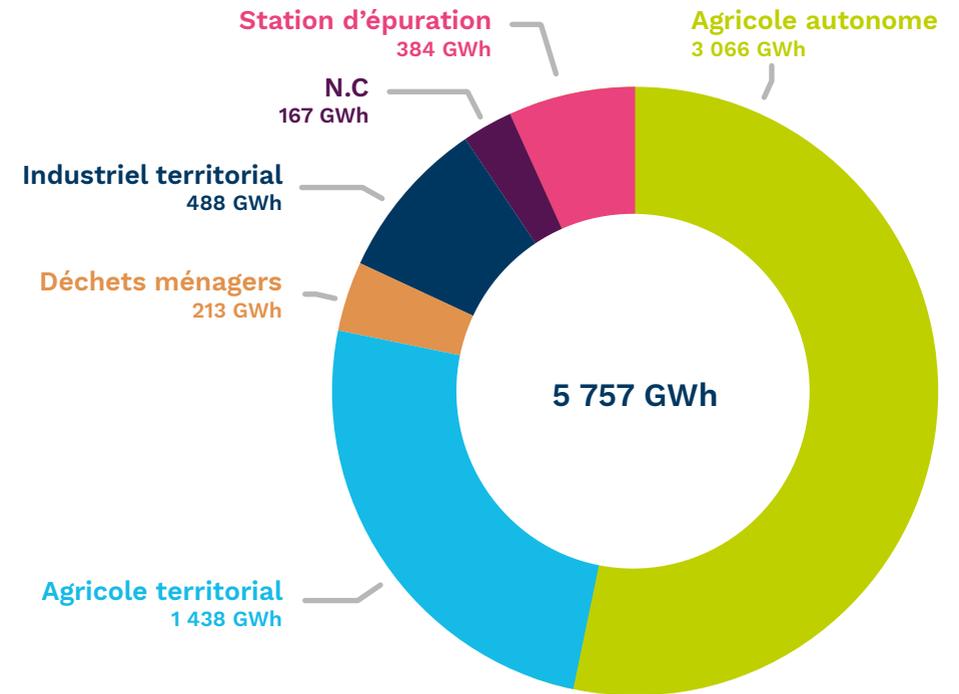
La traçabilité du biométhane, une fois injectée dans le réseau est assurée par un système de garantie d'origine dont le registre des Garanties d'origine est géré par GRDF. Ce mécanisme permet notamment d'ouvrir des offres de biométhane à l'ensemble du territoire parce qu'il élargit le périmètre d'achat du biométhane au-delà de sa consommation, destinée à être locale en décorrélant la consommation physique d'une molécule de biométhane et sa vente contractuelle. La limite de ce système est précisément le différentiel de PCS déjà évoqué entre gaz naturel et biométhane qui implique pour les transporteurs et distributeurs une traçabilité des flux gazier pour la facturation.

Enjeux : enjeux, changement du cadre législatif, début de trajectoire

En France, la majorité de 80% des installations valorisent directement cette production en énergie et en chaleur. Seulement 20% des unités de valorisation des déchets par production de biométhane font l'objet d'une injection (après épuration). La croissance de ce modèle (+79% des volumes injectés en 2020) repose sur les tarifs d'achat qui conditionne la rentabilité économique. En effet, si la production de biométhane est rentable alors que les coûts restent 4 fois supérieurs c'est grâce à un mécanisme extrêmement stabilisant de tarifs d'achat en vigueur depuis 2011 et pour une durée de 15 ans, bien supérieurs au marché du gaz en gros et qui sont souvent à peu près alignés avec le coût

actualisé de l'énergie pour chaque type d'exploitant. Une étude de Enea et GRDF estime une marge opérationnelle en moyenne de 27€/MWh pour un producteur agricole indépendant, avec toutefois une forte incertitude sur ce coût actualisé de l'énergie due à la diversité des projets.

Dans ce cadre, la nouvelle PPE prévoit surtout une diminution des tarifs d'achat et à la mise en place d'appels d'offre, invitant à une réduction des coûts de production. Cela alerte les acteurs de la filière alors qu'il faudra du temps, des objectifs cohérents avec la réalité du terrain et un soutien public fort pour atteindre les objectifs initiaux de 10% de gaz injecté renouvelables.



Capacités de biométhane installées en France par type de site

Chapitre 02

Dossiers

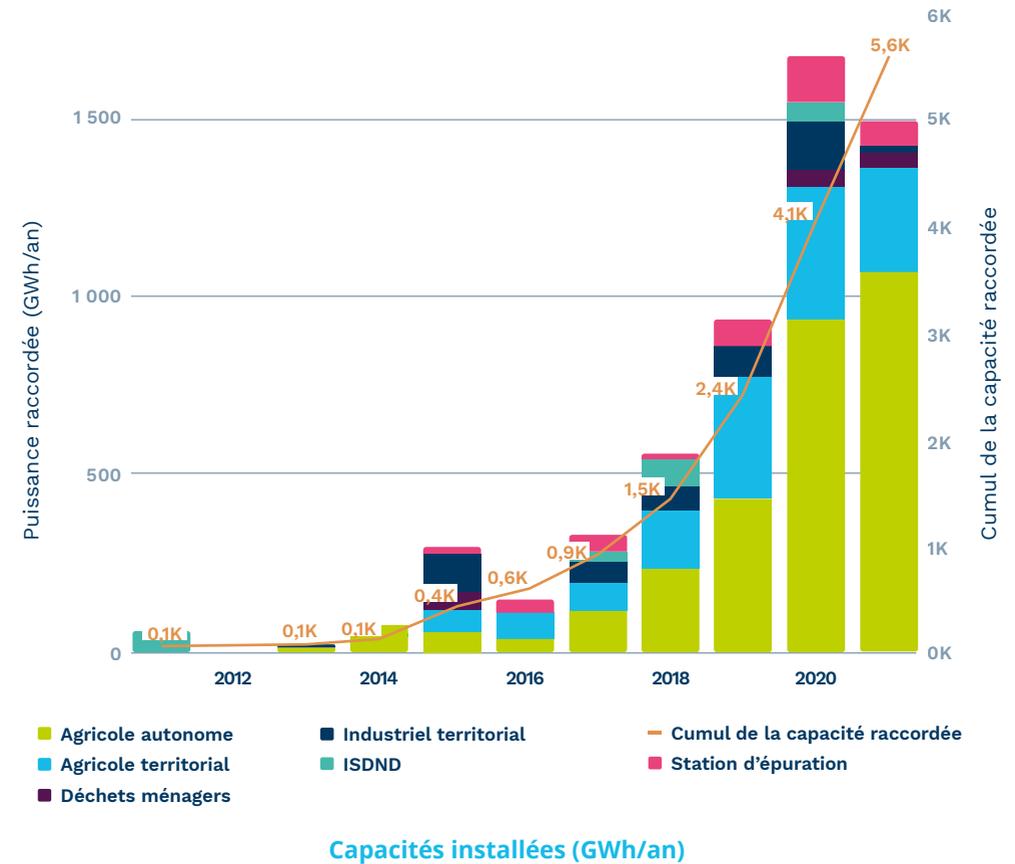
La posture de la nouvelle PPE est d'amener la filière à une réduction importante des coûts et donc plus de compétitivité avec ce nouveau modèle.

Parmi les pistes majeures pour la réduction des coûts, on peut citer :

- Une augmentation de la quantité produite avec une optimisation du nombre et de la taille des installations pour permettre des économies d'échelle. Cela peut également passer de façon exogène par des mesures de valorisation obligatoire des déchets ;
- L'optimisation de la quantité et qualité produite par la maîtrise des intrants qui va également de pair avec la standardisation des équipements et qui passe également par une intégration aux fonds propres ou une contractualisation des fournisseurs d'intrants ;
- La compétitivité des installations d'épuration, d'abord sur les OPEX, avec une meilleure efficacité énergétique mais également avec un CAPEX diminué de 10%, alors que cela représente l'investissement le plus conséquent sur une installation de ce type.

Chapitre 02

Dossiers

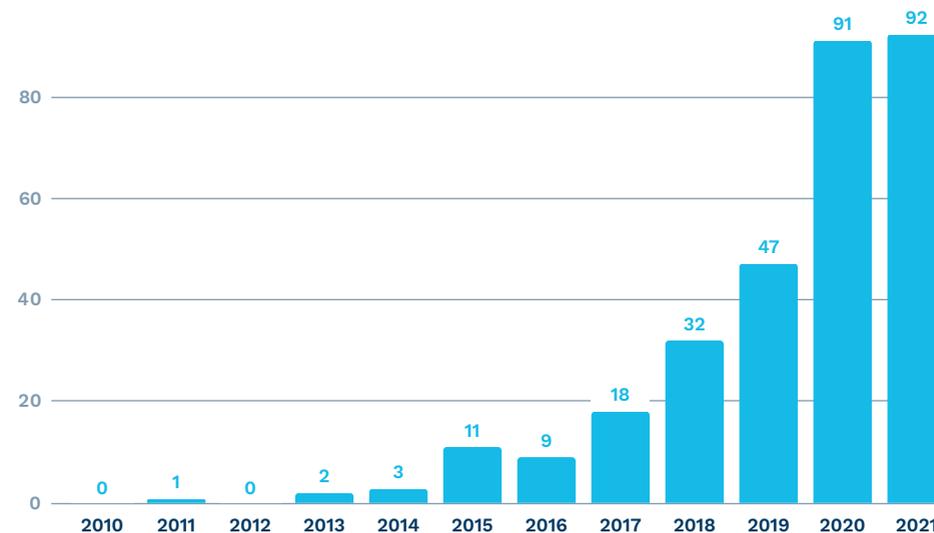


Tout cela amène en réalité à trouver pour la filière la bonne taille d'installation, à la bonne distance des exploitations pour permettre à la fois des économies d'échelle, une diversité des intrants tout en limitant le coût de transport des intrants. Le modèle actuel, et la prise en charge par l'ADEME d'une partie des coûts de raccordement va plutôt dans le sens de méthaniseurs proches des grandes exploitations agricoles.

On peut également rappeler que si le transport d'intrants peut avoir des coûts de logistiques importants pour l'agriculteur, ce qui notamment amène des modèles d'injection centralisée avec un transport de gaz entre le méthaniseur et l'épurateur qui est le centre d'injection, le transport de gaz a des enjeux logistiques de sécurité propre. L'optimisation sur un mélange de différents intrants permet d'améliorer les performances du méthaniseur et donc d'augmenter

la production d'énergie pour une infrastructure donnée. Un méthaniseur de biométhane peut ainsi être le projet de plusieurs agriculteurs qui par ailleurs se fournissent en matière première auprès d'agriculteurs de la région. Une marketplace comme enia répond à cet enjeu d'échange et de commercialisation de matières organiques pour la biométhanisation.

Il s'agit maintenant pour les acteurs de se rassembler autour d'enjeux communs, de créer des alliances fortes au sein de l'écosystème afin de coordonner le développement de la filière, à l'image de collectifs régionaux comme Prometha ou Métha'Synergie. Notamment dans un contexte où l'une des principales barrières à l'installation de digesteur, particulièrement pour les déchets ménagers et les boues urbaines reste le recours par des associations de riverains réticents et l'appréhension de la gêne occasionnée.



Nombre de sites mis en service par année

Au niveau des investisseurs, l'étude d'enea et GRDF précédemment citée recommande à la fois le rapprochement des investisseurs avec les porteurs de projet qui permettrait une meilleure visibilité de la faisabilité des projets et à terme d'atteindre un volume d'investissements suffisant, une diversité des acteurs pour le financement de projet afin de mutualiser les risques et dynamiser le développement de la filière. Elle préconise également le développement d'un modèle de fonds de garantie.

Le développement de la mobilité terrestre et fluviale est également un axe majeur de développement de la filière. 23% des Garanties d'Origine en 2020 ont été utilisées sous forme de BioGNV.

Enfin, la méthanisation est une des trois grandes filières de gaz amenées à se développer parmi la méthanation et la gazéification.

La méthanation est une autre manière de produire du méthane renouvelable est la production de méthane de

synthèse produit à partir d'électricité renouvelable par le procédé power-to-gaz. Par électrolyse, on produit de l'hydrogène puis du méthane par hydrogénisation du CO ou CO₂.

La pyrogazéification de résidus solides valorise les déchets tels que les résidus de bois et les déchets ultimes CSR, « combustibles solides préparés à partir de déchets non dangereux destinés à être valorisés énergétiquement dans des installations d'incinération ou de co-incinération » (définition du comité européen de normalisation). La notion de CSR fait actuellement l'objet d'une polémique, certains dénonçant une « course aux déchets » ou la notion même de déchets est floutée.

QUELLE PLACE POUR L'HYDROGÈNE DANS LES SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES DE DEMAIN ?

— 2.7 —

L'hydrogène fait beaucoup parler de lui depuis ces dernières années et pour cause, il est partout, on l'utilise déjà dans de nombreux secteurs industriels, et il est au cœur des discussions politiques et économiques aujourd'hui.

L'hydrogène (H) est un des 92 éléments naturels composant l'univers. C'est le premier sur le tableau périodique de Mendeleïev. Le terme courant d'hydrogène désigne en réalité le dihydrogène, molécule constituée de deux atomes d'hydrogène, et par simplification, nous l'appelons communément « hydrogène ». C'est le principal composant des étoiles et des planètes gazeuses faisant de lui l'élément chimique le plus abondant de l'univers. On estime aujourd'hui que 75% de l'univers est composé d'hydrogène en masse et plus de 90% en nombre d'atomes.

Il est aussi très présent sur Terre mais rarement à l'état pur car les atomes d'hydrogène sont presque toujours liés à d'autres comme l'oxygène dans l'eau (H₂O) ou le carbone dans les hydrocarbures (HC) qui sont les deux sources principales d'hydrogène aujourd'hui. Et contrairement aux énergies primaires (charbon, pétrole...), l'hydrogène n'est pas une énergie en tant que telle mais un vecteur énergétique, tout comme l'électricité, servant à transporter de l'énergie issue d'une source primaire (pétrole, uranium) jusqu'aux usagés.



Unité de production d'hydrogène par vaporeformage à la raffinerie de Total Energy de Jubail, en Arabie saoudite.

Production d'hydrogène

Les deux principales méthodes de production d'hydrogène aujourd'hui sont :

- Le vaporeformage ou reformage à la vapeur, qui est le procédé de production de gaz de synthèse à partir de gaz naturel (essentiellement composé de méthane CH_4), porté à une température s'élevant entre 700 et 1100 °C. La vapeur d'eau et le méthane réagissent en faisant une réaction dégageant du monoxyde de carbone (CO_2) et de l'hydrogène (H_2)
- L'électrolyse de l'eau (H_2O), qui consiste à soumettre les molécules d'eau à un courant électrique, permettant sous forme de vapeur, de dissocier les molécules d'oxygène à celles d'hydrogène.

L'hydrogène a plusieurs dénominations aujourd'hui : elles se déclinent par couleur, faisant référence aux différentes méthodes de production de celui-ci (catalogue proposé par l'IRENA Agence internationale des énergies renouvelables).

COULEUR	MATIÈRES PREMIÈRES UTILISÉES	MÉTHODE DE PRODUCTION
Brun	Lignite	Gazéification du lignite puis vaporeformage, ou vapocraquage du syngas
Noir	Charbon	Gazéification du charbon puis vaporeformage, ou vapocraquage du syngas
Grís	Méthane / Gaz naturel	Vaporeformage
Bleu	Méthane	Vaporeformage + captage CO_2 gazeux
Turquoise	Méthane	Pyrolyse + captage CO_2 solide
Vert	Eau / Biomasse	Électrolyse + électricité renouvelable / combustion Fermentation anaérobie (méthanisation) ou gazéification
Jaune	Eau	Électrolyse + électricité nucléaire
Fluo	Eau	Électricité du réseau, mélangeant nucléaire, gaz et renouvelables

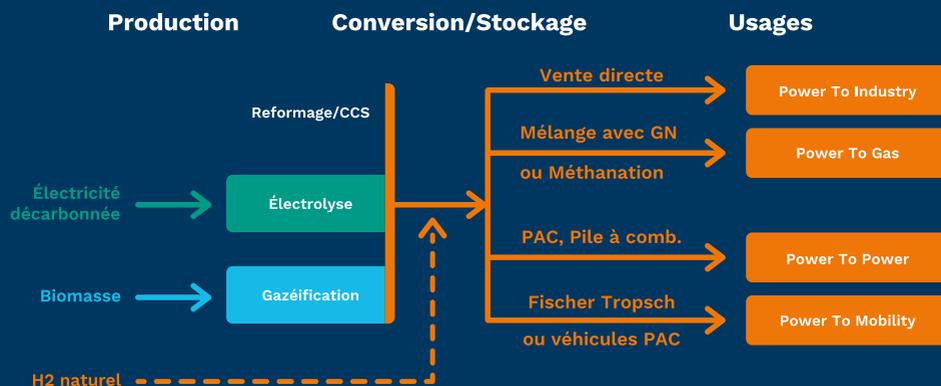
En 2020, 75 millions de tonnes d'hydrogène ont été consommées dans le monde dont 90% est produit à partir d'énergies fossiles.

75M
tonnes
d'hydrogène

90%
d'énergie fossile

Les deux principaux fournisseurs d'hydrogène sont les Etats-Unis et la Chine, qui produisent respectivement environ 10 millions de tonnes/an. A titre de comparaison, la France se trouve loin derrière avec 1 million de tonnes/an (1,5% de la production mondiale), utilisant principalement les hydrocarbures (40%), le gaz naturel (40%), le charbon (14%) et l'électrolyse (6%). Plus de la moitié de la production française d'hydrogène est destinée au raffinage (59%), plus d'un tiers à l'industrie de la chimie (26% ammoniac et engrais, 10% autres) et enfin 5% pour la métallurgie spatiale.

Dans le monde, l'hydrogène est également utilisé dans d'autres secteurs tels que le transport, le bâtiment ou encore la production d'électricité.



La chaîne hydrogène simplifiée : de la production aux usages

Les usages historiques de l'hydrogène

Industrie pétrolière

L'industrie pétrolière est l'un des deux secteurs principaux à utiliser l'hydrogène dans ses processus. Il est utilisé comme réactif dans les procédés de raffinage des bruts en produits pétroliers, carburants et biocarburants. Son utilisation permet la désulfuration ou l'adoucissement des carburants et la conversion en produits plus légers (élimination du soufre lors du raffinage des carburants), qui nécessitent d'importants volumes d'hydrogènes (allègement des hydrocarbures lourds).

Industrie chimique

L'industrie chimique est le second grand secteur consommateur d'hydrogène aujourd'hui. Associé à de l'azote, il permet de fabriquer de l'ammoniac, qui est la base des engrais. Il permet également la production d'autres produits chimiques tels que les amines, le méthanol, ou encore l'eau oxygénée par exemple. C'est aussi un réactif qui entre dans la composition des fibres textiles comme le nylon, des mousses polyuréthanes et diverses matières plastiques.

Secteur métallurgique

Pour ses usages moins connus du public, l'hydrogène est aussi utilisé pour les atmosphères de traitement thermique permettant la production de pièces mécaniques (frittage de pièces moulées) ou la modification de leurs propriétés (recuit de pièces métalliques).

Secteur électronique

L'hydrogène est utilisé dans l'industrie électronique comme gaz vecteur, c'est-à-dire permettant de transporter des gaz actifs. Il rend possible la fabrication de composants électroniques et garantit une protection efficace contre l'oxydation et les impuretés.

Secteur métallurgique

L'hydrogène est également employé dans la fabrication du verre plat, non pas en tant que vecteur énergétique mais pour la conception des équipements tels que les écrans plats. Le procédé « Float » est employé pour une grande partie du verre plat où un mélange hydrogène/azote de haute pureté constitue une atmosphère de protection au verre en processus de solidification dans un bain d'étain en fusion.

Transport et mobilité

Dans l'aéronautique, l'hydrogène pourrait alimenter soit des piles à combustible qui génèrent de l'électricité pour alimenter des moteurs électriques, soit directement des réacteurs

En France, alors que le gouvernement ambitionne de voir décoller les premiers avions commerciaux dès 2035, Air Liquide, Airbus et le Groupe ADP ont présenté en juin 2021 un protocole d'accord pour préparer l'évolution des infrastructures aéroportuaires avant cette échéance. Airbus a récemment dévoilé trois concepts d'avions qui pourraient être propulsés à l'hydrogène, dont une aile volante

- Le premier : un turboréacteur transportant entre 120 et 200 passagers (soit l'équivalent d'un A220 ou d'un A320) avec une autonomie de plus de 3.500 kilomètres. Il serait alimenté par une turbine à gaz fonctionnant à l'hydrogène, stocké dans des réservoirs situés dans la partie arrière du fuselage.
- Le second serait un avion régional turbopropulseur (à hélices) pouvant embarquer jusqu'à 100 passagers sur 1.800 kilomètres.

- Le troisième concept : une aile volante d'une capacité et autonomie semblable au concept de turboréacteur (100 passagers et 1.800 kilomètres d'autonomie)

Ce calendrier correspond à l'objectif d'un « avion neutre en carbone », fixé début juin par le gouvernement français, qui a prévu d'y consacrer 1,5 milliard d'euros d'ici à 2022 dans le cadre de son plan de soutien au secteur aéronautique. Les États ont fait de l'hydrogène un axe majeur de développement : l'Allemagne a prévu un plan de 9 milliards d'euros pour développer ses usages, la France prévoit 7 milliards d'euros.

Cependant, expérimentale, la technologie *n'est pas suffisamment mûre pour embarquer de l'hydrogène dans des avions de façon viable et pour des usages équivalents aux avions classiques d'aujourd'hui. Certes trois fois plus léger que le kérosène, l'hydrogène demeure complexe à stocker, et nécessite environ quatre fois plus d'espace que le kérosène et surtout doit être liquéfié à -250 degrés.*

Au-delà de la complexité de mise en œuvre, il s'agit en réalité de développer une filière de production complète et permettant de produire de l'hydrogène décarboné, c'est-à-dire obtenu par électrolyse de l'eau.



Secteur automobile

En 2020, 20 000 véhicules circulent à l'hydrogène dans le monde et seulement 20% en Europe. L'Allemagne a annoncé qu'elle allait investir pas moins de 9 milliards d'euros dans l'hydrogène. Le « Plan Hydrogène » de l'Union Européenne mis en place en 2020 prévoit une production massive de cette énergie pour la décennie à venir et redonne de l'espoir pour obtenir des prix plus attractifs et un réseau de recharge déployé en France et dans le monde.

L'un des principaux freins au développement de ce vecteur énergétique reste le coût élevé du réservoir de stockage de l'hydrogène qui doit résister à une pression de 700 bars et qui constitue un réel danger en termes de sécurité. Le dihydrogène étant comprimé à haute pression, il devient explosif en cas d'impact important.

Actuellement, le secteur automobile reste encore très poussif notamment

en France car avec 10€ pour faire 100 kilomètres, il faudrait une baisse d'au moins 3€ pour que ce carburant soit compétitif. Les principaux constructeurs automobiles sont davantage focalisés à déployer leurs efforts pour réduire les émissions de CO₂ des voitures vendues en se pliant aux normes imposées par la Commission Européenne que par le fait que l'hydrogène soit une énergie d'avenir. Pour que la tendance change, il faudrait que l'Etat et les décideurs se penchent sérieusement sur la question du développement de l'hydrogène dans la filière.

Le néo-constructeur automobile français Hopium annonce la sortie de son premier prototype de berline à pile à combustible prévu pour juin 2021. La voiture devrait être commercialisée en 2026 et aurait une autonomie de 1000 kms en un seul plein réalisé en 3 minutes, avec une puissance de 500 cv et un bilan carbone neutre.

L'objectif est d'obtenir un véhicule propre à un prix abordable avec un réseau de recharge adapté. Son fonctionnement se fait avec un moteur électrique et un générateur chimique à pile à combustible. La pile à combustible génère ainsi de l'électricité qui va

alimenter le moteur du véhicule et recharger la batterie. La technologie utilisée s'appelle la PEMFC (Pile à Membrane échangeuse de protons ou Proton Exchange Membrane Fuel Cell) qui fonctionne à une température comprise entre 70°C et 80°C.



Une des 47 stations à hydrogène française à Evreux, Normandie.

Secteur ferroviaire

Si 80 % des circulations sont réalisées par des matériels roulants à traction électrique, les 20% restant correspondent à des trains fonctionnant au diesel, dont la plupart circulent en zone urbaine car la moitié des lignes ne sont pas électrifiées. Or le coût de l'électrification en France est généralement compris entre 350 000 euros et 1,5 million d'euros par kilomètre.

C'est pour cette raison que des trains diesel, ou hybrides diesel - électriques (sur batteries) sont encore utilisés. Or ce parc vieillit, et *groupe SNCF s'est fixé un objectif de 'zéro émission' d'ici 2035, indique une porte-parole, et l'un de ses leviers est le verdissement de ses matériels.*» Pour y parvenir, l'entreprise compte sur une nouvelle génération de trains bimodes, qui récupèrent et réutilisent l'énergie de freinage du train, ainsi que sur des modèles 100% électriques qui embarqueront des batteries.

Le coût actuel est 30% plus cher qu'un train Diesel à cause des réservoirs d'hydrogène et de la pile à combustible.

Depuis 2018, 2 trains à hydrogène circulent en Allemagne et une commande de 27 trains (Alstom) d'ici 2022 pour la région de Francfort.

L'avantage du train à hydrogène est qu'il ne nécessite pas de coût supplémentaire pour l'infrastructure ferroviaire par rapport à la traction Diesel, mais il faudra mettre un place un réseau suffisamment étendu d'équipements de ravitaillement, de production et de transport d'hydrogène.

L'industrie ferroviaire a fait le choix d'avoir recours aux batteries électrochimiques et qu'une première circulation pour 2022 de trains à hydrogène était opportune, parallèlement à la circulation de trains avec batteries ou de trains hybrides (batteries-gazole) même si les coûts de maintenance et autres coûts variables sont considérablement plus élevés que pour les autres alternatives, en partie à cause de la vulnérabilité et de la durée de vie limitée des piles à combustible.

Alstom a fait rouler pour la première fois en France en septembre 2021 Le Coradia iLint au centre d'essai ferroviaire de Valenciennes. Il s'agit du premier train de passagers au monde alimenté par une pile à hydrogène, qui

produit de l'énergie électrique pour la traction. L'entreprise développe en parallèle un autre modèle bi-mode caténaire-hydrogène, qui constituerait une alternative aux motrices hybrides diesel -électrique.



Après la Hollande et l'Allemagne, le train à hydrogène Coradia iLint d'Alstom a circulé pour la première fois en France en 2021.

Le power to power, une nouvelle façon de produire de l'électricité

L'hydrogène est encore au stade expérimental en ce qui concerne la production d'électricité. A ce jour, seules quelques turbines à gaz utilisent des gaz riches en hydrogène et environ 363 000 unités de piles à combustible (1 600 MW) ainsi que 6 sites de stockage d'énergie installés dans le monde. L'hydrogène est intéressant car il permet de stocker durablement l'énergie et de répondre à l'intermittence de l'électricité tout en augmentant l'utilisation des énergies renouvelables dans le mix énergétique. En été, l'hydrogène permet de stocker le surplus d'électricité produit par des panneaux solaires dans des réservoirs sous forme d'énergie chimique dans un gaz (le dihydrogène). L'hiver, lorsque les panneaux solaires ne produisent pas assez d'électricité, le surplus de dihydrogène stocké, est converti en électricité grâce à une pile à combustion. Avec 1 kilo de dihydrogène, la consommation d'électricité d'une famille de quatre personnes est assurée pendant 3 jours. Pour autant, une maison de

100m² peut difficilement être alimentée exclusivement via des panneaux solaires car il faudrait 100m² de toiture pour couvrir les besoins en électricité d'une famille de quatre personnes.

Dans le cadre du projet européen EU-H2020 Remote, Engie EPS (filiale d'Engie pionnière dans le secteur de l'hydrogène depuis 2005) a développé une technologie propriétaire de stockage d'énergie à base d'hydrogène permettant à l'entreprise d'énergie renouvelable grecque nommée « Horizon » d'alimenter une unité de transformation agroalimentaire autonome en énergie sur le site d'Agkistro.

La technologie d'Engie EPS consiste en un système « Power-to-Power » à base d'hydrogène utilisant un électrolyseur qui convertit l'électricité en hydrogène (Power-to-Gas), et un système de piles à combustible, qui reconvertit l'hydrogène stocké en grandes quantités en électricité (Gas-to-Power).

Le système bénéficiera de la disponibilité continue de l'énergie hydroélectrique renouvelable qui permet de minimiser le dimensionnement du Power-to-Gas, tout en couvrant la demande de pointe en électricité et en garantissant une énergie de secours grâce à l'énergie nette équivalente au stockage de

500 kWh d'hydrogène. La mise en service et les essais de réception du site ont été réalisés avec succès.

Cette technologie permet la réalisation de micro-réseaux 100% verts. Engie EPS a pour ambition de développer cette offre à l'échelle industrielle.

Application du power to power pour décarboner le secteur tertiaire

Dans le secteur du bâtiment, l'hydrogène reste pour le moment une voie potentielle d'utilisation pour l'approvisionnement en chaleur des bâtiments. Des projets expérimentaux sont en cours comme le projet GrHyd lancé en France en 2017. Ce projet piloté par Engie en partenariat avec GRDF, le CEA, Areva, H2Gen et l'Ademe a pour objectif d'alimenter une centaine de logements en chauffage, en eau chaude, et en cuisson grâce à de l'hydrogène décarboné. Cet hydrogène est mélangé au gaz naturel, sans dépasser 20% du volume total de gaz distribué. Cette technique est appelée le power to gas. En Europe, le Royaume-Uni, le Danemark, ou encore la Suisse ont également lancé des projets expérimentaux sur le Power to gas dans l'habitat. Mais c'est l'Allemagne qui est le plus avancé dans ce domaine avec le lancement du plus grand démonstrateur du monde avec une puissance de 6MW (projet Energiepark Mainz).

Dans le reste du monde, quelques projets moins imposants existent en Amérique du Nord et au Japon.

La France a pour objectif d'augmenter la part des énergies renouvelables de 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % de cette consommation en 2030. Le power-to-gas est amené à se développer car il représente une opportunité de palier à l'intermittence des EnR en stockant leur surplus d'énergie produit et permet de produire du gaz décarboné.

D'après une étude réalisée pour l'ADEME, GRDF, et GRTgaz, en 2050 le power-to-gas permettrait de produire entre 20 et 30 TWh/an de gaz décarboné.

Le projet français et dénommé GrHyd montre qu'il est possible et sans investissements majeurs d'injecter 6% d'hydrogène dans le réseau de gaz et jusqu'à 20% sous certaines conditions.

Chapitre 02

Dossiers

Cet extrait du rapport des opérateurs gaziers sur les conditions techniques et économiques d'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel (juin 2019) montre que les investissements nécessaires au-delà de 20% d'hydrogène injecté dans le réseau deviennent disproportionnés par rapport au gain attendu.

Actuellement le principal frein au développement du power to gas est le coût du gaz décarboné qui est le double du coût du gaz naturel fossile lié aux

coûts des infrastructures élevés. Pour se déployer à grande échelle et faire baisser les coûts de la filière power-to-gas, l'Etat devra mettre en place des aides et incitations aux entreprises.

En complément, la filière power-to-gas pourrait se financer en faisant payer aux gestionnaires de réseaux le déchargement surplus d'électricité de leur réseau qui l'userait inutilement et leur ferait à l'avenir, potentiellement payer une taxe sur leurs externalités négatives.

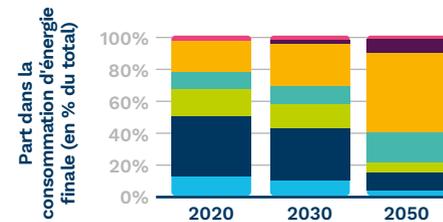
Chapitre 02

Dossiers

Dans son scénario Net Zero Emissions, l'AIE (Agence Internationale de l'Energie) prévoit une progression de l'hydrogène comme vecteur énergétique, avec un doublement de sa consommation d'ici à 2030 et une multiplication par 5 en 2050. La part de ce vecteur dans la consommation d'énergie finale resterait cependant sous les 10%.

Dans ce scénario, l'hydrogène serait au 2/3 carboné en 2030. On remarque ainsi une forte croissance de la production de l'hydrogène par électrolyse, dont l'intensité carbone est corrélé au mix énergétique du pays producteur.

Répartition de la consommation d'énergie finale par source énergétique dans le scénario NZE sur la période 2020-2050



Sources de production d'hydrogène dans le scénario NZE sur la période 2020-2050

L'évolution de la part de l'hydrogène dans le scénario Net Zero Emissions de l'AIE

Source : Rapport de l'AIE (2021), Net Zero Emission

Les potentiels d'évolution du marché de l'hydrogène en France et en Europe

Aujourd'hui, la majeure partie de l'hydrogène utilisé dans les industries et le transport est qualifié de « non propre » car produit à partir d'énergies fossiles. Ces méthodes de production sont moins onéreuses que l'électrolyse, poussant les industriels à favoriser l'hydrogène non décarboné dans leur processus de production. On observe aujourd'hui le fait que les technologies de l'électrolyse arrivent à maturité, avec une division des coûts par 4 depuis 2010, ouvrant la voie vers le développement de la filière électrolyse de l'hydrogène, largement soutenu par le gouvernement français.

La filière hydrogène est freinée par d'autres problématiques de volume et de sécurité liés à la propriété explosive de l'hydrogène, qui rendent son transport et son stockage délicat.

Pour y répondre, le gouvernement met en œuvre diverses mesures et plans d'accompagnement de la filière afin de

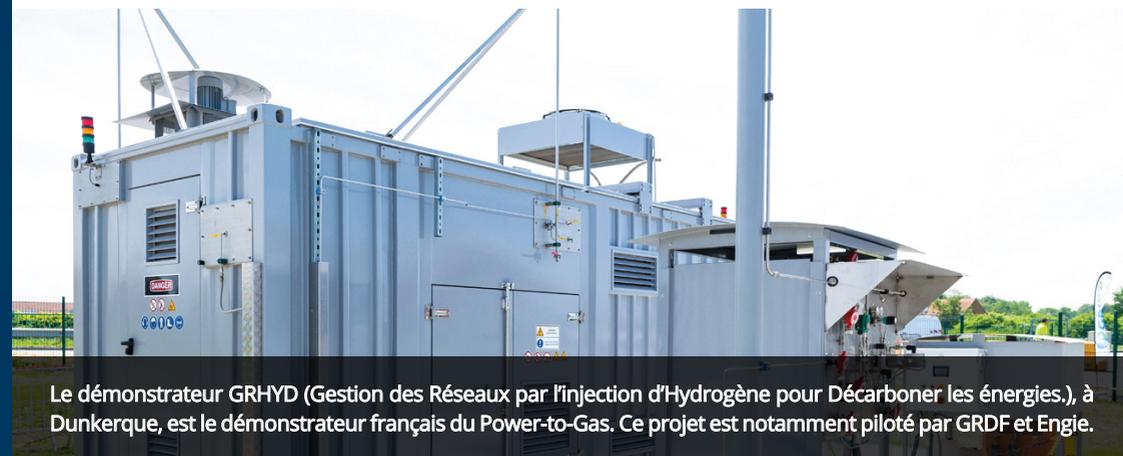
permettre la poursuite des recherches et avancées technologiques permettant une industrialisation des processus engendrant une réduction des coûts. Des taxes sont mises en place sur la pollution d'énergie « non propres » favorisant ainsi le développement d'énergies propres et renouvelables.

La France et l'Allemagne font partie des premiers pays à déployer un plan hydrogène en soutenant la filière par divers programmes de soutiens financiers et d'accompagnement (PIA, ADEME, BPIFRANCE...) lancés entre 2018 et 2020. En France, le Gouvernement annonce l'installation d'un Conseil National de l'Hydrogène le 11 janvier 2021, ayant pour objectif d'assurer la mise en œuvre de la Stratégie Nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné. L'objectif du gouvernement est clair : l'hydrogène sera « l'énergie d'avenir de la France » et de nombreux

emplois seront créés dans ce secteur (entre 50.000 et 100.000).

Dans le cadre du plan de relance, 7 milliards d'euros seront investis d'ici 2030 (2 M€ d'ici 2022), afin de répondre à trois enjeux combinant transition écologique et développement

technologique : la décarbonation de l'industrie et l'émergence d'une filière française de l'hydrogène, le développement des mobilités lourdes à l'hydrogène ainsi que le soutien à la recherche, l'innovation et le développement des compétences.



Le démonstrateur GRHYD (Gestion des Réseaux par l'injection d'Hydrogène pour Décarboner les énergies.), à Dunkerque, est le démonstrateur français du Power-to-Gas. Ce projet est notamment piloté par GRDF et Engie.

