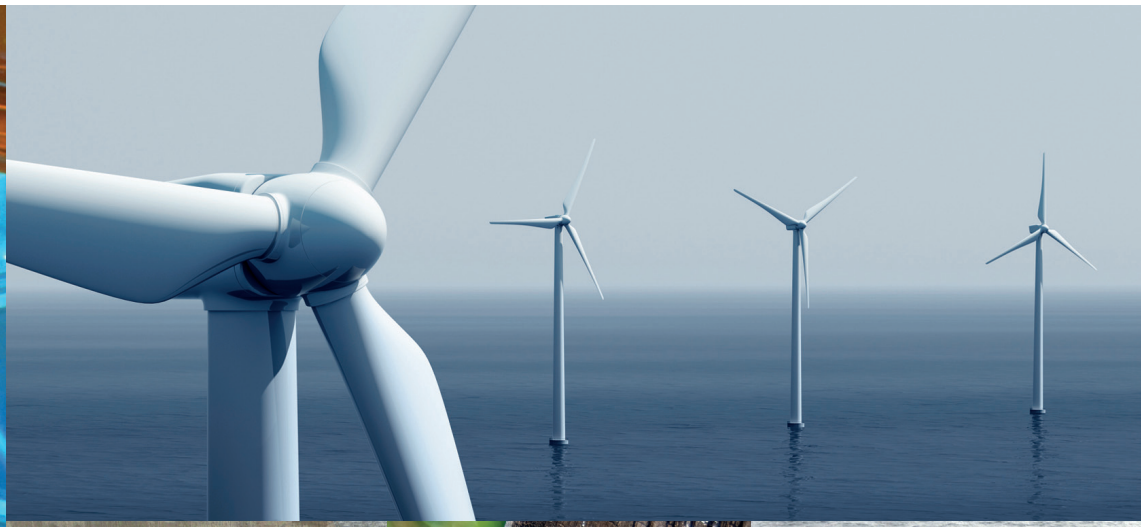
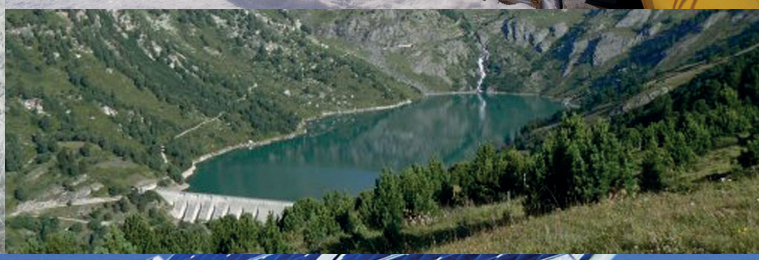
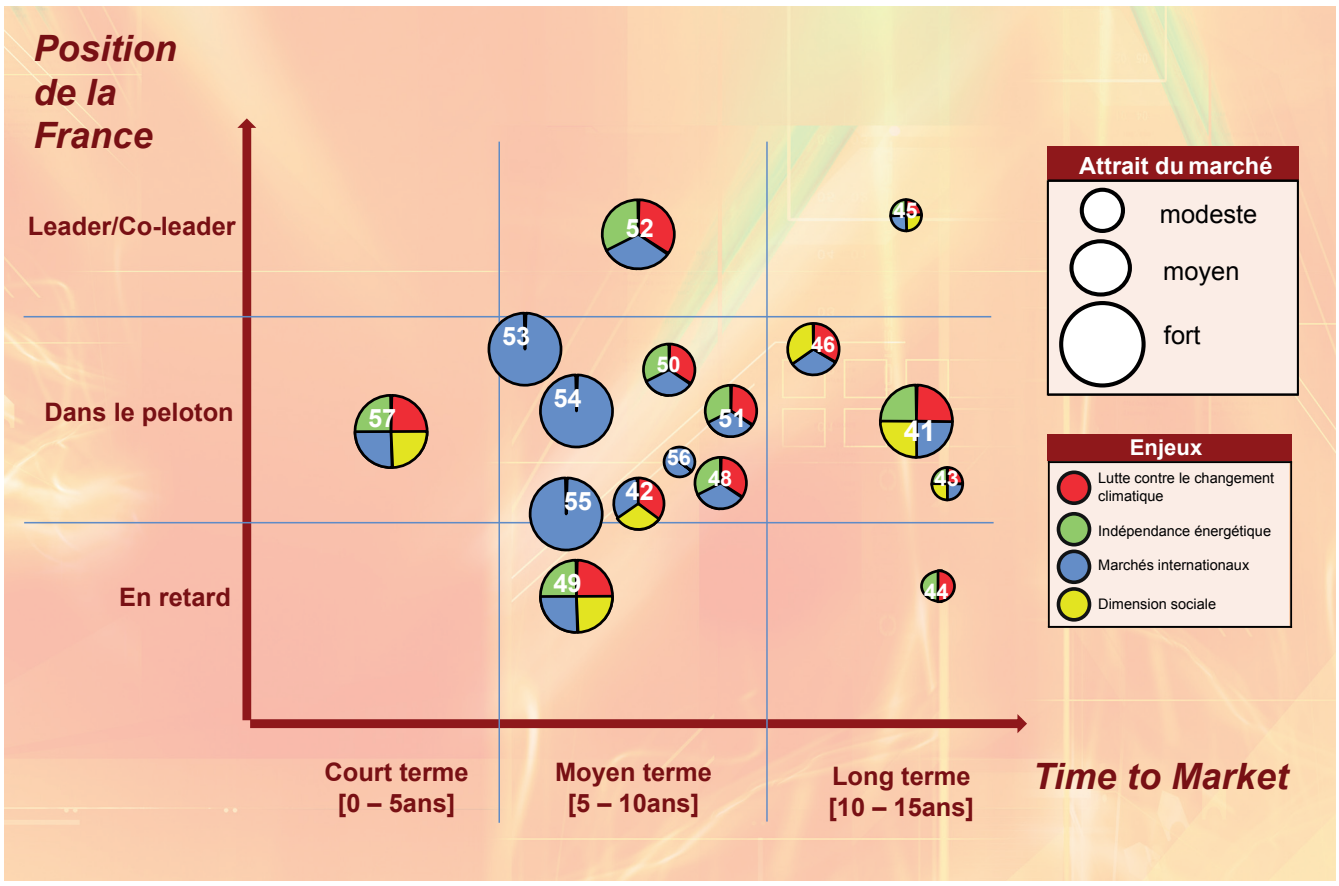
Énergie





Énergie

41. Carburants de synthèse issus de la biomasse
42. Solaire thermodynamique
43. Énergies marines
44. Piles à combustible
45. Technologies de l'hydrogène
46. Captage, stockage et valorisation du CO_2
47. Énergie nucléaire*
48. Solaire photovoltaïque
49. Énergie éolienne en mer
50. Géothermie
51. Stockage stationnaire d'électricité
52. Réseaux électriques intelligents
53. Technologies d'exploration et de production d'hydrocarbures
54. Technologies de raffinage des hydrocarbures
55. Technologies pour l'exploration, l'extraction et les traitements des ressources minérales
56. Carburants de synthèse issus de ressources fossiles
57. Biomasse et déchets : valorisation énergétique



(*) Considérant les caractéristiques en termes d'accès au marché qui peut être très court, dans le cas de la maintenance par exemple ou très long terme pour les aspects technologiques, le type de graphique ci-dessus n'est pas adapté à la représentation de la technologie clé « Énergie nucléaire» .

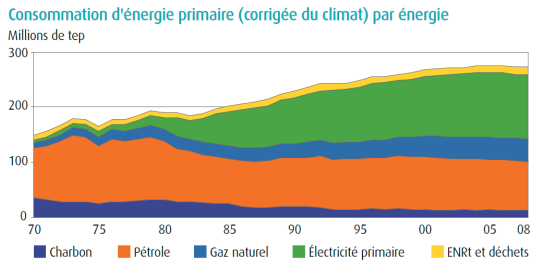
Contexte et enjeux

Le bilan énergétique national

La France était en 2007 le huitième plus grand consommateur d'énergie au monde, derrière les États-Unis (premier consommateur mondial), la Chine, la Russie, l'Inde, le Japon, l'Allemagne et le Canada. Avec 4,15 tep consommées par habitant et par an, elle se situe légèrement en dessous de la moyenne des pays de l'OCDE, soit 4,64 tep en 2007.

La consommation d'énergie primaire en France s'est élevée à 274 Mtep en 2008. Trois énergies dominent largement ce bilan : l'électricité (43 %), le pétrole (32 %) et le gaz naturel (15 %). Si la composition de ce « mix énergétique » a fortement évolué depuis les années soixante-dix, avec notamment la part importante prise par l'électricité d'origine nucléaire, elle a eu tendance à se stabiliser durant les années 2000. La consommation de pétrole, quant à elle, a eu tendance à se concentrer dans le secteur des transports.

Consommation d'énergie primaire (corrigée du climat) en France, par énergie (source : SoeS)

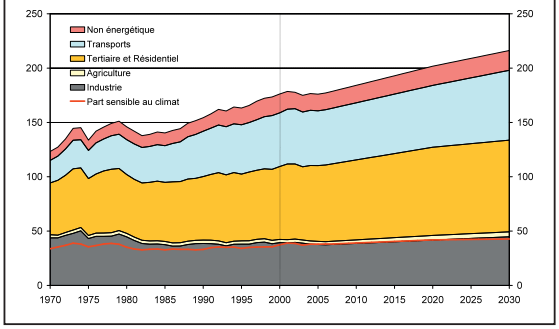


Selon les projections établies par la DGEC dans le scénario énergétique de référence publié en 2008, la croissance de la consommation d'énergie primaire serait de + 0,7 % par an d'ici à 2030, avec un léger ralentissement sur la dernière décennie (+ 0,6 % en moyenne). On note en particulier une forte croissance des énergies renouvelables, à la fois sous forme d'électricité (+ 2,5 % par an en moyenne) et de chaleur (+ 1,9 % par an), celles-ci ne représentant toutefois qu'une part mineure par rapport à l'électricité d'origine nucléaire, au pétrole et au gaz naturel ; l'évolution la plus notable concernerait le gaz naturel, dont la consommation, tirée par la production d'électricité, augmenterait au rythme de + 2,3 % par an.

Les évolutions sectorielles

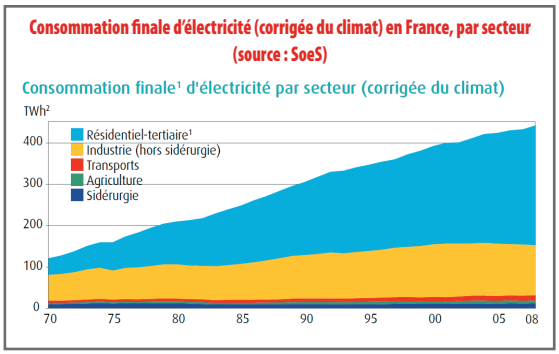
Depuis 1973, la part relative de l'industrie dans la consommation d'énergie au niveau national a fortement diminué (de 36 % à 23 %, hors branche énergie), alors que celle du secteur résidentiel-tertiaire s'est stabilisée et que celle des transports a connu une croissance significative (de 19 % à 31 %). À l'horizon 2030, la consommation d'énergie dans l'industrie devrait peu évoluer, sa part relative continuant donc à baisser.

Consommation finale d'énergie, énergétique et non énergétique par secteur (en Mtep) en France (source : SoeS)



Cette période a par ailleurs été marquée par une forte progression de la consommation d'électricité, qui a crû deux fois plus vite que la consommation globale d'énergie, résultat, pour l'essentiel, de la substitution massive du fioul par l'énergie nucléaire pour la production d'électricité. Le secteur résidentiel-tertiaire représente désormais à lui seul les deux tiers de la consommation finale d'électricité, contre 30 % pour l'industrie (y compris la sidérurgie), une part relative qui tend par ailleurs à décroître.

Consommation finale d'électricité (corrigée du climat) en France, par secteur (source : SoeS)



Les tendances au niveau mondial

Selon le scénario tendanciel de l'AIE, les besoins en énergie au niveau mondial pourraient croître de 84 % entre 2007 et 2050. En Chine, la consommation d'énergie pourrait doubler d'ici à 2030 ; toutes les sources d'énergie seraient concernées, le charbon restant toutefois dominant, avec comme conséquence un doublement des émissions de CO_2 (pour lesquelles la Chine occupait déjà en 2007 la première place, devant les États-Unis). Toujours selon ce scénario, les énergies fossiles (charbon, pétrole et gaz naturel) représenteraient encore plus de 85 % de la fourniture d'énergie primaire au niveau mondial. De fait, si une stabilisation, voire une diminution des besoins en hydrocarbures des pays de l'OCDE est envisageable à court terme, ce ne saurait être le cas des pays en voie de développement.

Une des conséquences est que les préoccupations géopolitiques relatives aux marchés du pétrole et du gaz naturel sont appelées à jouer durablement un rôle clé en matière d'énergie. En effet, plus des deux tiers des réserves mondiales de pétrole conventionnel sont concentrés au Moyen-Orient, dont un quart en Arabie Saoudite. Les réserves de gaz naturel sont

elles-mêmes relativement concentrées : ainsi, la Communauté des États indépendants en détient environ un tiers. Au total, l'Opep et la Russie détiennent les trois quarts des réserves de pétrole, et trois quarts des réserves de gaz. La conséquence est qu'à long terme, l'économie mondiale est appelée à dépendre d'un nombre restreint de pays producteurs d'hydrocarbures, dans un contexte où la marge de manoeuvre des pays de l'Opep au niveau des moyens de production est limitée et où les capacités de raffinage sont sous tension. Dans cette situation tendue, tout aléa climatique ou géopolitique se traduit immédiatement par une flambée des prix.

Les ressources en hydrocarbures

La question du « pic pétrolier mondial » (« peak oil »), qui fait référence à la date à laquelle la production mondiale de pétrole atteindra son maximum puis commencera à décliner du fait de l'épuisement des réserves, fait l'objet de débats réguliers, les avis divergeant fortement à ce sujet.

Ce pic dépendra à la fois de l'évolution de la production et de la consommation (on introduit ainsi également la notion de « pic de la demande »). Le bilan des réserves prouvées pour les principales sources d'énergie, qui équivalent à 40 années de production pour le pétrole conventionnel, 70 années par le gaz naturel et l'uranium (utilisé selon les méthodes actuelles, hors réacteurs de quatrième génération qui multiplieront cette ressource de deux ordres de grandeur) et 170 années pour le charbon, montre qu'il n'y a pas de risque de pénurie à court terme, même pour les hydrocarbures. Des investissements massifs restent toutefois nécessaires : ainsi, selon l'AIE, près de la moitié de la capacité de production mondiale de gaz naturel devra être remplacée d'ici à 2030 en raison de l'épuisement des gisements. Il s'agit toutefois de perspectives à moyen-long terme ; dans l'immédiat, la récession économique qui a débuté en 2008 devrait avoir comme conséquence une diminution de la consommation énergétique en 2009, avec comme corollaire un tassement conjoncturel du cours des hydrocarbures.

Dans le cas du pétrole, trois leviers principaux devraient permettre de maintenir dans les prochaines années la production à un niveau suffisant :

- tout d'abord, le maintien des investissements dans l'amont pétrolier ; il faut toutefois noter que le rythme de découverte de nouveaux gisements s'est ralenti et que leur taille moyenne a diminué, ce qui implique que les investissements en exploration et pour la mise en production sont plus longs à amortir ;
- ensuite, une exploitation plus efficace des gisements existants : en moyenne, seulement un tiers du pétrole d'un gisement est récupéré ; l'amélioration de ce taux de récupération, par exemple grâce à la mise en oeuvre nouveaux procédés, permettra de repousser l'échéance d'épuisement de ces gisements ;
- enfin, l'exploitation de ressources non conventionnelles ; un des exemples les plus connus est celui des sables bitumineux de la province d'Alberta, au Canada ; le coût environnemental de cette exploitation est toutefois élevé et devra être incorporé dans la chaîne de valeur : déforestation, consommation de grandes quantités d'eau, rejets liquides (eaux usées) et gazeux (composés soufrés, en particulier)...

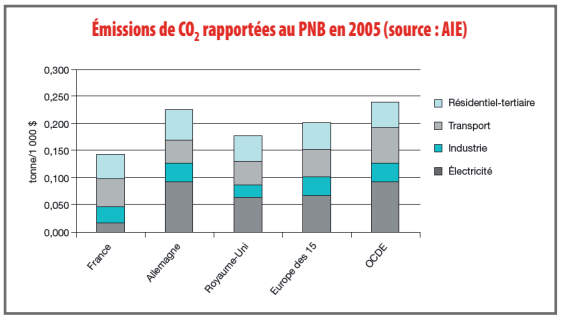
Par ailleurs, il faut souligner que les ressources pétrolières hors Opep sont en voie d'épuisement, ce qui implique une dépendance de plus en plus marquée vis-à-vis des pays de l'Opep, alors que certains de ceux-ci peuvent éprouver des difficultés (voire des réticences) à augmenter leurs capacités de production. Pour l'ensemble de ces raisons, les prix vont très probablement rester structurellement orientés à la hausse.

Le changement climatique

En matière de scénarios sur le changement climatique, il est devenu usuel d'utiliser l'échéance de 2050 comme point de repère. Deux scénarios, en particulier, encadrent les « avenirs possibles » : le premier caractérisé par un objectif « raisonnable », revenir en 2050 au niveau d'émission actuel ; le second, caractérisé par un objectif ambitieux, diviser par deux les émissions mondiales par rapport au niveau actuel (voir à ce sujet le rapport de la commission énergie du Centre d'analyse stratégique, ainsi que le scénario « Blue Map » de l'AIE, évoqué ci-après). Ce dernier objectif est à différencier selon le stade de développement du pays considéré : pour les pays les plus industrialisés, il s'agit de diviser par quatre les émissions de GES d'ici à 2050. C'est cet objectif qui est rappelé à l'article 2 de la loi de programme de 2005 fixant les orientations de la politique énergétique.

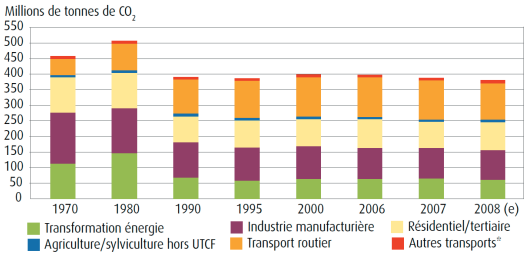
À ce stade, il est utile de rappeler que les émissions de CO_2 de la France, rapportées aux différents secteurs émetteurs, possèdent une structure relativement atypique. Cela résulte principalement du fait que la production d'électricité repose pour l'essentiel sur des énergies très faiblement émettrices : nucléaire et, dans une moindre mesure, hydraulique. En revanche, on constate que les niveaux d'émission des autres secteurs (résidentiel-tertiaire, transport et industrie) sont, toutes proportions gardées, comparables à ceux des autres pays développés.

Émissions de CO_2 rapportées au PNB en 2005 (source : AIE)



Dans le détail, on constate que ce sont les émissions issues du secteur des transports qui ont connu la plus forte progression en l'espace de quelques décennies – devenant ainsi le premier secteur émetteur – alors que celles issues du secteur résidentiel-tertiaire progressent à un rythme nettement plus lent depuis les années 1990, et que celles issues de l'industrie sont en décroissance régulière.

Émissions de CO_2 pour la France, par secteur (source : SOeS)



Au niveau international, les questions relatives au changement climatique et aux émissions de GES font l'objet d'un traité international connu sous le nom de protocole de Kyoto. Négocié à partir de 1997, celui-ci arrive à échéance en 2012, et la préparation de « l'après-Kyoto » a déjà démarré. Les négociations s'avèrent toutefois délicates : ainsi, la 15e Conférence des parties (COP) qui s'est tenue à Copenhague fin 2009 n'a pas permis d'aboutir à un consensus sur des objectifs chiffrés de réduction des émissions de GES. Les parties prenantes se sont engagées à contenir le réchauffement climatique sous la barre des 2°C ; chaque pays développé doit durant l'année 2010 fixer ses propres objectifs de réduction des émissions ; de son côté, la Chine a pour la première fois pris des engagements en termes de réduction de l'intensité énergétique. On peut toutefois noter que le texte signé n'est pas juridiquement contraignant, ce qui limite sa portée. La conférence de Cancun fin 2010 a préparé la conférence de Johannesbourg pour l'après Kyoto et donné quelques avancées : l'accord de Copenhague est intégré à la Convention sur le climat, un fonds vert pour le climat est créé ainsi qu'un centre de technologie pour le climat. Le mécanisme de lutte contre la déforestation est lancé. Au-delà des incertitudes scientifiques qui peuvent subsister quant aux causes et conséquences du réchauffement climatique et de la nécessaire prise en compte de la situation économique propre à chaque pays (faut-il fixer des objectifs chiffrés contraignants aux pays les moins développés ?), le manque de solutions technologiques simples et à un coût abordable constitue un frein majeur à l'établissement d'un large consensus.

Les contraintes temporelles

Lorsqu'on analyse de façon rétrospective les évolutions qu'a pu connaître le secteur de l'énergie, un constat s'impose : les évolutions sont lentes, « les transitions d'un système technologique à un autre s'opérant sur des dizaines d'année ». De fait, toute réflexion prospective en matière d'énergie doit prendre en compte la relative lenteur de réaction face aux enjeux auxquels ce secteur est confronté : en particulier, les horizons temporels considérés sont en moyenne sensiblement plus éloignés que dans la plupart des secteurs.

Les débats autour de l'acceptabilité

Historiquement, la question de l'acceptabilité a avant tout été associée à la filière nucléaire, les débats portant en particulier sur la gestion des déchets qui en sont issus. Mais plusieurs exemples récents, comme les polémiques autour des biocarburants et de leur impact négatif sur les usages alimentaires des ressources agricoles, ou bien les réactions de rejet que peuvent susciter les projets d'implantation d'éoliennes, montrent que cette dimension doit désormais faire l'objet d'une analyse dans le cas de toute filière émergente.

De plus, cette analyse doit tenir compte des contextes locaux : le choix des sites d'implantation, que ce soit pour des opérations de démonstration ou pour des projets industriels, n'est pas neutre. Au-delà des questions particulières soulevées dans le cas de telle ou telle technologie, l'expérience montre que les débats portent de façon récurrente sur les aspects suivants :

- les questions relatives à la sécurité et aux impacts colatéraux, qu'elles soient liées à des risques industriels plus ou moins bien identifiés (fiabilité des éoliennes terrestres, par exemple) ou qu'elles relèvent d'une application éventuelle du principe de précaution (impacts potentiels de l'éolien offshore sur les écosystèmes marins, par exemple) ; dans le premier cas, la réponse est à chercher du côté de la réglementation, des normes, de la certification... ; dans le second cas, des travaux scientifiques à caractère plus fondamental peuvent s'avérer nécessaire ;
- l'impact sur le cadre de vie et les risques de dévalorisation du patrimoine, qui peuvent se traduire par un préjudice économique, éventuellement quantifiable ;
- la nécessaire évolution des modes de vie, résultat, en particulier, de nouvelles incitations et contraintes au niveau des usages finaux de l'énergie (bâtiment, transports...).

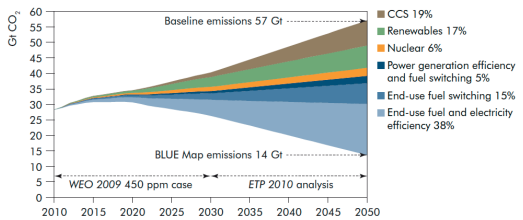
Dans tous les cas, il s'avère nécessaire d'associer les citoyens en amont des réflexions – on peut rappeler à ce sujet que le principe de participation fait partie des principes fondamentaux du droit de l'environnement. La tenue de débats publics précédant un projet sur un site donné peut se révéler insuffisante : les choix effectués doivent être suffisamment expliqués, un des enjeux étant de démontrer que ceux-ci relèvent d'une vision à long terme et non d'un quelconque effet d'aubaine (exemple des débats autour de la multiplication des projets dans le domaine de l'éolien ou du photovoltaïque).

Les grandes tendances d'évolution du secteur

La réponse au changement climatique

Les voies possibles pour lutter contre le changement climatique se répartissent schématiquement en deux catégories : produire de l'énergie en ayant recours à des technologies plus « propres » ; utiliser l'énergie de façon plus rationnelle.
Les scénarios établis dans le cadre de l'AIE permettent d'avoir une vision plus précise des contributions potentielles de chacune des grandes familles technologiques.

Émissions globales de CO_2 – projections à 2030 et 2050 (source : AIE)



Le scénario « Blue Map » est le scénario optimiste, dans lequel les émissions mondiales de CO_2 liées à l'énergie sont réduites de moitié d'ici à 2050, par rapport à leur niveau de 2005. Selon ces projections, et en comparaison avec les évolutions tendancielles, plus de la moitié (53 %) de la différence observée provient de l'efficacité énergétique (au niveau des usages finaux) ainsi que des changements de combustible. Les deux autres principales contributions proviennent ensuite du captage et du stockage du CO_2 et des énergies renouvelables.
La réduction des émissions résultant de la production d'énergie concerne au premier chef la production d'électricité. En effet, celle-ci représente à elle seule 32 % de la consommation mondiale de combustibles fossiles, et 41 % des émissions de CO_2 du secteur de l'énergie. Depuis 1990, la part du charbon dans la production d'électricité est passée de 37 % à 42 % en 2007 pour le charbon, et de 15 % à 21 % pour le gaz naturel. Selon l'AIE, sur la base des évolutions tendancielles, ces parts pourraient passer respectivement à 44 % et 23 % en 2050.
La maîtrise des émissions de GES impliquera une évolution profonde de la structure du « mix énergétique » de chaque pays, l'objectif étant de tendre vers un mix autant que possible « décarboné ».
Au niveau de la production d'énergie, plusieurs options sont envisageables :

- développer la part des énergies renouvelables. Dans le contexte européen, le cadre en est principalement défini par la directive relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, dont la dernière version a été publiée en 2009 (directive 2009/28/CE). L'objectif fixé pour la France est que cette part représente 23 % de la consommation d'énergie finale d'ici à 2020 (contre 10 % en 2005, principalement sous forme d'électricité hydraulique et de bois-énergie) ;
- augmenter les capacités de stockage d'électricité et de chaleur. En effet, le caractère fluctuant et intermittent des énergies renouvelables, ainsi que le coût de modulation des centrales nucléaires, imposent de renforcer la maîtrise des flux énergétiques entre l'offre et la demande d'électricité. La mise en oeuvre d'installations de stockage flexibles et performantes apparaît comme un élément de réponse essentiel à cette problématique ;
- conforter la place du nucléaire. S'agissant de la production d'électricité en base, le nucléaire, le gaz naturel et le charbon sont en concurrence, ce dernier étant dominant au niveau mondial. En l'absence de captage et de stockage du CO_2 à un coût acceptable, la production d'électricité à partir de charbon et, dans une moindre mesure, de gaz naturel, restera handicapée par son impact du point de vue des émissions de GES, alors que la production d'origine nucléaire peut dès à présent contribuer significativement à la réduction de ces émissions. Par ailleurs, cette filière présente comme avantage de produire un kWh avec un prix relativement stable, du fait que la part du coût du combustible dans le coût de production est très faible : même une forte augmentation du prix de l'uranium n'aurait qu'un impact très limité ;
- réduire les émissions de CO_2 issus de la combustion d'énergies fossiles, en particulier pour la production d'électricité. Si le charbon est devenu marginal dans le mix énergétique français, ce n'est pas vrai au niveau mondial : 37 % de la production d'électricité repose sur le charbon, contre environ 4 % en France. Les réserves de charbon étant abondantes et relativement bien réparties au niveau mondial, celui-ci continuera à jouer un rôle de premier plan jusqu'en 2050 et au-delà.

Il faut néanmoins rappeler que, comme l'a rappelé la directive européenne de 2009, un levier essentiel, à court terme, pour réduire les émissions de GES, est l'amélioration de l'efficacité énergétique au niveau de l'utilisation finale dans les différents secteurs concernés : bâtiment, transports et industrie. À ce sujet, le renforcement des réglementations et l'augmentation du prix de l'énergie ont encouragé la mise au point de technologies permettant de maîtriser la consommation énergétique : on peut citer les réglementations thermiques

successives, qui ont permis de diminuer progressivement les besoins en chauffage des bâtiments neufs, ou la diminution régulière de la consommation moyenne des véhicules particuliers. Mais l'amélioration de ces performances a été au moins en partie contrebalancée par des dépenses énergétiques supplémentaires (effet rebond) : augmentation de la taille moyenne des logements, généralisation de l'équipement en électroménager et multiplication des produits « bruns », développement de la climatisation, augmentation du taux d'équipement en voiture des ménages et des distances parcourues...

La transformation des marchés de l'électricité

Le modèle du réseau électrique national, également dénommé « réseau d'alimentation générale », reposait pour l'essentiel sur des centrales de grande taille assurant la production en « base », complétée par des moyens de production en « pointe », avec un opérateur unique pour le transport et la distribution. Dans ce modèle, la production d'électricité dite « décentralisée » n'occupait qu'une place modeste. Ce modèle est appelé à évoluer, en raison de plusieurs facteurs : tout d'abord, l'ouverture des marchés de l'électricité a permis l'apparition de quelques nouveaux acteurs au niveau national, l'objectif ultime restant toutefois la constitution d'un marché électrique européen réellement ouvert, ce qui suppose une fluidité des échanges entre pays ; par ailleurs, la production issue de sources renouvelables monte en puissance, leur caractère intermittent les différencie notablement des moyens de production conventionnels, ce qui implique une évolution du cadre réglementaire et des investissements éventuels dans certaines technologies, notamment le stockage.

Les activités de service

Les activités de service liées aux différentes filières énergétiques sont multiples : bureaux d'étude et d'ingénierie, montage de projet, financement, négoce, exploitation et maintenance, diagnostic et expertise, conseils juridiques... Il s'agit d'un secteur hétérogène, dans lequel coexistent grands acteurs plus ou moins intégrés, PME, artisans et indépendants...

Pour l'essentiel, ce sont des activités qui se sont développées de longue date. Elles jouent un rôle essentiel dans le secteur de l'énergie, au même titre que la fabrication d'équipements ou la fourniture d'énergie proprement dite : cette dernière, qu'elle soit sous forme de combustible, de chaleur ou d'électricité, est fondamentalement perçue comme une « commodité », le client final ayant avant tout besoin qu'on lui fournisse un service énergétique plutôt que des kWh.

Les évolutions actuelles ne devraient toutefois pas se traduire par des ruptures du point de vue des métiers. La tendance est plutôt à l'intégration de nouvelles compétences dans le cadre des métiers « traditionnels » : par exemple, l'exploitation d'une chaufferie au bois demande des compétences spécifiques, en comparaison avec les chaufferies conventionnelles alimentées au gaz ou au fioul.

Dans ce contexte, de nouveaux métiers peuvent apparaître (exemple de l'activité d'« agrégateur » en réponse aux besoins d'équilibrage du réseau et de maîtrise de la pointe électrique), mais il s'agit là d'une tendance mineure. Globalement, deux grandes tendances marquent les évolutions des services énergétique :

- la professionnalisation et les besoins de formation en vue de l'acquisition de compétences nouvelles ;
- la généralisation des approches orientées « demande » (exemple des contrats de performance énergétique), centrées sur les besoins du client final.

Les tendances technologiques et les technologies clés

Dans le domaine de l'énergie, à court-moyen terme, les tendances technologiques sont marquées par une « succession de progrès évolutifs offerts par un bouquet technologique très diversifié » plutôt que des ruptures (source : Centre d'analyse stratégique).

Il est vrai qu'en matière d'énergie, les véritables ruptures technologiques, au sens de l'apparition d'innovations technologiques se développant rapidement et modifiant en profondeur le secteur, sont rares. Ces trente dernières années ont toutefois été marquées par plusieurs innovations « majeures », telles que l'introduction des turbines à gaz, en particulier en cycle combiné, ce moyen de production s'étant peu à peu imposé comme la référence en matière de production d'électricité, ou bien la généralisation de technologies telles que la sismique 3D ou le forage dirigé, qui ont marqué l'exploration-production d'hydrocarbures.

Les principales tendances technologiques sont présentées ci-après par grandes filières.

Les énergies renouvelables : hydraulique, énergies marines, biomasse, énergie du vent, énergie solaire

La directive européenne relative à la production d'énergie à partir de sources renouvelables joue un rôle moteur dans le développement des filières basées sur des énergies renouvelables ; cela recouvre toutefois des réalités et des potentialités très diverses :

- le potentiel hydroélectrique des pays développés est d'ores et déjà largement exploité, et la marge de manoeuvre est limitée ; inversement, le potentiel énergétique des mers est significatif, notamment en France, mais il est dispersé et aucune technologie ne permet encore à ce jour de l'exploiter de façon fiable, efficace et rentable bien que plusieurs voies soient explorées. La filière des hydroliennes pourrait atteindre une maturité

suffisante à court-moyen terme et porte sur des puissances faibles ; en revanche, les technologies de conversion de l'énergie thermique des mers ou de l'énergie de la houle, intensives en capital, s'inscrivent dans une perspective à moyen-long terme ;
• la biomasse occupe une place significative dans le bilan énergétique français actuel, principalement en combustion pour la production de chaleur. D'autres modes de valorisation pourraient permettre de mieux exploiter le potentiel français, tels que la méthanisation pour la production de biogaz ; quant aux biocarburants, si la première génération (production à partir de plantes sucrières, de céréales ou d'oléagineux) atteint ses limites (concurrence avec les usages alimentaires, en particulier), la deuxième génération, produite à partir de ressources lignocellulosiques (donc à vocation non alimentaire), pourrait prendre le relais, une fois que les procédés de conversion seront suffisamment maîtrisés. À plus long terme, une troisième génération pourrait voir le jour, qui reposerait sur l'exploitation de la biomasse marine (microalgues, en particulier) ; de nombreux verrous restent toutefois à lever : procédés de culture et de récolte, extraction à coût réduit... ;
• l'éolien terrestre a aujourd'hui atteint une certaine maturité, même si le caractère intermittent de la production rend délicate son intégration dans les réseaux électriques ; de fait, les améliorations techniques sont essentiellement incrémentales. En revanche, l'éolien offshore n'a fait son apparition que récemment (premier champ de 500 MW en 2003 au Danemark), et les obstacles techniques sont multiples : tenue des équipements en environnement sévère (milieu salin, intempéries) et raccordement au réseau électrique en particulier ;
• dans le domaine du solaire, deux technologies ont atteint un certain degré de maturité : les capteurs thermiques pour la production d'eau chaude, et les panneaux photovoltaïques à base de silicium pour la production d'électricité ; en France, ces produits se sont principalement diffusés dans l'habitat. Les nouvelles générations de cellules photovoltaïques sont basées sur l'utilisation de matériaux inorganiques semi-conducteurs en couches minces ; des cellules basées sur des matériaux organiques pourraient aussi voir le jour.

Les énergies fossiles

Dans le cas du pétrole, deux enjeux constituent les principaux moteurs des évolutions technologiques :
• le renouvellement des ressources, destiné à repousser la date du « pic de production » : c'est ce qui motive, par exemple, l'amélioration du taux de récupération dans les gisements déjà exploités, la production en offshore très profond, l'exploitation des réserves d'huiles extra-lourdes, ou bien encore de ressources non conventionnelles telles que les schistes bitumineux ;
• la maîtrise de la qualité des produits pétroliers, en réponse au renforcement des normes environnementales, en particulier dans le secteur des transports : il s'agit à la fois de valoriser de façon optimale (sous forme de carburants ou de bases pétrochimiques) chaque baril, tout en faisant face au recours croissant à des ressources non conventionnelles, qui nécessitent des technologies de conversion spécifiques ;
• la question de l'exploitation de ressources non conventionnelles se pose aussi dans le cas du gaz naturel : un exemple est celui du gaz issu de roches indurées, des gisements caractérisés par une faible perméabilité de la roche, ce qui freine la circulation du gaz et nécessite donc une fracturation intense pour permettre la production, et dont l'exploitation se développe en particulier aux États-Unis.

En aval, une partie des efforts se concentrent sur les technologies qui permettent de capter les émissions de CO_2 issues de la combustion de combustibles fossiles, en particulier du charbon. Certaines d'entre elles seront susceptibles d'équiper des centrales existantes ; d'autres, comme l'oxy-combustion, correspondent à des conceptions nouvelles. On peut par ailleurs noter que le captage du CO_2 sera probablement maîtrisé dans un horizon relativement proche, la question des coûts restant ouverte.

L'énergie nucléaire

Les prochaines années seront marquées par la mise en service de centrales de nouvelle génération, dite génération III. Parmi ces réacteurs, on peut citer l'EPR (« European Pressurized Reactor »), en cours de construction sur deux sites en Europe (France et Finlande et un en Chine), opérations les plus avancées. L'Atméa-1 est un autre exemple de réacteur en cours de développement par Areva, de plus faible puisssance que l'EPR. Les réacteurs de troisième génération présentent des évolutions importantes en termes de sûreté, intégrant l'historique des risques potentiels et les techniques les plus récentes. La quatrième génération constitue quant à elle une rupture technologique avec un horizon à long terme (2040). Les réacteurs de génération IV sont des réacteurs à neutrons rapides qui peuvent ainsi tirer un potentiel énergétique de la totalité de l'uranium combustible, contre moins de 1% pour les réacteurs à neutrons lents de deuxième et troisième génération.

Cette génération future fait l'objet d'une concertation au niveau international dans le cadre du programme « Generation IV International Forum ». Les partenaires impliqués ont présélectionné six filières qui apparaissent à ce jour comme les plus prometteuses ; elles se distinguent notamment par le fluide caloporteur utilisé : sodium, hélium, plomb, eau supercritique ou sels fondus. La France a choisi de se positionner sur les réacteurs à caloporteur sodium liquide (du même type que les réacteurs Phénix et Superphénix, on les désigne sous le sigle SFR – *sodium-cooled fast reactor*) ou hélium. Les systèmes de quatrième génération seront en mesure, non seulement de recycler le plutonium mais également de consommer complètement l'uranium 238.

Les RNR (Réacteurs à neutrons rapides), qui valorisent énergétiquement à la fois l'uranium naturel, recyclable ou appauvri, et tous les isotopes du plutonium, apparaissent comme une solution pour la gestion du plutonium, via son multirecyclage. Ils permettent une bien meilleure utilisation de la ressource en uranium naturel, en multipliant par un facteur d'environ 100 la quantité d'énergie produite par la même quantité d'uranium naturel. La technologie des RNR permet de rendre l'énergie nucléaire techniquement durable sur plusieurs millénaires. Ces réacteurs ont également un potentiel de gestion alternative des déchets, grâce en particulier à leur capacité potentielle de transmutation des actinides mineurs.

Les enjeux technologiques relatifs à ces réacteurs de nouvelle génération sont multiples :

• s'agissant des réacteurs de type SFR, les principales difficultés sont liées à l'utilisation d'une boucle de sodium liquide, pour laquelle il est nécessaire de limiter au maximum les risques d'interaction avec l'eau ou l'air (risques de réactions chimiques violentes) ;

• deux types de réacteurs refroidis à l'hélium sont envisageables : réacteur à neutrons rapides (GFR – *Gas-cooled Fast Reactor*) ou réacteur très haute température à neutrons thermiques (VHTR – *Very High Temperature Reactor*). À ce jour, on ne dispose pas de retour d'expérience sur les réacteurs de type GFR ; les priorités à court terme sont l'analyse de la sûreté du réacteur et la conception de l'assemblage combustible, qui doit résister aux hautes températures (environ 850°C). Les réacteurs de type VHTR, quant à eux, nécessiteront le développement de matériaux de structure résistant à de très hautes températures et de composants, tels que les échangeurs, fabriqués à partir de ces matériaux, l'objectif étant d'atteindre une température de fonctionnement de 950-1 000°C. Un des intérêts d'un tel niveau de température est la possibilité d'utiliser cette source de chaleur pour produire massivement de l'hydrogène par décomposition thermochimique de l'eau ou par électrolyse à haute température ;

• enfin, le programme ITER peut offrir des solutions à très long terme mais n'a pas été intégré dans les technologies clés eu égard à un horizon de temps excédant cet exercice.

L'hydrogène en tant que vecteur énergétique

Peu présent en tant que tel dans la nature, ce qui implique de le synthétiser, l'hydrogène possède plusieurs attraits en tant que vecteur énergétique : énergétique (35 kWh/kg contre 15 kWh/kg pour l'essence), sa combustion, qui ne produit que de l'eau, peut être considérée comme « propre ».

Recourir à l'hydrogène à grande échelle suppose de disposer de technologies matures sur chacun des maillons de la chaîne : production en grandes quantités, transport et distribution, stockage, utilisation et, de façon transversale, sûreté. Les défis technologiques sont donc multiples :

• l'hydrogène est déjà produit de façon industrielle par « reformage » du gaz naturel, procédé mature mais qui présente comme inconvénient d'être émetteur de CO_2 ; l'alternative envisagée consiste à décomposer chimiquement l'eau, par électrolyse (un procédé qui reste onéreux) ou par voie thermochimique à haute température, ce qui suppose de disposer de sources de chaleur adéquates (voir les possibilités envisagées avec les réacteurs nucléaires de quatrième génération évoquées plus haut) ;

• au niveau des utilisations, l'hydrogène peut être soit directement utilisé en combustion (moteurs, turbines), soit utilisé pour alimenter une pile à combustible, laquelle produit chaleur et électricité ;

• le stockage et la distribution d'hydrogène posent par ailleurs des problèmes spécifiques, dans la mesure où ce gaz est peu dense et diffuse facilement à travers de nombreux matériaux et assemblages. De ce point de vue, les réservoirs à hydrogène sont des composants clés : s'agissant de ceux destinés à être embarqués sur des véhicules, ils doivent résister à des pressions de stockage très élevées (plusieurs centaines de bars).

Les infrastructures électriques

Les modalités de gestion des réseaux électriques sont appelées à évoluer, sous l'effet de la transformation des marchés de l'électricité et de l'augmentation de productions à caractère intermittent issues de sources renouvelables (solaire et éolien). Les opérateurs doivent assurer l'équilibrage des réseaux dans un contexte de croissance continue de la consommation d'électricité, tout en contribuant à l'amélioration de l'efficacité énergétique d'ensemble.

Les évolutions technologiques concernent principalement :

• les équipements qui permettent de gérer efficacement et en temps réel le transit de l'énergie sur le réseau, ainsi que les outils de pilotage et de supervision associés (logiciels et transmission de données) ;

• les moyens de stockage de l'électricité, qui permettent de faire face aux fluctuations de la production et de la consommation ;

• les moyens permettant d'optimiser le profil de consommation au niveau du client final, tels que les compteurs de nouvelle génération, rendant par ailleurs possible le développement de nouvelles offres de service.

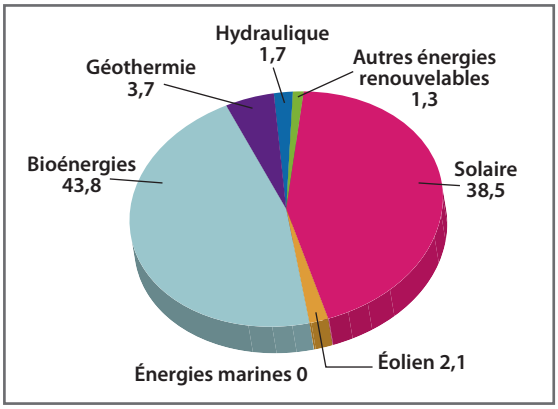
Analyse de la position de la France

La France possédant des ressources en énergies fossiles très limitées, ses efforts en matière de développements technologiques se sont majoritairement orientés, depuis les deux chocs pétroliers, vers des filières lui permettant de rendre son mix énergétique moins dépendant de celles-ci.

C'est ainsi, en particulier, que la France a pu acquérir une position de premier plan dans le domaine du nucléaire. Des budgets significatifs ont par ailleurs été consacrés à d'autres filières, en particulier dans le domaine des énergies renouvelables : géothermie, solaire… Ces derniers ont toutefois été fortement réduits entre 1986 et 2000, une période de faible prix des hydrocarbures ayant débuté par un contre-choc pétrolier ; de plus, les tarifs d'achat de l'électricité produite par ces énergies émergentes n'étaient pas très incitatifs. Une des conséquences a été que les filières industrielles correspondantes sont restées embryonnaires, avec par exemple un seul fabricant de cellules photovoltaïques, un seul fabricant d'éoliennes… De ce point de vue, des pays tels que le Danemark, l'Allemagne ou le Japon ont pu développer un tissu industriel significatif.

La répartition actuelle des budget de R&D publics français donne des indications sur la façon dont certains enjeux, tels que la lutte contre la changement climatique, ont pu remettre sur le devant de la scène certaines filières.

Répartition de la dépense publique en recherche sur l'énergie en 2008, en France (source : DGEC/CGDD)

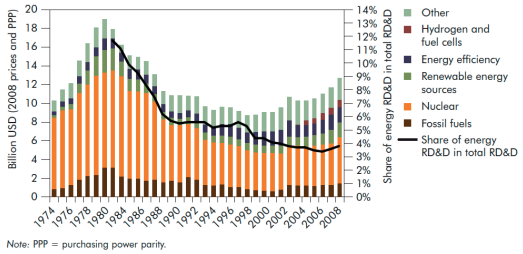


La filière nucléaire (fission, fusion et gestion des déchets) bénéficiait en 2008 d'environ la moitié des financements. Suivaient ensuite les énergies fossiles (15 %), l'efficacité énergétique (14 %) et les énergies renouvelables (10 %) ; pour ces dernières, la priorité était donnée à l'énergie solaire et aux bioénergies. L'hydrogène et les piles à combustible bénéficiaient de 6 % des financements, soit un niveau comparable à celui de 2006-2007.

Il faut souligner à ce stade que le tournant pris aux alentours de l'an 2000 a été constaté dans l'ensemble des pays développés. Les budgets publics dédiés à la R&D dans le domaine de l'énergie sont repartis à la hausse, leur part relative dans les budgets

R&D totaux ayant néanmoins tendance à stagner. Actuellement, le budget français est en volume le troisième budget, derrière ceux du Japon et des États-Unis.

Évolution des dépenses publiques en recherche sur l'énergie dans les pays membres de l'AIE (source : AIE)



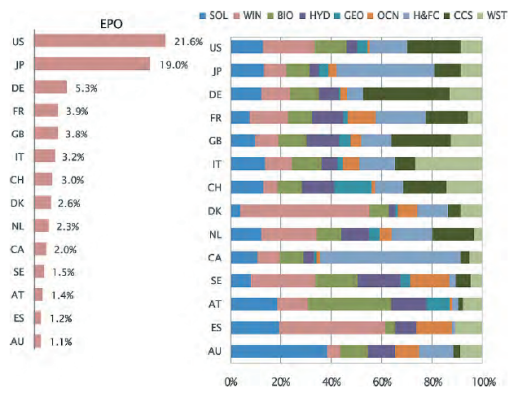
Note: PPP = purchasing power parity.

On peut également noter que les budgets consacrés aux énergies fossiles, à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables sont en moyenne sensiblement comparables. En revanche, l'hydrogène et les piles à combustibles bénéficient d'un budget équivalant à environ la moitié de celui consacré à chacune de ces filières. Bien entendu, cette structure varie fortement d'un pays à l'autre : ainsi, le Japon, la Corée et le Canada consacrent la plus grande part de leur budget au nucléaire, alors que les budgets les plus significatifs dédiés au charbon se trouvent aux États-Unis et en Australie. La Chine, quant à elle, a choisi de concentrer son soutien sur les filières du solaire et de l'éolien.

Ces éléments ne donnent néanmoins qu'une vue partielle de la situation, puisqu'il manque des données sur les dépenses en R&D des entreprises. De ce point de vue, les données sur les demandes de brevets permettent de dresser un tableau plus large.

L'OMPI a ainsi effectué un recensement des brevets dans le domaine des technologies de l'énergie « alternatives », sur une période relativement longue (1978-2005). N'apparaissent donc pas dans ce décompte les demandes de brevet dans le domaine du nucléaire et des énergies fossiles.

Répartition des demandes de brevet européen dans le domaine des « énergies alternatives », par nationalité du déposant (source : OMPI)



S'agissant des demandes de brevet européen, la France arrive globalement en quatrième position, derrière les États-Unis, le Japon et l'Allemagne.

Au niveau de la répartition entre filières, on peut noter que la France ne possède pas de spécialisation réellement marquée, à l'inverse de ce que l'on observe dans le cas du Japon avec l'hydrogène et les piles à combustible, du Canada également sur cette filière, du Danemark avec l'éolien, de l'Allemagne avec le captage et le stockage de CO_2, de l'Autriche avec la biomasse, ou encore de l'Australie avec le solaire. Cette absence de spécialisation marquée se retrouve aussi aux États-Unis, mais ceci s'applique à un volume de brevets cinq fois plus important, ce qui peut autoriser une relative « dispersion » entre les différentes filières.

La France possède un savoir-faire indéniable dans le domaine du nucléaire et des hydrocarbures. S'agissant des « nouvelles » filières, qui ont connu entre 1986 et 2000 une période de relative mise en sommeil, l'enjeu est d'être en mesure de se positionner rapidement, du moins dans le cas des filières n'ayant pas encore atteint un degré de maturité technologique suffisant et pour lesquelles, du point de vue des acteurs, le paysage international n'est pas encore très structuré. Le jeu est ainsi relativement ouvert dans des filières tout juste émergentes dans lesquelles les options sont encore ouvertes, telles que le captage et le stockage de CO_2, ou bien les énergies marines ; dans des filières déjà bien structurées, telles que le solaire photovoltaïque, l'enjeu réside dans la capacité à se positionner sur les nouvelles générations. Enfin, dans des filières telles que l'éolien ou les piles à combustibles, on peut penser que la France pourra se positionner parmi les outsiders.

Les orientations en matière de R&D publique dans le domaine de l'énergie connaissent par ailleurs des évolutions structurelles profondes. Des réflexions ont notamment été initiées par le rapport sur les « nouvelles technologies de l'énergie » (2004) et le rapport sur la « stratégie nationale de recherche dans le domaine énergétique » (SNRE, 2007), qui a fait lui-même l'objet d'une évaluation par l'OPECST en 2009. Le contexte français a récemment été marqué, entre autres, par la mise en place de l'Alliance nationale pour la coordination de la recherche sur l'énergie (Ancre), dont les membres fondateurs sont le CEA, le CNRS et l'IFP Énergies nouvelles, ainsi que par l'instauration d'un fonds démonstrateur de recherche géré par l'Ademe, destiné à la réalisation de prototypes à une échelle suffisamment représentative préfigurant le stade industriel. Doté d'un budget de 375 M€ sur la période 2009-2012, il concerne des thèmes tels que les véhicules décarbonés, les biocarburants de deuxième génération, le captage et le stockage de CO_2, les énergies marines ou les réseaux du futur. Ces filières occupent également une place de choix au sein des « investissements d'avenir », avec des crédits dédiés aux démonstrateurs « énergies renouvelables et chimie verte » (1,35 Md€), à la création d'instituts d'excellence en matière d'énergies décarbonées (1 Md€) ainsi qu'au soutien au nucléaire de demain (1 Md€). Enfin, des travaux pilotés par l'Ademe sous l'égide des ministères en charge de l'énergie et de la recherche ont récemment été initiés afin de qualifier et hiérarchiser plus finement les orientations de recherche de la SNRE.

Recommandations

Une impulsion nouvelle a été donnée aux évolutions dans le domaine de l'énergie suite aux travaux menés dans le cadre du Grenelle de l'environnement. Si certaines dispositions qui ont ensuite été adoptées ont un effet à court terme (retrait des ampoules à incandescence, par exemple), d'autres ont vocation à avoir des effets structurants à plus long terme, avec en particulier des conséquences sur les technologies du domaine de l'énergie en cours de développement ou émergentes. En dehors des mesures spécifiques au bâtiment ou aux transports, on peut citer en particulier :

• la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production d'électricité et de chaleur (arrêtés du 15 décembre 2009), qui fixe des objectifs en terme de capacités de production à horizon 2020. Par exemple, dans le cas de l'électricité, le solaire devra contribuer à hauteur de 5,4 GW (contre 110 MW en 2008), l'éolien terrestre à hauteur de 19 GW (contre 3,5 GW en 2008) et l'éolien offshore (ainsi que les énergies marines) à hauteur de 6 GW ;

• la création du Comité stratégique des éco-industries (Coséi), lequel a mis en place en son sein un groupe de travail dédié à l'innovation et à la diffusion des éco-technologies.

Face à ces objectifs, la première question qui se pose est celle de la capacité du tissu industriel français de contribuer, à terme, à l'atteinte de ces objectifs, que ce tissu exploite des technologies « tricolores » (existantes ou à développer) ou soit composé en partie d'implantations de grands groupes internationaux installant des capacités de production dans l'Hexagone : dans les deux cas, le bilan en termes d'emplois est positif. L'analyse ne peut toutefois être purement franco-française : dans un certain nombre de cas, les enjeux, en termes de débouchés, sont avant tout internationaux.

Dans ce contexte, plusieurs priorités émergent :

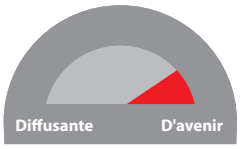
• assurer une bonne cohérence entre les orientations de la politique énergétique nationale, les actions des collectivités, les priorités définies au sein des pôles de compétitivité, la capacité (et la volonté) des filières industrielles françaises et les choix technologiques, tels qu'ils transparaissent dans la répartition du soutien public à la R&D ;

• créer des conditions favorables au développement pérenne des filières, comme le fait de disposer, au niveau des acteurs, d'une visibilité suffisante à moyen-long terme. Dans le domaine de l'énergie, cela concerne en particulier la fiscalité, les tarifs réglementés d'achat de l'électricité (dans le cadre de l'obligation d'achat), ainsi que les prescriptions technologiques dans les achats publics et les normes internationales ;

• opérer des choix clairement assumés.

Concernant ce dernier point, on peut remarquer que la stratégie nationale de recherche et d'innovation (SNRI) a retenu quatre « domaines clés » pour l'énergie : le nucléaire, le solaire photovoltaïque, les biocarburants de deuxième génération et les énergies marines. Ceux-ci sont complétés, au nom de leur contribution potentielle à la lutte contre le changement climatique, par le stockage du CO_2, la conversion de l'énergie (dont les piles à combustible) et l'hydrogène.

Le rapport de l'OPECST sur la SNRE avait toutefois souligné la nécessité de définir des priorités qui soient à la fois validées au plus haut niveau politique, et sélectionnées sur la base de critères de choix explicites, l'objectif étant d'opérer un classement entre, d'un côté, les « paris technologiques », avec comme ambition de se positionner parmi les leaders mondiaux, et, à l'autre extrême, les thèmes pour lesquels le maintien d'une veille technologique est considéré comme suffisant. Les débats menés autour de la SNRE, ceux menés dans le cadre de l'Ancre, ainsi que, dans le cadre du présent exercice, la présentation d'une sélection de 17 technologies clés du domaine de l'énergie, amorcent des pistes de réflexion dans ce sens, qu'il serait souhaitable d'approfondir.



41. Carburants de synthèse issus de la biomasse

Description

Les technologies de production de biocarburants dits de « deuxième génération » sont de deux types :

• la production par voie thermochimique, qui consiste à gazéifier la biomasse, puis à purifier le gaz de synthèse ainsi produit et le convertir en carburants liquides (de type Diesel ou Jet Fuel) via des procédés catalytiques ;

• la production par voie biochimique, qui consiste à traiter la biomasse par voie enzymatique, puis à procéder à une fermentation éthanolique.

Ces technologies sont plus particulièrement destinées à la production de biocarburants à partir de biomasse ligno-cellulosique (bois, plantes à croissance rapide, résidus forestiers, etc.).

Les efforts actuels dans ce domaine se concentrent sur les opérations de démonstration, c'est-à-dire sur des pilotes préfigurant la production au stade industriel. Plusieurs verrous restent cependant à lever, qui concernent notamment :

• la purification du gaz de synthèse et sa valorisation à des niveaux moindre de pureté (four verrier,…) ;

• la mise au point de nouvelles enzymes ;

• en amont, la logistique (filières d'approvisionnement).

La « troisième génération », quant à elle, repose sur l'exploitation de la biomasse marine, essentiellement les microalgues, espèces de grande productivité cultivées en masse sur des salines ou encore en photobioréacteurs. Les verrous technologiques portent sur la culture intensive, l'insertion dans l'environnement, l'optimisation de l'extraction des huiles pour la production de biocarburants, ou de la conversion par gazéification. Les perspectives industrielles sont, au mieux, à horizon de dix ans.

Applications

Ces technologies sont dédiées à la production de carburants pour le secteur des transports (terrestres et aériens). Elles sont donc développées en collaboration avec les utilisateurs en aval (constructeurs). Une nouvelle filière requérant des gaz de synthèse de moindre pureté (four verrier par exemple) est en développement.

Ce sont des technologies relativement complexes, qui mobilisent de multiples compétences :

• conception et fabrication de réacteurs (chaudronnerie) ;

• génie chimique et biochimique (procédés de purification, procédés catalytiques, solvants supercritiques...) ;

• modélisation complexe des procédés ;

• contrôle et commande de procédé, capteurs ;

• traitement des effluents ;

• logistique ;

• procédés de prétraitement de la biomasse ;

• évaluation des impacts environnementaux des cultures et des impacts socioéconomiques.

Les futurs sites devraient consommer de l'ordre de 1 million de tonnes par an de biomasse chacun ; à titre de comparaison, l'IFP Énergies nouvelles évalue à 47 millions de tonnes la ressource française (bois et paille) potentiellement mobilisable. Cette production contribuera à l'atteinte des objectifs d'incorporation de biocarburants dans le secteur des transports, tels qu'ils ont été fixés par la directive européenne 20003/30 puis renforcés par le gouvernement français.

Enjeux et impacts

Le secteur des transports est directement concerné par la mise en place d'une filière de production de biocarburants de deuxième génération. Elle contribuera à l'indépendance énergétique de l'Europe, à travers une meilleure exploitation des ressources en biomasse.

Par ailleurs, cette filière devrait bénéficier d'une meilleure acceptabilité que la première génération de biocarburants, qui est en concurrence avec les usages alimentaires. À plus long terme, toutefois, si les cultures énergétiques destinées à alimenter les filières « deuxième génération » devaient se développer, des tensions pourraient se manifester au niveau de l'usage des sols (terres arables, en particulier).

Acteurs

Principaux acteurs français

• **Recherche :** CEA, Cirad, CNRS, Ensic, IFP Énergies nouvelles, Ifrmer, Inra, UTC
• **Industrie :** Air Liquide / Lurgi, ARD, Axens, Lesaffre, Maguin, Naskeo, Roquette, Biocar (GDF-Suez), Total
• **Pôles de compétitivité :** Capenergies, Derbi, IAR, Pôle Mer, Pôle Paca, Trimatec

Principaux acteurs étrangers

• Abengoa, Biogasol, BTG, Chemrec Ab, Choren, Enerkem, FZK, Genencor, Novozymes, Sekab, Shell, Solazyme, Synthetic Genomics, TNO, Tub-F, Uhde, VTT

Position de la France

Les programmes de soutien à la R&D engagés depuis quelques années ont permis de mobiliser un nombre d'acteurs significatif. Des projets de démonstration sur la deuxième génération sont lancés ou en cours d'évaluation :
• pilote sur le site de Bure-Saudron en cours d'étude sur la voie thermochimique (CEA, Air Liquide, Choren, Cnim…) ;
• fonds démonstrateurs géré par l'Ademe : production de biométhane par gazéification (GDF Suez) et projet de pilote sur la voie de biochimique, BioTFuel (CEA, IFP Énergies nouvelles, Sofiproteol et Total) ;
• plateforme d'innovation bioraffinerie recherches et innovations, Marne (labellisée par le pôle IAR), au sein duquel sera développée Futurol, éthanol de deuxième génération.
Par ailleurs, certaines compétences clés sont bien représentées en France : par exemple les procédés catalytiques, que ce soit au niveau académique ou industriel.
La France ne dispose toutefois pas d'une masse critique d'acteurs comparable à celle de la région de Freiberg, en Allemagne, sur la voie thermochimique. Aux États-Unis, l'importance des programmes de recherche dédiés à l'éthanol cellulosique a permis à ce pays d'être très en avance dans ce domaine.
Pour les biocarburants de troisième génération, plusieurs pôles de compétitivité coopèrent afin de contribuer à l'élaboration d'une filière des microalgues industrielles.

Analyse AFOM

Atouts
• Soutien public à la R&D.
• Maîtrise de certaines étapes-clés des procédés.
• Potentiel de ressources exploitables (biomasse lignocellulosique, biomasse marine).

Faiblesses
• Lancement tardif de projets de pilotes de démonstration.
• Faible degré de structuration des filières d'approvisionnement.

Opportunités
• Augmentation du coût des carburants d'origine fossile.
• Demande des secteurs automobile et aéronautique.

Menaces
• Opérations pilotes de démonstration plus avancées ailleurs en Europe et aux États-Unis, avec d'ores et déjà des retours d'expérience.
• Concurrence de la part de pays disposant de masses critiques de compétences : Allemagne (voie thermochimique) et États-Unis (voie biochimique).

Recommandations

Dans une approche globale, il s'agit de compléter les aspects technologiques par des travaux en matière de bilans économiques (analyse fine des coûts de production prévisionnels, intégrant l'amont), de bilans environnementaux, de scénarios de mobilisation de la ressource...
De plus, il sera nécessaire de coupler les objectifs en matière d'incorporation de biocarburants dans les carburants pour l'automobile avec le potentiel de biomasse disponible, en tenant compte des arbitrages nécessaires (conflits d'usage). On peut souligner au passage que ce potentiel ne pourra être mobilisé qu'à condition que les filières d'approvisionnement se structurent.
Par ailleurs, afin de diversifier les usages, le développement de la « bioraffinerie » doit être soutenu : cette approche intégrée combine sur une même plateforme différents modes de valorisation de la biomasse (biocarburants et valorisation matière).
Enfin, il est nécessaire de poursuivre et de concentrer les investissements dans un nombre limité de projets de démonstration. Ces projets permettront de plus aux sous-traitants (ingénierie, chaudronnerie, instrumentation...) d'acquérir les compétences nécessaires pour se positionner sur ces nouveaux marchés.

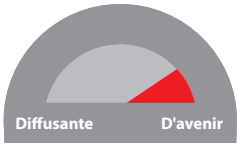
Liens avec d'autres technologies clés

3 5 8 9 58 60 62

Maturité (échelle TRL)
Émergence (TRL : 1-4)
Développement (TRL : 5-7)
Maturité (TRL : 8-9)

Position de la France
Leader ou Co-Leader
Dans le peloton
En retard

Potentiel d'acteurs en France
Faible
Moyen
Fort



42. Solaire thermodynamique

Description

Le principe du solaire thermodynamique (ou thermique à concentration - STC) consiste à collecter et à concentrer l'énergie solaire de façon à produire de la chaleur, puis à convertir celle-ci en électricité via un cycle thermodynamique (une ou deux boucles avec un fluide en circulation, couplées à une turbine).

Les installations de production d'énergie basées sur ce principe se répartissent en trois catégories :

• les centrales à tour, dans lesquelles les capteurs (miroirs) réfléchissent le rayonnement solaire vers un récepteur central placé au sommet d'une tour ; la centrale française Thémis (inaugurée en 1983) en est un exemple historique ;

• les centrales à capteurs linéaires, dans lesquelles le rayonnement est concentré vers un tube récepteur parallèle aux capteurs, et à l'intérieur duquel circule un fluide caloporteur ; il en existe deux versions : les capteurs de type cylindro-parabolique (en référence à la forme des miroirs) ; les capteurs de type Fresnel, qui consistent en un assemblage de miroirs plats longitudinaux disposés parallèlement mais inclinés différemment ; dans tous les cas, la géométrie adoptée permet d'obtenir l'effet de concentration ;

• les centrales de type parabole-Stirling, dans lesquelles chaque miroir parabolique est équipé d'un moteur Stirling au niveau duquel le rayonnement est concentré.

La faisabilité technique de ce type de système est déjà en partie démontrée mais il subsiste toutefois plusieurs verrous technologiques à lever :

• de façon générale, les rendements doivent être encore améliorés, par exemple en augmentant le facteur de concentration du rayonnement solaire, ou en utilisant un fluide caloporteur fonctionnant à plus haute température ;

• les cycles de fonctionnement peuvent être optimisés de façon à maximiser la production d'électricité en fonction des périodes diurnes-nocturnes ; une solution consiste à coupler le système à un stockage de chaleur performant, sachant par ailleurs qu'aucune solution de stockage n'est à l'heure actuelle réellement satisfaisante.

Applications

Le regain d'intérêt pour le STC après plusieurs programmes de R&D durant les années 80, date d'une dizaine d'année.

À ce jour, le marché du STC est encore embryonnaire ; on comptait fin 2009 l'équivalent de 710 MW installés et en fonctionnement dans le monde (source AIE). Actuellement, les annonces de projet représentant l'équivalent de plusieurs centaines de MW de capacité supplémentaire par an se multiplient.

Le marché est aujourd'hui dominé par les industriels américains, allemands et espagnols. Plusieurs acteurs français essaient activement de se positionner sur ce marché, soit par des développements menés en propre (CNIM, Solar Euromed), soit par des acquisitions, comme dans le cas d'Areva avec le rachat d'Ausra, ou d'Alstom (participation significative dans BrightSource Energy).

Enjeux et impacts

La filière STC a développé plusieurs démonstrateurs en fonctionnement. Selon les projections de l'AIE, le STC pourrait fournir jusqu'à 10 % de l'électricité au niveau mondial à l'horizon 2050.

Le STC est plus particulièrement adapté aux régions à fort ensoleillement, dans des zones pouvant accepter de grandes emprises foncières : les zones désertiques ou semi-désertiques des États-Unis, d'Afrique du Nord, du Moyen-Orient... sont potentiellement les plus prometteuses. À titre illustration, le Plan solaire méditerranéen, qui est un des projets phares de l'Union pour la Méditerranée, portée par la France, constitue un cadre très favorable au développement du solaire pour la production d'électricité (y compris par la filière STC), avec un objectif ambitieux de 20 GW (toutes filières confondues) mis en service d'ici à 2020.

Pour les acteurs français, les principaux enjeux économiques se situent donc à l'export. Ils peuvent aussi se positionner sur certains composants clés, tels que les réflecteurs.

Bien qu'associé à l'image « verte » du solaire, le STC peut rencontrer quelques difficultés d'acceptabilité. Le principal obstacle résulte de l'emprise au sol nécessaire, ce qui l'exclut des zones urbanisées et des zones agricoles. De fait, ce type de centrale pourrait être implanté majoritairement loin des zones de consommation d'énergie, ce qui implique le développement d'infrastructures de transport de l'électricité adéquates. Par ailleurs, certaines des filières présentent des risques industriels spécifiques : ainsi, certains cycles utilisent comme fluide caloporteur des huiles qui présentent des dangers en cas d'accident ; des systèmes de stockage mettent en œuvre de grandes quantités de nitrates (sous forme de sels fondus), lesquels présentent des risques d'explosion. Ces limites sont toutefois bien connues, et des alternatives existent, comme l'utilisation de vapeur d'eau comme fluide caloporteur.

Acteurs

Principaux acteurs français

- **Recherche :** Armines, CEA/Ines, Promes
- **Industrie :** Alstom, Areva, Cnim, Saint Gobain, Solar Euromed
- **Pôles de compétitivité :** Capenergies, Derbi

Principaux acteurs étrangers

- Abengoa, Acciona, E-solar, Novatec Biosol, Siemens, Solar Millenium, Stirling Energy Systems...

Position de la France

Le cumul d'expérience qui avait été acquis avec la centrale Thémis n'a pas été entièrement perdu : il subsiste des compétences académiques, mobilisables pour les aspects les plus fondamentaux (transferts thermiques, cycles thermodynamiques...). Une filière industrielle reste donc à construire, un rattrapage technologique étant par ailleurs susceptible d'être effectué rapidement.
Par ailleurs, la France dispose de l'essentiel des compétences techniques à mobiliser pour de tels projets, en particulier des compétences en ingénierie d'installations complexes (Technip) pour la production d'électricité et de chaleur ou encore sur les technologies de miroirs (Saint Gobain).

Analyse AFOM

Atouts

- Mobilisation active d'acteurs industriels.
- Capacité à répondre à des appels d'offres internationaux.

Faiblesses

- Absence de marché intérieur susceptible de servir de « vitrine » à l'international.
- Démarrage tardif des projets nationaux.

Opportunités

- Besoins en électricité de pays en voie de développement à fort ensoleillement.
- Grands programmes internationaux, tels que le projet Dll GmbH (précédemment Desertec) qui doit faire l'objet d'une analyse d'ici à 2012 ou le Plan solaire méditerranéen.

Menaces

- Dépendance technologique sur certains composants critiques, tels que le tube récepteur.
- Concurrence de plusieurs grands groupes internationaux.

Recommandations

L'enjeu principal, pour la France, est la capacité à élaborer une offre suffisamment solide, en mesure de prendre des parts de marché sur les marchés internationaux qu'il serait souhaitable de ne pas aborder en ordre dispersé. Ces nouveaux marchés constituent également une opportunité pour la constitution d'un tissu de PME sous-traitantes, indispensables pour la fourniture d'une partie des multiples composants nécessaires à la construction des centrales STC.

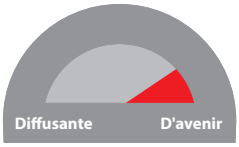
Liens avec d'autres technologies clés

6 7

Maturité (échelle TRL)
Émergence (TRL : 1-4)
Développement (TRL : 5-7)
Maturité (TRL : 8-9)

Position de la France
Leader ou Co-Leader
Dans le peloton
En retard

Potentiel d'acteurs en France
Faible
Moyen
Fort



43. Énergies marines

Description

Les technologies des énergies marines visent spécifiquement les énergies renouvelables issues des ressources de la mer, hors énergie éolienne en mer.

À la différence de la plupart des autres technologies clés, il s'agit d'un ensemble de technologies relativement hétérogène, s'appuyant sur des principes physiques différents et caractérisé par la source d'énergie exploitée :

• l'énergie des courants marins qui consiste à tirer parti de l'énergie cinétique des courants et des courants côtiers dus à la marée par des hydroliennes qui transforment l'énergie cinétique en énergie électrique ;

• l'énergie houlomotrice, qui consiste à transformer l'énergie des vagues au moyen de convertisseurs d'énergie en énergie électrique par diverses techniques : colonne d'eau oscillante, rampe de franchissement, flotteur vertical, flotteur articulé ;

• l'énergie thermique qui consiste à exploiter les différences de température entre la surface et les profondeurs, essentiellement dans les zones tropicales, pour produire de l'électricité, de l'eau douce, du froid pour la climatisation et des produits dérivées pour l'aquaculture. De rendement faible, elle suppose la mise en place d'infrastructures lourdes ;

• la pression osmotique qui utilise les différences de concentration en sel en interposant des membres semi-perméables et l'électrodialyse inversée, notamment au niveau de l'estuaire des fleuves ;

• l'énergie marémotrice qui consiste à exploiter l'énergie potentielle de la marée liée elle-même à une différence de niveau entre deux masses d'eau ;

La maturité des technologies est très variable, l'énergie marémotrice, houlomotrice et les courants sont les plus avancées, avec quelques installations marémotrices commerciales dans le monde, des sites pilotes pour les énergies hydroliennes et houlomotrices. L'énergie thermique et la pression osmotique doivent encore faire l'objet de développement. L'usage industriel des technologies les plus avancées citées pourrait intervenir à un horizon de cinq ans.

Selon l'énergie considérée, il existe différentes familles de technologies qui ne présentent pas forcément les mêmes types de verrous technologiques. Dans tous les cas, il s'agit de prendre en compte un environnement soumis à des conditions sévères de vent, vagues, courants, salinité, etc. Les verrous peuvent être classés par groupes fonctionnels :

• conception mécanique et fabrication : fabrication et assemblage de structures marines de grande envergure et application de matériaux alternatifs (béton, composite) pour des coques économiques et durables ;

• conception électrique : ancrages et câbles électriques, systèmes de connexion électrique en milieu marin, connexions tournantes ;

• installation en milieu marin : mise à l'eau simplifiée de structures de plusieurs centaines de tonnes, méthode de remorquage et de mise à poste, installation et assemblage des ensembles en milieu marin ;

• ancrage adapté au sol : de types classique (navire), gravitaire, pieux enfoncés dans le sol ;

• contrôle commande des machines ou des parcs de machines : pour optimiser la production d'énergie et limiter les efforts mécaniques ;

• convertisseurs d'énergie : dimensionnement du stockage de l'énergie, comportement des machines et composants en mer, fatigue ;

• raccordement électrique : comportement dynamique du câble, diminution des pertes électriques, optimisation ;

• exploitation et maintenance : moyens d'accès en toute sécurité, survie en conditions extrêmes ;

• démantèlement afin de restituer le site, après exploitation, dans un état le plus proche possible des conditions initiales.

Applications

La principale application visée est la production d'électricité. Les autres champs d'application sont la production de froid pour la climatisation et les produits dérivés pour l'aquaculture.

La majeure partie des capacités installées sont de type marémotrice, avec trois usines marémotrices dans le monde représentant 270 MW de capacité installée en 2008, dont celle de la Rance (240 MW), construite en 1960. Les énergies marines [source : association European Ocean Energy] pourraient totaliser 3,6 GW de capacité en 2020, représentant 26 000 emplois directs pour un investissement d'environ 8,5 Md€. La France représente 0,8 GW dans ce scénario.

Enjeux et impacts

Grâce à son littoral, la France dispose d'une zone maritime de 11 millions de km2, dont elle contrôle l'exploitation et au sein de laquelle la production d'électricité pourrait se développer.

Des interrogations subsistent quant à l'intégration dans le milieu du point de vue environnemental et anthropique. Les énergies marines devront en particulier démontrer qu'elles ne perturbent pas les écosystèmes marins.

Acteurs

Principaux acteurs français

• **Recherche :** École centrale de Nantes, Ensieta, Ifremer, INP Grenoble
• **Industrie :** Alstom, DCNS, EDF EN, GDF-Suez, Geocean, Oceanide, Sabella, Saipem, Technip
• **Pôles de compétitivité :** Capenergies, Pôle Mer Bretagne Pôle Mer Paca, Tenerrdis

Principaux acteurs étrangers

• Iberdrola, SAIPEM, Statkraft, Marine Current Turbine, Pelamis, Sapphyre, Voith Siemens, Wave Dragon

Analyse AFOM

Atouts

• Un large territoire maritime.
• Installation en cours d'hydroliennes à Paimpol-Bréhat, 6 MW, par EDF.
• Initiative Ipanema visant à favoriser l'émergence d'une filière complète.

Faiblesses

• Environnement juridique et administratif complexe.
• Tarif d'achat de l'énergie peu incitatif.

Opportunités

• Possibilités de participation active à des projets de coopération à l'international.

Menaces

• Un impact environnemental mal cerné, avec des conflits d'usage possibles.
• Financements nécessaires élevés, donc difficiles à mobiliser, pour des perspectives s'inscrivant dans le long terme.

Recommandations

Les perspectives de développement des énergies marines s'inscrivent dans le long terme. À ce titre, il est nécessaire de maintenir un effort de R&D régulier sur une longue durée (horizon 2020), incluant la mise au point de démonstrateurs. Les investissements doivent être prévus en fonction de la capacité à industrialiser des acteurs privés.
Plusieurs des pistes explorées représentent des ruptures technologiques, pour lesquelles la France est en position d'affirmer une ambition industrielle.

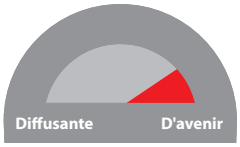
Liens avec d'autres technologies clés

49

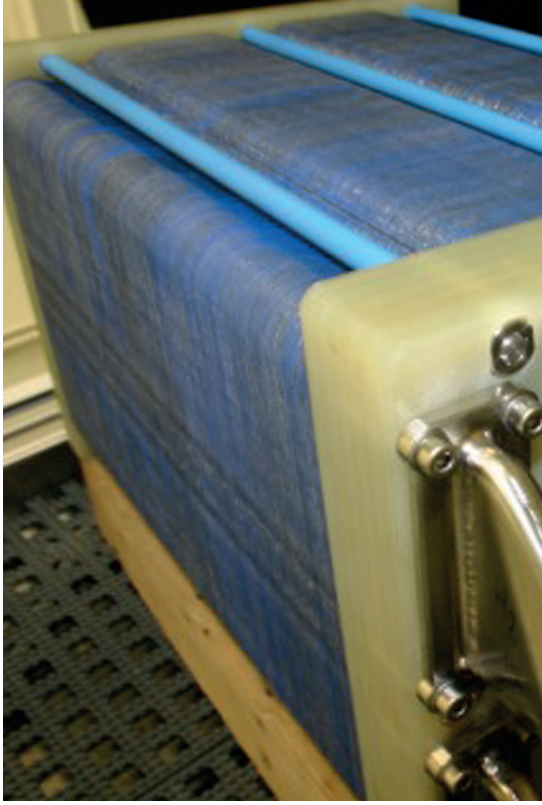
Maturité (échelle TRL)
Émergence (TRL : 1-4)
Développement (TRL : 5-7)
Maturité (TRL : 8-9)

Position de la France
Leader ou Co-Leader
Dans le peloton
En retard

Potentiel d'acteurs en France
Faible
Moyen
Fort



44. Piles à combustible



Description

Une pile à combustible fonctionne selon le principe inverse de l'électrolyse : elle permet de produire de l'électricité à partir d'hydrogène et d'oxygène. Le seul produit direct de la conversion est de la vapeur d'eau.

De façon schématique, une pile à combustible comprend une anode, au niveau de laquelle l'hydrogène est introduit, une cathode, au niveau de laquelle l'oxygène est introduit, ces deux électrodes étant séparées par un électrolyte, par lequel transitent les porteurs de charge.

Les différents types de pile à combustibles se distinguent par la nature des électrodes et surtout de l'électrolyte utilisé. Pour des applications stationnaires, les principaux sont les suivants :

• PEMFC (*Proton Exchange Membrane Fuel Cell*), qui se caractérise par l'utilisation d'une membrane polymère comme électrolyte ;

• SOFC (*Solid Oxide Fuel Cell*), dont l'électrolyte est en céramique (zircone) ;

• PAFC (*Phosphoric Acid Fuel Cell*) et MCFC (*Molten Carbonate Fuel Cell*), dont l'électrolyte (respectivement l'acide phosphorique et des carbonates) est solide à température ambiante, mais liquide à la température de fonctionnement de la pile.

Chacune de ces piles fonctionne à des températures plus ou moins élevées : 70-150°C pour les PEMFC, 180-220°C pour les PAFC, 600-660°C pour les MCFC et 700-1000°C pour les SOFC. On peut noter au passage que la chaleur contenue dans la vapeur d'eau produite peut être récupérée (cogénération). Un fonctionnement à température élevée permet d'accélérer la réaction hydrogène-oxygène, mais impose d'utiliser des matériaux adaptés ; pour un fonctionnement à température plus basse, le recours à un catalyseur (en général, du platine) est nécessaire.

Malgré les efforts consacrés à cette famille de générateurs, plusieurs verrous technologiques freinent leur diffusion à plus grande échelle :

• sensibilité aux impuretés présentes dans les gaz qui alimentent la pile (composés soufrés, en particulier) ;

• mise au point de matériaux et de composants susceptibles de fonctionner à haute température (SOFC) et/ou en milieu agressif (MCFC) ;

• recherche d'alternatives afin de limiter les risques d'approvisionnement : catalyseurs (alternative au platine, dont les ressources sont limitées), membranes polymères (alternative au principal fournisseur américain actuel) ;

• réduction du temps nécessaire au démarrage pour les piles fonctionnant à haute température ;

• augmentation de la durée de vie.

Applications

En dehors des applications spatiales, les premiers modèles de pile à combustible ont été mis sur le marché au début des années 1990. À ce jour, toutefois, très peu de produits ont atteint une réelle maturité commerciale.

En 2008, les ventes mondiales de piles à combustible pour applications stationnaires ont été de l'ordre de 2 250 unités, contre environ 250 en 2001. Il s'agissait principalement (plus de 90 %) de PEMFC de petite puissance (moins de 10 kW) ; les puissances plus élevées (50 unités vendues en 2008) sont dominées par les PAFC et les MCFC.

Il est délicat de prédire quel sera à l'avenir la taille du marché des piles à combustible, tant les estimations passées se sont révélées hasardeuses. Pour les applications stationnaires, les deux segments principaux seraient les suivants :

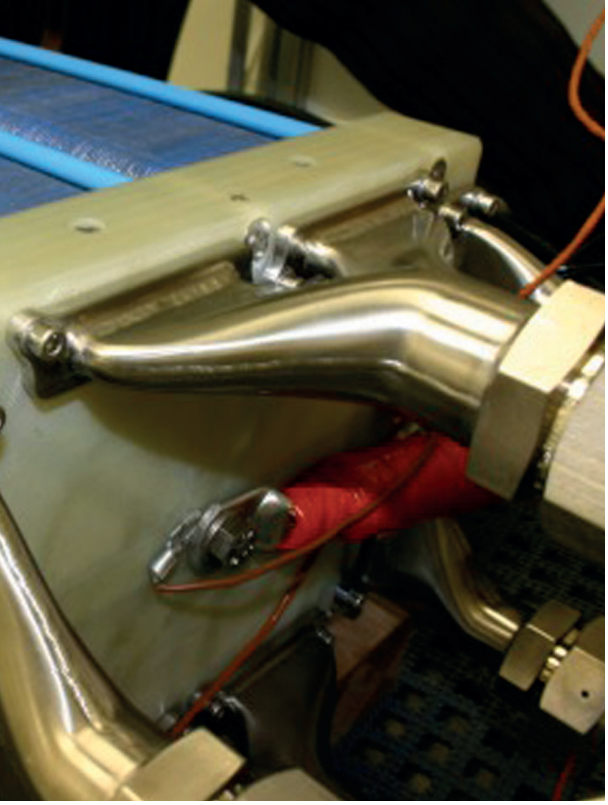
• les installations de production décentralisée, de quelques centaines de kW, éventuellement utilisées en cogénération : hôpitaux, immeubles tertiaires, habitat collectif... ;

• les unités de petite puissance, qui peuvent également s'adresser au secteur résidentiel-tertiaire, dont certaines applications spécifiques : installations de secours, alimentation de sites isolés, microcogénération...

Un autre usage possible serait le stockage tampon de l'électricité : celle-ci serait utilisée pour produire de l'hydrogène, lequel serait stocké puis utilisé ultérieurement pour alimenter une pile à combustible.

La tendance observée depuis une dizaine d'années est nettement une croissance de ce marché, principalement pour les unités de petite puissance. Cette croissance régulière devrait se poursuivre dans les prochaines années, sans toutefois s'accélérer à court terme, le coût des piles à combustible restant élevé (entre 6 000 et 10 000 € le kW), avec une durée de vie encore trop limitée.

D'autres types d'applications sont expérimentés : transports (production d'électricité embarquée à bord d'un véhicule) et appareils électriques portables.



Enjeux et impacts

Actuellement, la plupart des installations en service sont alimentées en gaz naturel, en l'absence d'une infrastructure de distribution d'hydrogène adéquate. Le gaz naturel est lui-même transformé par « reformage » avant d'être injecté, opération qui a pour conséquence l'émission de CO_2. Un fonctionnement en mode réellement « décarboné » nécessitera l'avènement d'une économie de l'hydrogène, qui s'inscrit dans une perspective à long terme.

Par ailleurs, le fonctionnement en cogénération (production d'électricité et de chaleur) permet d'améliorer l'efficacité énergétique (secteur résidentiel-tertiaire dans le cas présent).

La pile à combustible bénéficie d'une image positive : en première approche, il n'y a pas d'émissions polluantes, seulement de la production d'eau. Toutefois, les risques liés à l'utilisation de l'hydrogène (même s'ils ne sont pas fondamentalement différents de ceux liés au gaz naturel), le coût élevé de la technologie et sa diffusion sans cesse repoussée pourraient limiter son usage à quelques applications de niches.

Acteurs

Principaux acteurs français

- **Recherche :** CEA, IRCELyon, LEMTA, LEPMI... ;
- **Industrie :** Axane (Air Liquide), Dalkia (Veolia), EDF, GDF Suez, Helion (Areva)...
- **Pôles de compétitivité :** Astech, Capenergies, Derbi, Pôle « Véhicule du Futur », Tenerrdis, S2E2

Principaux acteurs étrangers

- Ansaldo Fuel Cells, Ballard, Fuelcell Energy, Hexis, Hydrogenics, NGK Insulators, P21, Plug Power, Topsoe Fuel Cell, Toshiba, UTC Power...

Position de la France

La filière industrielle française des piles à combustibles est encore émergente. Elle comprend pour l'essentiel deux filiales de grands groupes positionnés ou souhaitant se positionner sur l'hydrogène. Au niveau international, les principaux acteurs sont nord-américains (États-Unis et Canada), lesquels bénéficient d'un cumul d'expérience de plus de vingt ans et sont donc technologiquement plus avancés, et, dans une moindre mesure, japonais et européens.

Analyse AFOM

Atouts

- Mise en réseau des acteurs (réseau PACo puis plateforme HyPaC).
- Complémentarité des compétences industrielles et académiques.
- Continuité du financement public de la R&D (programmes PAN-H puis HPAC de l'ANR).

Faiblesses

- Nombre relativement limité d'entreprises impliquées.

Opportunités

- Progression régulière des ventes annuelles au niveau mondial.
- Couplage avec le développement des technologies de l'hydrogène.

Menaces

- Avance technologique nord-américaine et japonaise.
- Difficultés d'approvisionnement pour certains matériaux et composants.
- Programmes de démonstration dans le résidentiel déjà en place au Japon et en Allemagne.

Recommandations

Les recherches menées ces dernières années doivent être poursuivies par les organismes de recherche afin de préparer les technologies de rupture et en développant encore le partenariat public-privé. Des projets de démonstration doivent être appuyés dans une logique de multiplication des applications.

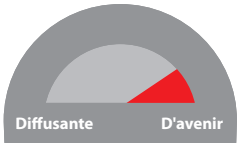
Liens avec d'autres technologies clés

5 45

Maturité (échelle TRL)
Émergence (TRL : 1-4)
Développement (TRL : 5-7)
Maturité (TRL : 8-9)

Position de la France
Leader ou Co-Leader
Dans le peloton
En retard

Potentiel d'acteurs en France
Faible
Moyen
Fort



45. Technologies de l'hydrogène

Description

L'utilisation de l'hydrogène comme nouveau vecteur énergétique suppose de maîtriser l'ensemble des maillons de la chaîne : production, stockage, transport et distribution.

L'hydrogène est d'ores et déjà produit de façon industrielle par reformage du gaz naturel ou d'hydrocarbures liquides, ainsi que par gazéification du charbon ; leur principal inconvénient est de produire de grandes quantités de CO_2.. Des alternatives sont néanmoins possibles : l'électrolyse basse température, encore limitée par son faible rendement et son coût ; la gazéification de la biomasse, couplée à une purification et une séparation du gaz de synthèse ; l'électrolyse haute température-haute pression, encore expérimentale ; la dissociation thermochimique de l'eau, également expérimentale, et qui suppose de disposer une source de chaleur à haute température (plus de 850°C) et en grande quantité.

Le stockage de l'hydrogène pose des problèmes spécifiques, dû à sa faible densité et à sa tendance à migrer à travers les matériaux. Il peut être stocké sous forme gazeuse dans des conteneurs sous très haute pression, ou bien sous forme liquide (stockage cryogénique) ; une alternative consiste à stocker l'hydrogène dans un matériau solide (hydrures métalliques, par exemple). Ces modes de stockage sont encore limités pour des raisons de coût, de rendement énergétique et/ou d'encombrement.

Enfin, du point de vue du transport et de la distribution, plusieurs options sont ouvertes, avec des modes d'organisation différents selon que la production est centralisée ou sur site ; le transport peut être effectué par un véhicule dédié ou via un réseau (canalisations). Durant le transport, l'hydrogène peut lui-même être stocké dans un conteneur de grande capacité, ou dans des cylindres ou cartouches, ces derniers étant livrés à l'utilisateur final. D'un point de vue logistique, de multiples organisations sont techniquement possibles, mais nécessitent d'être optimisées.

En aval, l'hydrogène peut alimenter une pile à combustible destinée à produire électricité et chaleur.

Applications

Le développement d'infrastructures dédiées à l'hydrogène sera lié à son utilisation dans trois secteurs principaux :

- production d'énergie (électricité et chaleur) dans des installations stationnaires ;
- véhicules à piles à combustible (avec stockage embarqué d'hydrogène) ;
- applications portables (appareils électriques).

Les enjeux se situent essentiellement au niveau des deux premiers secteurs, qui nécessitent une production d'hydrogène suffisante et une logistique en conséquence.

Actuellement, la consommation d'hydrogène mondiale est d'environ 57 Mt/an (dont 8 Mt en Europe), soit 630 milliards de Nm3. Il est produit quasi-exclusivement à partir de ressources fossiles, et est destiné à 85 % au raffinage de produits pétroliers et à la production d'ammoniac.

Cette production, si elle était utilisée à des fins énergétiques, ne représenterait que 1,7 % de la consommation d'énergie primaire au niveau mondial (source : association AFH2) ; il faudrait donc que la production d'hydrogène gagne un ordre de grandeur pour que ce vecteur énergétique puisse occuper une place significative dans le bilan énergétique. Ce scénario n'a toutefois de sens que dans la mesure où la technologie des piles à combustible atteint une maturité suffisante (coût et durée de vie).

Enjeux et impacts

Le principal attrait de l'hydrogène en tant que vecteur énergétique est que sa combustion ne produit directement aucune émission de CO_2. ; le bilan global peut néanmoins être très différent, selon la façon dont l'hydrogène a été produit. Il pourrait donc être amené à jouer un rôle significatif dans le domaine des énergies décarbonées si une infrastructure adéquate est déployée à grande échelle, s'apparentant à une véritable transition énergétique vers une « économie de l'hydrogène » et s'inscrivant nécessairement dans le long terme. Alternativement, les applications de l'hydrogène en tant que vecteur énergétique pourraient rester cantonnées à des applications de niche. Selon le « modèle » qui se mettra en place, les implications du point de vue des investissements en infrastructures seront significativement différentes.

Selon l'étude prospective WETO-H2, publiée en 2007, si les tendances actuelles se maintiennent, l'hydrogène ne représenterait que 2 % de la consommation énergétique mondiale en 2050 (3 % en Europe). Concernant les infrastructures, le projet européen HyWays a analysé plusieurs scénarios prospectifs montrant qu'un déploiement à grande échelle de l'hydrogène pour l'automobile nécessiteraient des investissements cumulés pour

les infrastructures à hauteur de 60 Md€ pour un parc de 16 millions de véhicules à l'horizon 2027.
Par ailleurs, l'hydrogène pourrait soulever des questions du point de vue de l'acceptabilité, du fait de son usage comme combustible. Des travaux spécifiques aux normes de sécurité ont d'ailleurs été initiés dans la perspective du déploiement d'une infrastructure dédiée à l'hydrogène. Une autre difficulté réside dans le décalage entre les « promesses » de l'économie de l'hydrogène, qui a pu être « survendue », et l'implémentation effective de ces technologies. Ainsi les stratégies actuelles des États membres de l'Union européenne et des constructeurs en matière de véhicules décarbonés s'orientent davantage vers les véhicules hybrides et électriques.

Acteurs

Principaux acteurs français

- **Recherche :** CEA, IFP, CNRS
- **Industrie :** Air Liquide, Areva, Ceth, Mahytec, Mc Phy, N-GHY, Ullit
- **Pôles de compétitivité :** Axelera, Capenergies, Derbi, Tenerrdis, S2E2

Principaux acteurs étrangers

- Air Products, BP, Linde, Praxair

Position de la France

La France bénéficie avec Air Liquide de la présence sur son territoire d'un des leaders mondiaux de l'hydrogène.
La filière hydrogène mobilise un nombre relativement restreint d'acteurs français, mais l'ensemble de la chaîne est couverte, jusqu'aux usages finaux. Le niveau de soutien aux travaux de R&D menés dans ce domaine, ainsi que la façon dont ce soutien se répartit en fonction des secteurs d'application, a récemment été remis en cause par un rapport de l'OPECST de 2009 qui a soulevé la question d'un éventuel déséquilibre entre le soutien accordé aux véhicules à piles à combustible et celui accordé aux véhicules électriques équipés uniquement de batteries et aux véhicules hybrides.

Analyse AFOM

Atouts :
- Continuité du financement public de la R&D (programmes PAN-H puis HPAC de l'ANR).
- Présence d'un des leaders mondiaux.
- Mise en réseau des acteurs.

Faiblesses
- Nombre relativement limité d'entreprises impliquées.
- Logistique lourde à déployer (transports, stockage).

Opportunités
- Soutien européen aux activités de R&D à travers la structure « Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking ».
- Disponibilité de plusieurs briques technologiques pour la production ou le stockage.

Menaces
- Risque de distanciation dans une compétition internationale accélérée, (États-Unis, Japon).
- Concurrence d'autres filières vertes.

Recommandations

Les recherches menées ces dernières années doivent être poursuivies par les organismes de recherche afin de préparer les technologies de rupture et en développant encore le partenariat public-privé. L'objectif visé d'une production massive d'hydrogène sans CO_2. passe par le développement de projets de démonstration sur les procédés et la structuration d'une offre globale pour la filière.

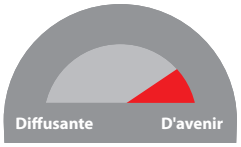
Liens avec d'autres technologies clés

44 62

Maturité (échelle TRL)
Émergence (TRL : 1-4)
Développement (TRL : 5-7)
Maturité (TRL : 8-9)

Position de la France
Leader ou Co-Leader
Dans le peloton
En retard

Potentiel d'acteurs en France
Faible
Moyen
Fort



46. Captage, stockage et valorisationdu CO_2

Description

La filière du captage et du stockage du CO_2 consiste à capter le dioxyde de carbone produit par des sites industriels puis à le comprimer, le transporter et le stocker dans une formation géologique de manière permanente et sûre pour l'environnement.

Trois voies de captage sont possibles :

- la postcombustion, qui consiste à capter le CO_2 dans les fumées de combustion ;
- l'oxycombustion, qui intervient plus en amont et remplace le comburant classique (air) par de l'oxygène, produisant des effluents à haute teneur en CO_2 ;
- la précombustion s'appuie sur un concept différent qui consiste à gazéifier le combustible, puis après modification, à séparer le CO_2 et l'H2.

Le CO_2, après séparation, est comprimé puis transporté, par conduite ou par navire, jusqu'au lieu de stockage géologique où il est « injecté » (anciens gisements d'hydrocarbures, aquifères salins (sur terre et en mer), etc.).

Si parmi les trois principales voies de captage, aucune ne ressort aujourd'hui comme prioritaire, le choix d'une technologie par rapport à une autre dépend du type d'installation (taille, combustible, fonctionnement) et du type de mise en œuvre du captage du CO_2 (installation nouvelle ou existante).

La technologie postcombustion est la plus avancée ; des démonstrations sont en cours à l'international (plateforme Sleipner en Norvège, 1 million de tonnes de CO_2 injectées chaque année). La technologie de captage par oxycombustion fait également l'objet d'opérations de démonstration de recherche sur le territoire national (site de Lacq). Les premiers déploiements industriels pour équiper des centrales thermiques devraient intervenir à partir de 2020.

Les futurs axes de développement de la filière portent sur la maîtrise du captage du CO_2 afin de rendre les technologies moins énergivores et coûteuses. Le transport du CO_2 capté est une technologie relativement maîtrisée et son adaptation pour les centrales électriques (gaz, charbon) ne devrait pas nécessiter de modifications majeures. Enfin, pour que le stockage de CO_2 soit applicable à grande échelle, de nombreux défis technologiques, portant notamment sur la gestion du risque, doivent être relevés. Pour cela, il est nécessaire de :

- étudier l'injectivité du CO_2 ;
- contrôler les impuretés ;
- suivre le panache de CO_2 dans le réservoir ;
- réduire les incertitudes quant aux potentiels sites de stockage du CO_2 et de leur comportement sur le très long terme ;
- définir des normes de validations des sites ;
- concevoir les techniques de fermeture des sites.

Applications

Le marché du captage et du stockage du CO_2 se structurera essentiellement dans les secteurs les plus fortement émetteurs de CO_2 incluant : les industries grosses consommatrices d'énergie (verre, papier, ciment, métallurgie, sidérurgie…), les centrales de production d'électricité et l'industrie pétrolière et gazière qui mobilise la réinjection du dioxyde de carbone dans les champs d'exploitation (50 millions de tonnes de CO_2 chaque année).

Le stockage du CO_2 est une des principales technologies de réduction des émissions de CO_2 dans l'atmosphère pour lequel de 2,5 à 3 Md$ devraient être investis annuellement de 2010 à 2020 [source : AIE].

En France, les perspectives de marché portent sur les bassins industriels fortement émetteurs.

Dans les prochaines années, le marché sera principalement constitué d'unités de démonstration sur des centrales électriques avec une centaine de projets à grande échelle attendus d'ici 2020, représentant un investissement de 26 Md$ [source : AIE/CLSF *Report to the Muskoka 2010 G8 Summit*].

Le marché est principalement à l'international où les producteurs d'électricité sont d'importants émetteurs de CO_2 (États-Unis, Chine, Inde, etc.).

Enjeux et impacts

Le CO_2 contribuant à hauteur de 55 % à l'effet de serre anthropique, la technologie de captage et de stockage géologique du CO_2 vise à participer à la réduction par deux des émissions mondiales de CO_2 d'ici à 2050.

Le paquet « énergie-climat » adopté fin 2008 par le Parlement européen comprend une directive qui établit un cadre juridique pour les activités de stockage géologique du CO_2. La directive 2009/31/CE « relative au stockage géologique du dioxyde de carbone » a été votée le 23 avril 2009. Elle définit les conditions de sélection des sites de stockage, met en place un système de permis de stockage et prévoit les obligations relatives à l'exploitation, la fermeture et la post-fermeture d'un site de stockage.

Un important travail pédagogique et de dialogue avec les différents acteurs sociaux et la population qui réside à proximité des sites de stockage envisagés devra être effectué, avec des garanties de transparence et de contrôles indépendants.

Enfin, un enjeu majeur réside au niveau de l'équation économique de telles opérations. De tels projets seront fortement capitalistiques, et les modèles économiques permettant de les rentabiliser sont encore incertains.

Acteurs

Principaux acteurs français

• **Recherche :** BRGM, IFP Énergies nouvelles, Ineris, IPG (Paris)
• **Industrie :** Air Liquide, Alstom, ArcelorMittal, CGGVeritas, EDF, GDF-Suez, Geogreen, Géostock, Technip, Total, Veolia
• **Pôle de compétitivité :** Avenia

Principaux acteurs étrangers

• Foster Wheeler, General Electric, Halliburton, Mitsubishi Heavy Industries, Schlumberger, Siemens

Position de la France

Les compétences françaises dans le domaine du captage et du stockage du CO_2 sont avérées, alors que, paradoxalement, les perspectives de mise en œuvre sur le territoire national sont passablement limitées. On peut retenir le principe selon lequel il s'agirait donc d'un « marché potentiel à l'export », avec des acteurs majeurs tels qu'Alstom ou Air Liquide, en remarquant toutefois que les principaux marchés géographiques visés à court terme (États-Unis, Chine) seront fortement concurrentiels et parfois protégés.

Analyse AFOM

Atouts

• La présence de grands groupes sur l'ensemble de la chaîne de valeur.
• Le soutien au développement de l'offre : appels à projet de l'ANR, appel à manifestation d'intérêt de l'Ademe.

Faiblesses

• Un marché domestique de taille modeste.
• Pas de retour sur investissement en l'état, en raison du prix du carbone trop faible.

Opportunités

• Un marché mondial en développement.

Menaces

• Un développement de la filière fortement conditionné par la mise en place d'une politique adaptée, notamment au niveau de l'Europe.

Recommandations

De façon générale, le développement d'une telle filière passera par la mise en place d'un cadre réglementaire propice à son développement au regard de l'importance des investissements et des coûts d'exploitation, un facteur clé étant le prix donné au carbone. Sur ces questions, le cadre de réflexion est, *a minima*, européen.
La France pourra probablement conforter sa position au travers de sa participation à de grands projets internationaux. Les projets de démonstration développés sur le territoire national auront surtout vocation à constituer une vitrine du savoir-faire français.

Liens avec d'autres technologies clés

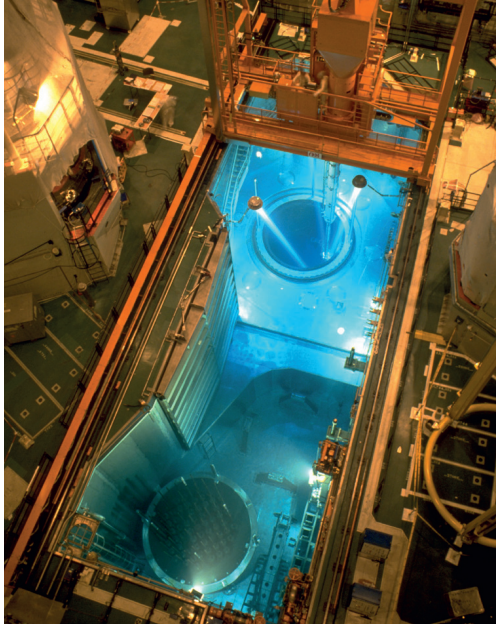
8 53

Maturité (échelle TRL)
Émergence (TRL : 1-4)
Développement (TRL : 5-7)
Maturité (TRL : 8-9)

Position de la France
Leader ou Co-Leader
Dans le peloton
En retard

Potentiel d'acteurs en France
Faible
Moyen
Fort

47. Énergie nucléaire



Description

Pour la production d'électricité, l'énergie nucléaire peut être produite à partir de deux types de réactions : la fission (avec l'uranium comme combustible, principalement) et la fusion (à partir d'isotopes de l'hydrogène).

Les générations actuelles de réacteurs, dites générations II et III, reposent sur la fission à neutrons lents. Il s'agit de technologies relativement matures, les réacteurs de type EPR (dont le développement a commencé au début des années quatre-vingt-dix) en représentant une des versions les plus avancées. Alors que l'EPR est considéré comme une évolution de la génération précédente, la future génération IV (réacteurs à neutrons rapides) reposera sur un principe de fonctionnement différent, entraînant notamment l'utilisation de fluides caloporteurs autres que l'eau.

Quelle que soit la filière considérée, des besoins technologiques sont identifiés, dont les principaux sont :

• les outils de simulation numérique : ces outils sont indispensables au stade de la conception, mais ont aussi un rôle clé à jouer au niveau des études de sûreté ; ces outils doivent donc permettre de prédire le comportement de systèmes complexes en fonctionnement normal ou accidentel ;

• les matériaux : il s'agit en particulier de mettre au point de nouveaux matériaux (alliages métalliques, composites, revêtements céramiques...) adaptés aux futurs réacteurs à neutrons rapides et aux réacteurs à fusion. Ces matériaux seront soumis à des conditions extrêmes (irradiation, température) et leur vieillissement devra pouvoir être prédit avec suffisamment de précision ;

• l'instrumentation pour le contrôle, le pilotage et la sécurité des installations : l'objectif est d'élargir les possibilités de mesure et de traitement du signal. L'éventail est large : mesures chimiques, mécaniques, optiques, thermiques, neutroniques...

Certains besoins spécifiques concernent la fission, en particulier :

• l'amélioration du cycle du combustible, que ce soit au niveau de l'amont (extraction, conversion et enrichissement du combustible) ou de l'aval (traitement des combustibles irradiés) ;

• la maintenance et l'amélioration de la sûreté des réacteurs actuellement en service, en particulier dans la perspective de l'extension de leur durée de vie.

La fusion (ITER), quant à elle, s'inscrit dans un horizon à long terme (fin du XXIe siècle), d'autant que la génération IV, si elle est mise en service, repoussera à très long terme le problème des ressources énergétiques. La fusion nécessitera néanmoins des investissements en R&D significatifs, en particulier dans le domaine de la physique des plasmas et de l'intégration des systèmes.

Applications

L'énergie nucléaire est bien adaptée à la production d'électricité en base, avec un impact limité du point de vue des émissions de CO_2.

En France, en 2008, le nucléaire représentait 76 % de la production d'électricité. Au niveau mondial, l'énergie nucléaire est présente dans 30 pays, et assure globalement 14 % de la production d'électricité. Le parc installé a connu une forte croissance dans les années soixante-dix et quatre-vingts, avant un net ralentissement à partir des années quatre-vingt-dix : la puissance installée représente actuellement 374 GW, contre environ 320 GW en 1990.

Fin 2010, on dénombrait 57 nouveaux réacteurs en cours de construction, dont 23 en Chine. Cela représentera une capacité additionnelle de 55 GW, soit l'équivalent de 14,6 % du parc actuel. Les programmes de construction les plus ambitieux se situent en Corée du Sud, en Chine, en Russie et en Inde ; des perspectives intéressantes existent aussi aux États-Unis, en Grande-Bretagne et en Italie.

Enjeux et impacts

En France le premier enjeu est l'indépendance énergétique et la contribution majeure à la réduction du déficit de la balance commerciale ainsi que la fourniture d'énergie à un prix modéré. Le recours à l'énergie nucléaire est perçu comme une option possible dans le cadre de la lutte contre le changement climatique et pour répondre aux besoins croissants en électricité au niveau mondial. En France, les besoins se situent essentiellement au niveau de l'entretien et de la prolongation du parc actuel, ainsi qu'au niveau des nouvelles générations susceptibles de prendre le relais à long terme. Au niveau international, les programmes d'investissement annoncés ouvrent des perspectives aux filières industrielles, mais soulèvent également des inquiétudes relatives à la sûreté et aux risques de prolifération.

Par ailleurs, l'opinion publique française reste globalement en faveur du recours au nucléaire pour assurer la majorité de la production d'électricité (source : baromètre d'opinion sur l'énergie et le climat, CGDD) ; l'écart entre opinions favorables et opinions défavorables tend néanmoins à se réduire. Un des points de cristallisation des débats autour du nucléaire est la gestion des déchets

Degré de diffusion dans l'absolu
Faible diffusion
Diffusion croissante
Généralisation

Degré de diffusion en France
Faible diffusion
Diffusion croissante
Généralisation

radioactifs ; à ce titre, des enseignements pourront être tirés des débats publics menés depuis plusieurs années autour du site expérimental de stockage souterrain de Bure-Saudron.

Acteurs

Principaux acteurs français

- **Recherche :** Andra, CEA, IRSN...
- **Industrie :** Alstom, Areva, Bouygues, EDF, GDF-Suez, Vinci...
- **Pôles de compétitivité :** Pôle Nucléaire de Bourgogne ; Trimatec

Principaux acteurs étrangers

- GE-Hitachi, Mitsubishi Heavy Industries, Rosatom, Toshiba-Westinghouse...

Position de la France

Le programme électronucléaire des années quatre-vingts et quatre-vingt-dix a permis à la France de se positionner parmi les leaders mondiaux de l'énergie nucléaire. La filière française comporte plusieurs grands groupes et quelques centaines de PME, dont environ 200 spécialisées dans le domaine du nucléaire. La maintenance emploie à elle seule plus de 20 000 intervenants extérieurs.

Le soutien public à la recherche dans le domaine du nucléaire (fission et fusion) reste significatif : ces dépenses représentaient en 2008 environ la moitié du budget de R&D dédié à l'énergie. On peut également souligner qu'un volet du programme « investissements d'avenir est dédié au « nucléaire de demain » ; il comporte trois priorités : le futur prototype de réacteur de quatrième génération ; le réacteur expérimental Jules Horowitz ; le traitement et le stockage des déchets.

La France reste donc un des acteurs majeurs de la recherche dans le domaine du nucléaire. Au niveau industriel, sa position a néanmoins pu être fragilisée par les retards pris sur les deux chantiers EPR en Europe (du fait de leur positionnement en tant que têtes de série), ainsi que par les difficultés rencontrées sur l'appel d'offres aux Émirats Arabes Unis. L'EPR reste néanmoins le réacteur de génération III dont la construction est la plus avancée (des chantiers en cours en Finlande, en France et en Chine) et il reste très bien positionné dans beaucoup de pays qui ont fait le choix de la relance du nucléaire (UK, USA, Italie, Inde et Pologne notamment). Par ailleurs, Areva travaille sur un projet de réacteur de moindre puissance, baptisé Atmea-1 (1 GW, contre 1,6 GW pour l'EPR), en partenariat avec le japonais Mitsubishi Heavy Industries.

Analyse AFOM

Atouts

- Un cumul d'expérience sans égal en matière d'exploitation de réacteurs et de gestion du cycle du combustible.
- L'importance de la filière industrielle (grands groupes et sous-traitants).
- La capacité de R&D.

Opportunités

- Les programmes d'investissement majeurs à l'international.

Menaces

- L'émergence de nouveaux concurrents (coréens, chinois).

Recommandations

Les actions de recherche dans le domaine de l'énergie nucléaire font l'objet d'une coordination (en particulier entre les organismes de recherche et les principaux acteurs industriels) qui s'est structurée au niveau national autour du programme Astrid, et qui s'opère aussi au niveau européen dans le cadre de la plateforme « Sustainable Nuclear Energy Technology ». Il faut par ailleurs souligner que les travaux de recherche représentant des enjeux majeurs à long terme (génération IV, projet Iter) font l'objet de coopérations au niveau mondial.

Les technologies du nucléaire ne sont toutefois pas l'apanage de groupes industriels internationaux et de grands organismes de recherche. Des besoins spécifiques existent, sur lesquels des PME peuvent se positionner (instrumentation, métiers de la maintenance... mais aussi, à l'avenir, démantèlement des réacteurs en fin de vie) ; un accompagnement peut toutefois s'avérer nécessaire, puisqu'aborder ces marchés requiert de bien intégrer et maîtriser les « référentiels » (normes, certifications...) propres au secteur nucléaire.

Il faut enfin souligner que le marché français du nucléaire est majoritairement celui de la maintenance ; de ce fait, les principales opportunités actuelles se situent au niveau international. Pour les PME de la filière, l'export représente donc un enjeu majeur, y compris, le cas échéant, en réponse aux demandes de concurrents des grands acteurs français. D'autres aspects (structuration de filière, normes...) dépassent le seul champ de l'analyse technologique.

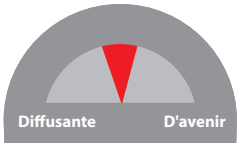
Liens avec d'autres technologies clés

4 7 8 13 18 19 20

Maturité (échelle TRL)
Émergence (TRL : 1-4)
Développement (TRL : 5-7)
Maturité (TRL : 8-9)

Position de la France
Leader ou Co-Leader
Dans le peloton
En retard

Potentiel d'acteurs en France
Faible
Moyen
Fort



48. Solaire photovoltaïque

Description

La technologie photovoltaïque (PV) permet la conversion de l'énergie solaire en courant électrique. Les cellules photovoltaïques, des dispositifs semi-conducteurs, sont associés en modules d'une capacité de plusieurs centaines de W. Les modules sont eux-mêmes assemblés pour former des systèmes PV, intégrant un convertisseur courant continu-courant alternatif ou courant continu-courant continu, un régulateur et éventuellement un équipement de stockage de l'électricité. Les systèmes sont hautement modulaires, de quelques W à plusieurs MW, et peuvent être connectés au réseau.

Les cellules dites de deuxième et troisième générations sont appelées à succéder aux cellules à base de silicium massif :

• Les cellules de deuxième génération résultent du dépôt de la couche de semi-conducteur directement sur un substrat à moindre coût (verre, acier, acier flexible, films plastiques). La production de ce type de cellules permet d'éviter l'étape de transformation du silicium en tranche (« wafer »). Les cellules de deuxième génération permettent d'équiper de très grandes surfaces en les associant à un support souple (membrane), pour le bâtiment notamment, avec une rapidité de mise en œuvre élevée. On distingue le silicium amorphe (a-Si, non cristallin), le tellurure de cadmium (CdTe) et le cuivre-indium-gallium-sélénium (CIGS). Les cellules à hétérojonction, notamment CdS-CdTe et CIS-CdS, sont d'un intérêt majeur.

• Les cellules de troisième génération rassemblent plusieurs concepts : la superposition de multiples cellules utilisant des bandes d'absorption différentes (cellules multi-jonctions), les cellules polymères et d'autres types de cellules organiques (matériau actif constitué d'un mélange polymère/fullerène). La troisième génération de cellules PV vise à dépasser les limites maximales de rendement des cellules actuelles.

Les couches minces représentent actuellement la solution technologique potentiellement à bas coût et basse efficacité tandis que les cellules PV de troisième génération offrent des perspectives de rendement élevé mais à coûts également élevés.

Des efforts sont nécessaires pour augmenter les performances des cellules, des modules et systèmes, les procédés industriels et la standardisation.

La réduction des coûts de fabrication reste une priorité pour la filière.

Applications

Les technologies PV sont employées sur une large gamme d'applications : pour les résidences, les commerces, pour l'industrie et les applications hors réseau de différentes dimensions. Les applications hors réseau offrent l'opportunité de pouvoir électrifier des zones à accès difficile.

Les cellules de première génération, aux coûts et à l'efficacité moyens, représentent actuellement 90 % du marché. La technologie a-Si capte 90 % du marché actuel des cellules de deuxième génération.

En 2009, le volume de production mondial de 7 GW de modules PV a été atteint. Le parc installé représentait près de 16 GW, à 70 % en Europe (Allemagne et Espagne). [source : European PV Industry Association] La croissance du parc devrait se poursuivre, soutenue par les plans de développement du secteur avec des tarifs d'achat de l'électricité produite. L'AIE PV Roadmap 2009 prévoit en 2030 une capacité mondiale d'environ 750 GW installée, toutes technologies confondues.

L'ensemble du marché PV en France a généré un chiffre d'affaires de 1,6 Md€ et la production d'électricité photovoltaïque s'est élevée à 0,16 TWh, (0,03 % de la production totale brute d'électricité) en 2009.

Afin d'intégrer et de gérer de larges quantités d'électricité photovoltaïque dans les réseaux, de développement sont en cours. En parallèle, l'autoconsommation de l'électricité produite est appelée à se développer fortement.

Enjeux et impacts

Le solaire photovoltaïque fait partie des filières susceptibles d'être mobilisées pour que la France puisse atteindre l'objectif fixé par la directive européenne 2009/28, c'est-à-dire une part de 23 % d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation d'énergie finale brute, en 2020. La programmation pluriannuelle des investissements a notamment fixé un objectif de 5,4 GW de capacité de production d'électricité à partir de l'énergie solaire à l'horizon 2020.

Le recyclage des panneaux se développe, notamment ceux équipés de la technologie CdTe pour lesquels le cadmium, un métal toxique, doit être récupéré. Le photovoltaïque reste globalement bien perçu par les Français, d'autant plus que ce sont principalement des installations intégrées au bâtiment, et non des centrales avec de grandes emprises au sol. La multiplication récente des installations chez les particuliers a toutefois pu s'accompagner d'un certain nombre de contre-références, le développement de la filière semblant relever avant tout d'un effet d'aubaine.

Degré de diffusion dans l'absolu
Faible diffusion
Diffusion croissante
Généralisation

Degré de diffusion en France
Faible diffusion
Diffusion croissante
Généralisation

Acteurs

Principaux acteurs français

• **Recherche :** Armines, CEA/Ines, InESS, ECPM, ICMCB, IES, IPCMS, Irdep, LPICM, LGEP, LPSC Meudon, LCS, Lamp, Simap
• **Industrie :** Appolon Solar, Solar Force, Nexcis, Solsia, EMIX, Photowatt, Tenesol, Arkema, EDF EN, Saint Gobain, Air Liquide, Total, GDF Suez
• **Pôles de compétitivité :** Alsace Energivie, Capenergies, Derbi, S2E2, Tenerrdis

Principaux acteurs étrangers

• First Solar, Suntech Power, Sharp, Q-Cells, Yingli Green Energy, J A Solar, Kyocera, Trina Solar, SunPower, Gintech

Position de la France

Au niveau mondial, l'industrie photovoltaïque française occupe une place modeste, les principaux producteurs étant américains et asiatiques, la production chinoise étant par ailleurs en forte progression. Pourtant la France possède des positions solides sur certains éléments hors panneaux, notamment le verre où les produits de Saint Gobain sont reconnus et utilisés mondialement,.

Pour les première et deuxième génération, l'enjeu consiste à maintenir la filière française du solaire à niveau dans la compétition technologique mondiale, sur l'ensemble du cycle de production. Les opportunités pour les technologies françaises dépendent de la capacité de notre R&D à diminuer les coûts pour la première génération et à augmenter fortement les rendements pour la deuxième. Plusieurs projets de recherche structurants déjà lancés comme Solar Nano Crystal (CEA , Edfen et PV Alliance, Oséo-ISI, 170 M€ de budget), Solcis (Oséo ISI, 30 M€ de budget, CNRS, Nexcis), Cisel (financement Ademe, pilotage Irdep) et divers projets soutenus par le FUI visent à répondre à ces défis. Il s'agit de les mener à bien et d'en mesurer les jalons technologiques et d'en évaluer les impacts industriels en continu.

Les enjeux offensifs pour la France portent essentiellement sur la troisième génération, pour laquelle se développent notamment des projets pour le développement de cellules organiques (CNRS, CEA). Le projet Oséo/ISI Oscar (budget 20 M€ sur 2010-2014) mené par le groupe Armor, vise à développer des cellules photovoltaïques organiques pour une production en 2015. Des ruptures sont également attendues dans le domaine de cellules à très haut rendement (multicouches et cellules photovoltaïques à concentration).

Analyse AFOM

Atouts
• Cinquième gisement solaire européen.
• Compétences technologiques dans les entreprises et centres de recherche.
• Compétences reconnues dans le photovoltaïque intégré au bâti.

Faiblesses
• Absence de « champion national ».

Opportunités
• Marché en forte croissance.
• Grands programmes internationaux, (Plan solaire Méditerranéen).

Menaces
• Avance technologique des acteurs américains et allemands.
• Risque de rupture d'approvisionnement (tellure pour les cellules CdTe et indium pour les cellules CIGS).
• Réduction d'un niveau de subventions au départ élevé.

Recommandations

Le principal enjeu pour la France, d'un point de vue technologique, consiste à pouvoir se positionner sur le photovoltaïque de troisième génération, domaine dans lequel le jeu est encore relativement ouvert. L'enjeu est d'autant plus significatif que les types de matériaux et les compétences mobilisés permettent d'autres types d'applications : éclairage, capteurs, électronique... avec des perspectives d'industrialisation à moyen terme.

Pour cela, il est nécessaire que la R&D française se positionne par rapport aux pôles en cours de constitution notamment au niveau européen (Dresde, Eindhoven) et développe ses coopérations avec les meilleurs d'entre eux. D'autres facteurs pourront par ailleurs contribuer au développement pérenne de la filière : renforcer la capacité des équipementiers à mettre en œuvre de nouveaux matériaux ; favoriser réglementairement l'intégration au bâti; assurer une visibilité suffisante sur les évolutions des tarifs d'achat de l'électricité d'origine photovoltaïque.

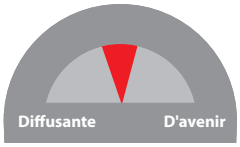
Liens avec d'autres technologies clés

51 52 75

Maturité (échelle TRL)
Émergence (TRL : 1-4)
Développement (TRL : 5-7)
Maturité (TRL : 8-9)

Position de la France
Leader ou Co-Leader
Dans le peloton
En retard

Potentiel d'acteurs en France
Faible
Moyen
Fort



49. Énergie éolienne en mer

Description

Les éoliennes en mer utilisent le même principe que celles situées à terre : la force motrice du vent est collectée à travers des pales pour être convertie en électricité qui est exportée à terre par des câbles sous-marins. Elles sont groupées « en fermes d'éoliennes » de plusieurs dizaines de MW raccordées au réseau.

On distingue deux types de technologies en fonction du système de fixation :

• Les éoliennes « posées » sur le fond marin, qui reposent sur un amarrage gravitaire, une pile simple, double, par structure entretoisée (« jacket ») ou encore sur un tripode, jusqu'à 40 m de profondeur ;

• Les éoliennes flottantes, qui s'ancrent au fond marin au moyen de plusieurs systèmes : flotteur colonne à grand tirant d'eau (« spar »), flotteur semi-submergé et support à lignes tendues pour des installations loin des côtes à des profondeurs plus élevées (30 à 300 m).

Si les transferts technologiques entre l'éolien terrestre et l'éolien peu profond sont importants – les éoliennes en mer étant essentiellement dérivées des éoliennes terrestres de grande puissance, plusieurs MW, avec une protection améliorée à la corrosion – il existe une rupture technologique pour aller vers l'éolien offshore flottant. Les machines flottantes élargissent les zones potentielles de développement de parcs dans de nombreux pays comme en France.

Une industrie complète spécialisée pour l'« offshore » est en cours de constitution, notamment en Europe.

Les turbines éoliennes en mer peuvent bénéficier de vents plus forts et moins turbulents que sur terre et limiter l'impact visuel. Les sévères conditions marines appellent le développement de systèmes très fiables et plusieurs nouveaux concepts de turbines en mer sont en cours de tests. Les principaux verrous visent à :

• développer une nouvelle génération de turbines et de structures marines spécialement conçues pour un environnement marin avec des besoins d'opération et de maintenance réduits ;

• abaisser le coût des installations avec moins de 40 m de fond et améliorer la stratégie d'installation et de la chaîne d'approvisionnement ;

• améliorer la capture d'énergie par le rotor, particulièrement à basses vitesses, dans des conditions turbulentes ;

• augmenter les temps d'opérations des fermes en mer ;

• réduire les coûts d'opération et de maintenance ;

• allonger la durée de vie des turbines et réduire le coût de composants ;

• améliorer les technologies de transmission ;

• évaluer les interférences avec le contrôle de la navigation maritime et aérienne.

Applications

La technologie éolienne en mer vise à produire de l'électricité d'origine renouvelable. Le parc d'éoliennes en mer était d'environ 800 turbines raccordées au réseau, totalisant une puissance de 2 GW, essentiellement en Europe, notamment en Allemagne et au Royaume-Uni, en augmentation de 54 % [source : European Wind Energy Association EWEA]. En 2010, près de 1 GW de capacité devrait être installé pour un chiffre d'affaires de 3 Md€. Les plus grands prototypes industriels atteignent 10 MW et des diamètres de 145 m.

Même soutenue par une forte croissance, la part des éoliennes en mer restera inférieure à celle des éoliennes terrestres. En 2050, les deux tiers environ de l'électricité d'origine éolienne devraient toujours provenir d'éoliennes terrestres.

À cette date, les principaux marchés seront dans l'ordre, la Chine, l'Europe et les États-Unis.

Les coûts d'investissements devraient évoluer vers une réduction estimée à 38 % en 2050 : ils passeraient de 3 000 - 3 700 $/kW en 2010 à 2 100 – 2 600 $/kW.

Enjeux et impacts

L'éolien offshore fait partie des filières susceptibles d'être mobilisées pour que la France puisse atteindre l'objectif fixé par la directive européenne 2009/28, c'est-à-dire une part de 23 % d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation d'énergie finale brute, en 2020, contre 10,3 % en 2005.

Un premier appel d'offre pour 500 MW d'éolien offshore a été lancé en France. Le plan de développement des énergies renouvelables à haute qualité environnementale proposé dans le cadre du Grenelle de l'environnement prévoit que 1 GW de capacité d'éolien en mer serait à installer d'ici à 2012 et 6 GW d'ici à 2020, sur 25 GW d'énergie éolienne. Un appel d'offre de 3 GW est en préparation pour implanter au large des côtes françaises, environ 600 éoliennes, à partir de 2015.

À l'instar de ce qui s'est produit avec l'éolien terrestre, les projets d'éoliennes en mer peuvent rencontrer de fortes oppositions locales (marins pêcheurs, riverains, professionnels du tourisme...), se traduisant parfois par des recours en justice.

Degré de diffusion dans l'absolu
Faible diffusion
Diffusion croissante
Généralisation

Degré de diffusion en France
Faible diffusion
Diffusion croissante
Généralisation

Acteurs

Principaux acteurs français

- **Recherche :** IFP Énergies nouvelles, Ifremer
- **Industrie :** Alstom, Areva, DCNS, EDF EN, GDF-Suez, Leroy Somer, Nass & Wind, Nexans, Poweo, Rolix, Saipem, Technip, Vinci
- **Pôles de compétitivité :** Pôle Mer Bretagne, Pôle Mer PACA

Principaux acteurs étrangers

- Acciona, Gamesa, GE Wind, Nordex, Siemens, RE Power, Statkraft, Suzlon, Vestas

Position de la France

La filière française de l'industrie éolienne ne s'est pas développée de façon significative, et le développement de l'éolien en mer ne pourra donc pas ou peu s'appuyer sur celle-ci.

Ce point n'est pas forcément critique dans le cas des éoliennes flottantes qui représentent une opportunité importante pour la filière française. Les technologies sont notablement différentes de celles mises en œuvre dans le domaine de l'éolien terrestre et s'apparentent à l'offshore pétrolier. Par ailleurs, la France possède les compétences en conception et développement pour développer la filière et grâce à sa façade maritime, elle dispose d'un des premiers potentiels européens.

Analyse AFOM

Atouts

- Gisement éolien offshore significatif.
- Présence de grands groupes dans les activités prépondérantes de la filière : construction des fondations, raccordements au réseau électrique, installation, exploitation et maintenance.

Faiblesses

- Faiblesse de la filière de l'éolien en général.

Opportunités

- Lancement des premiers projets à l'échelle industrielle.
- Appels d'offres nationaux et internationaux.

Menaces

- Intensité concurrentielle forte, en particulier au niveau européen (projet Seatec en mer du Nord et en mer Baltique).
- Conflits d'usage sur les zones maritimes.

Recommandations

Il apparaît tout d'abord essentiel de renforcer l'offre française sur l'ensemble de la chaîne de valeur, notamment sur les composants.

Les principaux besoins de développements technologiques concernent l'éolien offshore flottant, lequel ne peut bénéficier que de transferts très limités de technologies issues de la filière de l'éolien terrestre. En revanche, l'expérience acquise dans le cadre du développement de cette dernière a montré la nécessité d'outils de concertation avec les parties prenantes de chaque projet afin de prendre en compte les différents aspects relatifs aux dimensions sociales.

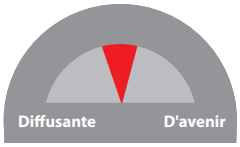
Liens avec d'autres technologies clés

7 11 43

Maturité (échelle TRL)
Émergence (TRL : 1-4)
Développement (TRL : 5-7)
Maturité (TRL : 8-9)

Position de la France
Leader ou Co-Leader
Dans le peloton
En retard

Potentiel d'acteurs en France
Faible
Moyen
Fort



50. Géothermie

Description

Les technologies d'exploitation de la chaleur stockée dans le sous-sol visent deux utilisations principales : la production de chaleur et la production d'électricité. On distingue plusieurs filières :

• géothermie très basse énergie avec une température inférieure à 30°C (nappes d'une profondeur inférieure à 300 m et eau de mer). La chaleur extraite est utilisée pour assurer le chauffage, l'eau chaude sanitaire et le rafraîchissement des locaux au moyen d'une pompe à chaleur géothermique, cette dernière transférant les calories ;

• géothermie basse énergie ou basse enthalpie : température entre 30 et 90° C (ressources à une profondeur d'environ 1 000 m) pour l'alimentation des réseaux de chaleur urbains par échangeur de chaleur, le chauffage des serres, le séchage de produits, le thermalisme ;

• géothermie moyenne enthalpie : température comprise entre 90 et 150° C (gisements d'eau chaude ou de vapeur humide dans des bassins sédimentaires de 2 000 à 4 000 m de profondeur) pour laquelle la chaleur est valorisée notamment dans des procédés industriels et éventuellement pour produire de l'électricité par cycle binaire où un échangeur transmet la chaleur de la nappe à un fluide de type isobutane, isopentane, ammoniaque, qui présente la propriété de se vaporiser à une température inférieure à celle de l'eau ;

• géothermie haute température ou haute enthalpie : température supérieure à 150° C (réservoirs localisés entre 1 500 et 3 000 m de profondeur, généralement dans les zones de volcanisme ou de tectonique active) pour la production d'électricité à l'aide de turbines.

L'eau peut être évacuée en surface si elle est initialement peu chargée en sel dissous ou bien réinjectée, doublet géothermique. Ces technologies sont assez mûres pour pouvoir être déployées en fonction des caractéristiques des sites et de la nature de la demande en énergie (puissance appelée, température nécessaire). De nouveaux développements sont attendus en ce qui concerne :

• pompes à chaleur géothermiques : amélioration de la connaissance des formations superficielles, développement de la connaissance des performances et de l'impact sur les milieux des différents types d'échangeurs souterrains, optimisation des techniques de forage et réduction de leur coût et impact, conception des systèmes ;

• réseaux de chaleur : la recherche et la démonstration sur le thème du stockage d'énergie intersaisonnier en aquifère profond et l'intégration des réseaux de chaleur basse température dans le bâtiment ;

• tenue à la corrosion ;

• étude des impacts sur l'environnement marin des rejets d'eau de mer à température différente du milieu ;

• amélioration de l'évaluation des ressources, de l'exploration et des méthodes d'exploitation notamment dans les DOM.

Une nouvelle filière en cours de développement repose sur la géothermie profonde assistée (EGS). La chaleur est extraite des roches chaudes fissurées entre 3 000 et 5 000 m de profondeur en stimulant les roches peu perméables par injection d'eau sous forte pression dans le sol. Plusieurs sites pilotes sont installés (France, Allemagne, Suisse, Australie).

Applications

La puissance mondiale installée pour la production de chaleur est estimée à 27 000 MW, correspondant à une production annuelle supérieure à 70 000 MWh [source : BRGM] en augmentation. La capacité de production d'électricité s'élève à 10 000 MW en 2007 [source : BRGM], soit 0,3 % de la puissance mondiale électrique installée. Les principaux pays producteurs se situent sur la périphérie du Pacifique sur le continent américain, en Asie et en Océanie.

En France, 16,6 MW de puissance sont installés, (15 MW à Bouillante en Guadeloupe). Dans les DOM insulaires, le contexte volcanique et une volonté politique d'aller vers l'autonomie énergétique ouvrent la perspective de dépasser les 120 MW à l'horizon 2015. En France métropolitaine, de larges bassins sédimentaires avec des couches géologiques renfermant des aquifères sont exploitables (Bassin parisien et Bassin aquitain, Alsace).

La technologie EGS offre des perspectives sur le plus long terme et à une échelle géographique plus étendue, en permettant de produire à la fois de l'électricité et de la chaleur, et ce sur une grande partie du globe. Les premières applications commerciales sont attendues d'ici à 2020.

Enjeux et impacts

Les emplois liés à la fabrication et à la commercialisation des équipements pour les pompes à chaleur, leur installation et leur maintenance sont estimés à 5 000 en 2007 et à 20 000 en 2012. [source : CGDD, *Les filières industrielles stratégiques de l'économie verte*].

En nombre de MWh produits, la géothermie constitue, avec la biomasse et l'éolien, l'une des principales sources d'électricité renouvelable dans le monde après l'hydroélectricité.

En matière de production d'électricité, la géothermie profonde est identifiée comme un élément clé de l'autonomie énergétique des territoires. Les DOM et COM, du

Degré de diffusion dans l'absolu
Faible diffusion
Diffusion croissante
Généralisation

Degré de diffusion en France
Faible diffusion
Diffusion croissante
Généralisation

fait d'un positionnement géographique et géologique exceptionnels, représentent un potentiel valorisable pour développer une position de leader.

Acteurs

Principaux acteurs français

• **Recherche :** BRGM, CSTB, IPG Paris
• **Industrie :** AJ Tech, CFG Services, DFM-Sofath (De Dietrich), EDF, France Géothermie, Giordano Industries, Veolia/Dalkia
• **Pôles de compétitivité :** Avenia, Capenergies, Pôle Dream Eau & Milieux

Principaux acteurs étrangers

• Chevron, ENEL, Halliburton, Nevada Geo Power, Ormat, Star Energy

Position de la France

La France occupe une bonne position dans le domaine de la géothermie, ceci étant à relativiser en fonction des technologies :
• géothermie haute enthalpie : la France est relativement en retard, les pays en tête sont l'Islande, l'Italie, la Nouvelle-Zélande, les États-Unis et l'Indonésie ;
• géothermie basse enthalpie : la France a une expérience historique (Bassin parisien notamment) à mieux exploiter sur le marché domestique et international ;
• géothermie très basse température : la France est en retrait par rapport à des pays très volontaires comme la Suède ou la Suisse. Il n'existe pas d'offre d'opérateur structurée mais une offre portée par les fabricants de pompes à chaleur. La France a développé une expertise reconnue sur la technique du doublet pour l'exploitation de nappes chargées en sels minéraux et nécessitant un forage de réinjection.

Analyse AFOM

Atouts
• Cumul d'expérience en géothermie basse enthalpie.
• Technologie proche de l'équilibre du marché pour la production de chaud et froid pour le secteur tertiaire.

Faiblesses
• Technologies qui restent globalement complexes à mettre en œuvre (hors pompes à chaleur géothermique).
• Absence d'acteurs français d'envergure internationale.

Opportunités
• Potentiel de développement de la géothermie profonde.

Menaces
• Risque de domination des constructeurs étrangers de pompe à chaleur.

Recommandations

Si la France possède un cumul d'expérience significatif dans le domaine de la géothermie, elle n'a pas su valoriser de façon notable ses compétences à l'international. Certaines d'entre elles, comme le développement de réseaux de chaleur couplés à la géothermie, ou la production d'électricité dans les zones insulaires volcaniques, pourraient toutefois permettre à la France de se positionner parmi les leaders mondiaux.
À ce titre, les installations exemplaires existantes (telles que la centrale de Bouillante) pourraient permettre la création de centres d'ingénierie d'excellence à vocation internationale. Les approches pluridisciplinaires (corrosion, géosciences...) doivent par ailleurs être privilégiées.

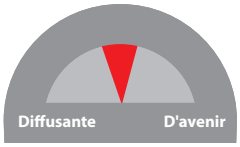
Liens avec d'autres technologies clés

7

Maturité (échelle TRL)
Émergence (TRL : 1-4)
Développement (TRL : 5-7)
Maturité (TRL : 8-9)

Position de la France
Leader ou Co-Leader
Dans le peloton
En retard

Potentiel d'acteurs en France
Faible
Moyen
Fort



51. Stockage stationnaire d'électricité

Description

Les principales technologies de stockage stationnaire de l'énergie électrique se répartissent en fonction de la capacité des systèmes :

• le stockage électrique à très grande échelle, aussi appelé stockage d'électricité de masse (plusieurs dizaines à plusieurs centaines de MWh de capacités de production) comprend les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) et celles qui fonctionnent par compression d'air (ou « CAES » lorsque la chaleur de compression n'est pas récupérée ou « AA-CAES » lorsqu'il y a récupération) ;

• le stockage à grande échelle (plusieurs MWh à plusieurs dizaines de MWh de capacités), comprend les accumulateurs électrochimiques au plomb et au nickel-cadmium, l'électrochimie à circulation, et le stockage de chaleur haute température (thermique) avec réfractaire et turbine ;

• le stockage à moyenne échelle (quelques kWh au MWh)/à petite échelle (plusieurs Wh à plusieurs kWh), qui se différencient par les services offerts, et leur caractère embarqué-stationnaire. Elles incluent les supercondensateurs, les accumulateurs électrochimiques (plomb-acide, lithium, métal-air, sodium-soufre, etc.), les volants d'inertie, l'air comprimé en bouteilles, l'hydrogène associé à une pile à combustible, et les supraconducteurs.

L'énergie est stockée sous forme indirecte : une conversion intermédiaire est nécessaire avant utilisation à l'exception des supercondensateurs (stockage direct sous forme électrostatique) et des supraconducteurs (stockage sous forme magnétique).

Les capacités de décharge sont comprises entre la fraction de seconde pour les applications de haute puissance (alimentation ininterruptible) et quelques minutes pour la stabilité du réseau. Elles peuvent atteindre plusieurs heures pour les applications de grande capacité (équilibre offre demande, etc.).

Les STEP et CAES sont déployés industriellement, tandis que la plupart des autres technologies de stockage de masse sont encore au stade du prototype (électrochimie à circulation) ou d'études (AA-CAES,…).

Les priorités de recherche et développement portent sur :

• la mise en place d'une approche système : développement de modèles physiques, mise au point de logiciels de simulation, étude de fortes pénétrations du stockage diffus ;

• l'amélioration des performances et la baisse des coûts des accumulateurs électrochimiques (procédés de fabrication, maintenance, éco-conception et recyclage);

• la diversification des technologies : AA-CAES en complément des STEP, volants d'inertie pour les applications décentralisées.

Applications

Les technologies de stockage sont destinées aux applications stationnaires qui visent à sécuriser les approvisionnements en électricité, optimiser la gestion du réseau électrique (plans de fréquence et de tension), lisser la courbe de charge, augmenter la pénétration des sources intermittentes renouvelables (éolien et solaire thermique et photovoltaïque) et réduire les besoins en centrales thermiques d'appoint.

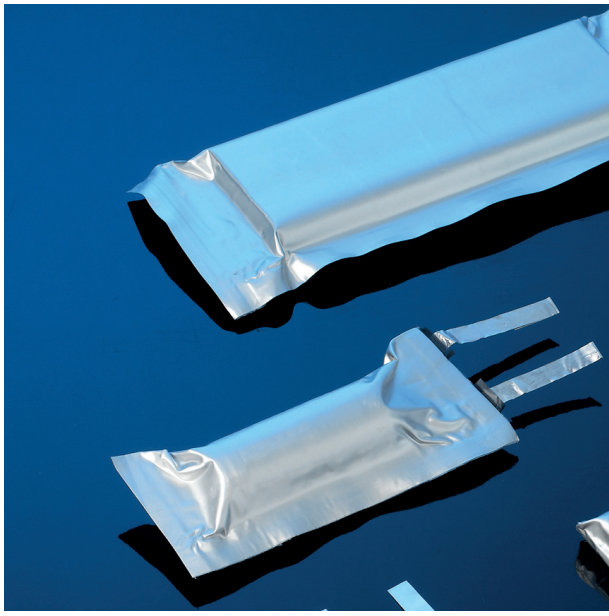
La capacité mondiale en 2009 de stockage d'énergie électrique est d'environ 100 GW [source : AIE], du fait principalement de la mise en œuvre de la technologie des STEP (350 sites). Cette capacité devrait s'élever à 189 GW en 2050 (source : AIE) couplée au développement des réseaux électriques intelligents.

Le marché du stockage de moyenne et petite échelle est dominé par les accumulateurs électrochimiques, essentiellement pour des raisons de coûts et de disponibilité des technologies.

Enjeux et impacts

Le développement des technologies de stockage est une réponse à la nécessité d'améliorer la disponibilité et la qualité de l'alimentation en électricité. Il permettrait également de faire face aux impératifs du développement durable du Grenelle.

Il s'agit alors de s'assurer du bon fonctionnement des réseaux compte tenu de ces évolutions, en prenant en compte le fait que les solutions de stockage d'électri-



Degré de diffusion dans l'absolu
Faible diffusion
Diffusion croissante
Généralisation

Degré de diffusion en France
Faible diffusion
Diffusion croissante
Généralisation

cité actuellement mises en œuvre ne trouvent pas leur équilibre économique dans la seule rémunération des services systèmes et dans leur valorisation sur le marché dérégulé : l'amélioration de leur modèle économique passe aussi par la réduction des coûts pour l'industrie du stockage.

Acteurs

Principaux acteurs français

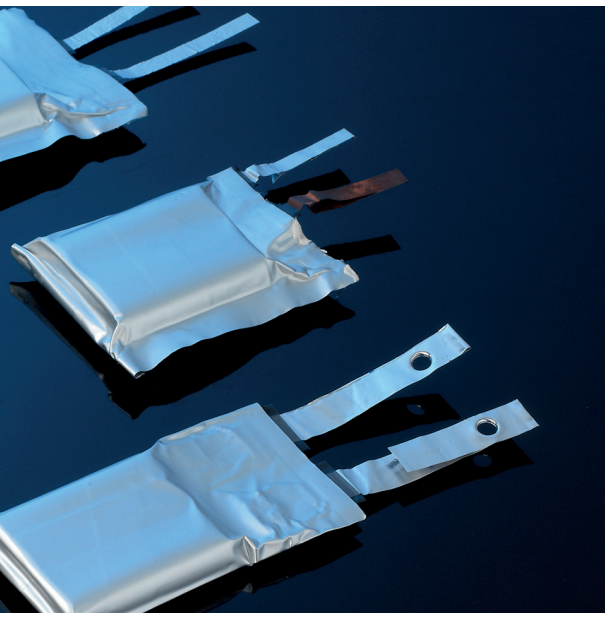
• **Recherche :** BRGM, CEA/Ines, Cirimat, CNRS/IMN, CNRS/LRCS Amiens, ICMCB, IFP Énergies nouvelles, Laboratoire Laplace (Toulouse)
• **Industrie :** Areva, Batscap, EDF, EnerSYS, GDF-Suez, Mc Phy, Recupyl, SAFT, SAIPEM, Saint Gobain,Total
Pôles de compétitivité : Avenia, Capenergies

Principaux acteurs étrangers

• Alabama Electric Corp, C&D, East Penn, EnBW, E.ON, Exide, Firefly, Furukawa, General Electric, Maxwell, Panasonic, RWE Power, Samsung SDI, Siemens, Züblin

Position de la France

La France détient une position très concurrentielle dans le domaine du stockage d'énergies. Le tissu industriel national est dominé par les STEP exploités de longue date par EDF production, et Alstom détient 25 % du marché mondial des turbo-machines. SAFT ou Batscap sur les technologies électrochimiques réalisent leur production et une partie de leur recherche en France. Certaines PME sont par ailleurs très actives sur des produits innovants (volants d'inertie, recyclage des matériaux d'électrodes, etc.).
La France dispose de laboratoires publics de premier plan au niveau mondial dans le domaine du stockage électrochimique. Elle possède également un savoir-faire technologique reconnu dans l'électronique de puissance, les systèmes de charge, etc.



Analyse AFOM

Atouts
• Dimension sociale.
• Multiplicité des techniques disponibles et des services pouvant être proposés aux réseaux électriques.

Faiblesses
• Coûts d'investissements élevés (moins pour les stockages de masse).
• Grande sensibilité du modèle économique aux variations des écarts de prix heures creuses-heures pleines pour les stockages de masse et aux tarifs d'accès.

Opportunités
• Développement des réseaux électriques intelligents et de la part des énergies renouvelables intermittentes dans le mix énergétique.
• Nécessité pour les opérateurs de réseaux publics d'électricité d'optimiser les investissements et d'accroître la sécurité de leurs réseaux.

Menaces
• Réglementation contraignantes (lois sur l'eau par exemple pour les STEP).
• Tarifs d'accès aux réseaux électriques pénalisants pour les installations de stockage d'électricité de masse.

Recommandations

Face à la concurrence internationale, il est essentiel de maintenir un niveau de recherche de haut niveau et soutenir les transferts vers l'industrie, d'accroître la demande et de stimuler le stockage décentralisé d'énergie ainsi que de :
• aménager des tarifs d'utilisation des réseaux électriques ;
• alléger les contraintes réglementaires pour la mise en œuvre de stockage de masse (STEP et AA-CAES) ;
• créer des mécanismes de soutien adaptés à chaque filière ;
• élaborer une directive stockage d'énergies avec les partenaires européens ;
• réaliser des opérations de démonstration pour les stockages de nouvelles générations (AA-CAES, batteries, volants…).

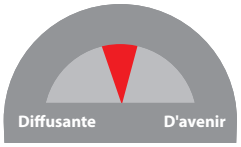
Liens avec d'autres technologies clés

7 42 44 52 63

Maturité (échelle TRL)
Émergence (TRL : 1-4)
Développement (TRL : 5-7)
Maturité (TRL : 8-9)

Position de la France
Leader ou Co-Leader
Dans le peloton
En retard

Potentiel d'acteurs en France
Faible
Moyen
Fort



52. Réseaux électriques intelligents

Description

Un réseau électrique intelligent est défini par la Commission européenne comme un système électrique capable d'intégrer de manière intelligente les actions des différents utilisateurs, consommateurs et/ou producteurs afin de maintenir une fourniture d'électricité efficace, durable, économique et sécurisée. Les technologies associées s'articulent autour de :

• un réseau de transport et de distribution d'électricité intelligent équipé notamment de systèmes de transmission et de distribution (sous-stations, réseaux de capteurs) - permettant de communiquer entre les partie prenantes du système (producteurs-distributeurs-consommateurs) - ainsi que l'ensemble des systèmes de contrôle afin d'optimiser la gestion de la distribution, d'ajuster la production et de prévenir les disfonctionnements du réseau ;

• des compteurs électriques intelligents installés chez les consommateurs et capables d'échanger avec le réseau en temps réel afin de mieux maîtriser la demande, de lisser les pics de consommation et d'effectuer un relevage à distance ;

• des systèmes de production et de stockage de l'énergie en partie décentralisés et permettant des flux bidirectionnels de l'électricité au travers de notamment la mise en place d'un réseau de stations de rechargement de véhicules électriques permettant également d'utiliser les batteries des véhicules comme source d'énergie d'appoint en cas de besoin.

Si une partie des technologies sont déjà proposées par les équipementiers du secteur (nouveaux compteurs, systèmes de contrôle dans les postes de distribution et de transport…), les stratégies de déploiement des systèmes ainsi que les modèles économiques sont en cours de définition. Les compteurs intelligents et les réseaux intelligents font notamment l'objet d'expérimentations visant leur déploiement prochain. Les paramètres clés qui joueront un rôle déterminant sur la forme et la nature des réseaux sont le niveau d'intelligence du système, le degré et la forme de décentralisation et les choix de régulation.

Les principaux verrous technologiques portent sur :

• les technologies de réseau sous l'angle des matériels et des systèmes électrotechniques, dont l'électronique de puissance de type FACTS (« Flexible AC Transmission Systems »), qui doivent être adaptées pour s'adapter aux évolutions de l'architecture des réseaux et l'insertion des sources de production décentralisées. Ces systèmes sont une brique de base dans les réseaux électriques intelligents ;

• les systèmes d'information appliqués au réseau suite à la croissance de l'intelligence des réseaux et le développement des produits et services liés à cette intelligence ;

• les technologies de stockage centralisé et décentralisé ;

• la sécurité des réseaux et systèmes électriques intelligents.

Applications

Cette technologie s'applique au transport et à la distribution d'électricité.

De nombreux programmes sont planifiés, notamment aux États-Unis pour la rénovation du réseau électrique, en Europe dans le cadre du paquet énergie-climat, en Chine, en Russie et en Inde. Le marché potentiel s'élèverait à 65 milliards de dollars en 2013 aux États-Unis, pour environ 42 milliards en 2008 [source : Lux Research].

Les compteurs intelligents sont un segment en fort développement du marché. En France, le remplacement des 35 millions de compteurs électriques à l'horizon 2017 par des compteurs intelligents représente un investissement de 4 Md€. Le marché mondial annuel serait de 4,7 Md$ en 2013.

Enjeux et impacts

Le développement des réseaux électriques intelligents est considéré comme prioritaire par de nombreux pays pour intégrer l'électricité d'origine renouvelable, maîtriser les consommations énergétiques et éviter les pannes.

D'une façon générale, les principaux enjeux sont :

• réaliser des économies d'énergie en fournissant au client final des informations et des outils de maîtrise de ses consommations ;

• lutter contre le réchauffement climatique en offrant une alternative à la construction de moyens de production de pointe généralement émetteurs de CO_2 et en favorisation l'insertion des énergies renouvelables ;

• éviter la consommation d'énergies fossiles en facilitant l'insertion des véhicules électriques (« vehicle to grid »), des pompes à chaleur, etc. pour adapter leur fonctionnement aux périodes les plus favorables pour la production d'énergie ;

• réduire les besoins d'investissement sur les réseaux en raison de l'accroissement de la demande électrique.

La directive européenne 2009/28 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables a fixé comme objectif pour la France une part de 23 % d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation d'énergie finale

Degré de diffusion dans l'absolu
Faible diffusion
Diffusion croissante
Généralisation

Degré de diffusion en France
Faible diffusion
Diffusion croissante
Généralisation

brute, en 2020, contre 10,3 % en 2005. L'article 16 portant sur l'accès au réseau et la gestion des réseaux précise les objectifs en termes de maintien d'un niveau élevé de qualité de fourniture d'électricité et de sécurité du système électrique, dans le cadre d'un accès garanti au réseau pour l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables.

Acteurs

Principaux acteurs français

- **Recherche :** G2Elab (Grenoble), LEG de Grenoble, L2EP (Lille), Supelec
- **Industrie :** Alcatel-Lucent, Alstom, Atos, Delta Dore, EDF, ERDF, GDF Suez, Itron, Legrand, Nexans, Schneider-Electric, Orange, RTE, Voltalia, Watteco, Wirecom Technologies, Renault
- **Pôles de compétitivité :** S2E2, Tenerrdis

Principaux acteurs étrangers

- ABB, Actaris, BPL Global, Cisco, GE, Google, Toshiba, Hitachi, IBM, Landis et Gyr, Microsoft, Siemens

Position de la France

La France dispose de compétences importantes en R&D en matière de réseaux électriques avec un accompagnement fort par les pouvoirs publics par rapport à ses partenaires européens. Cependant, le déploiement des technologies de compteur intelligent est plus avancé en Italie, ou en Europe du Nord par exemple. Ce décalage est encore plus accentué avec les États-Unis sur ce sujet.

Analyse AFOM

Atouts

- Expertise française reconnue dans l'élaboration de réseaux électriques et de systèmes de télécommunications.
- Présence d'acteurs sur toute la chaîne de valeur.
- Rôle moteur de plusieurs industriels majeurs.

Faiblesses

- Priorités assez mal définies.
- Faiblesse sur le segment des logiciels et des services informatiques.

Opportunités

- Soutien affirmé au niveau européen.
- Opportunités à l'international à la fois sur les marchés établis et sur les marchés émergents.

Menaces

- Difficultés à mobiliser les investissements à un niveau suffisant.

Recommandations

Le développement des technologies permettant le stockage électrique sur le réseau nécessitera un volontarisme fort.

Concernant le déploiement des compteurs intelligents, un effort pédagogique et un système d'incitation financière sont nécessaires pour en améliorer l'acceptation par le grand public. La transparence et la sécurité des données doivent être assurées.

Des démonstrateurs de recherche intégrant également la dimension socio-économique sont à mettre en place ; ils seront dimensionnés pour constituer de réelles preuves de faisabilité.

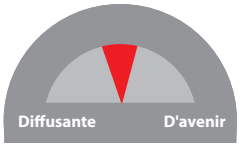
Liens avec d'autres technologies clés

51

Maturité (échelle TRL)
Émergence (TRL : 1-4)
Développement (TRL : 5-7)
Maturité (TRL : 8-9)

Position de la France
Leader ou Co-Leader
Dans le peloton
En retard

Potentiel d'acteurs en France
Faible
Moyen
Fort



53. Technologies d'exploration et de production d'hydrocarbures

Description

Les technologies d'exploration et de production d'hydrocarbures recouvrent le cycle de vie d'un champ pétrolier ou gazier dont les principales étapes sont : l'exploration du site, l'évaluation des voies d'extraction des ressources, le plan de développement du champ, la production proprement dite lorsque les premières quantités commerciales d'hydrocarbures sont extraites et enfin le décommissionnement du champ au bout de généralement 20 à 40 ans afin de restaurer le site. Les techniques mises en œuvre portent sur les examens d'exploration selon les méthodes magnétique, gravimétrique et sismique ainsi que sur les techniques liées aux forages d'exploration du réservoir, d'estimation des ressources, de production des hydrocarbures qui nécessitent de l'instrumentation, des systèmes de modélisation, des systèmes de pompage, d'injection de gaz et d'eau, de traitement des déchets et de l'eau.

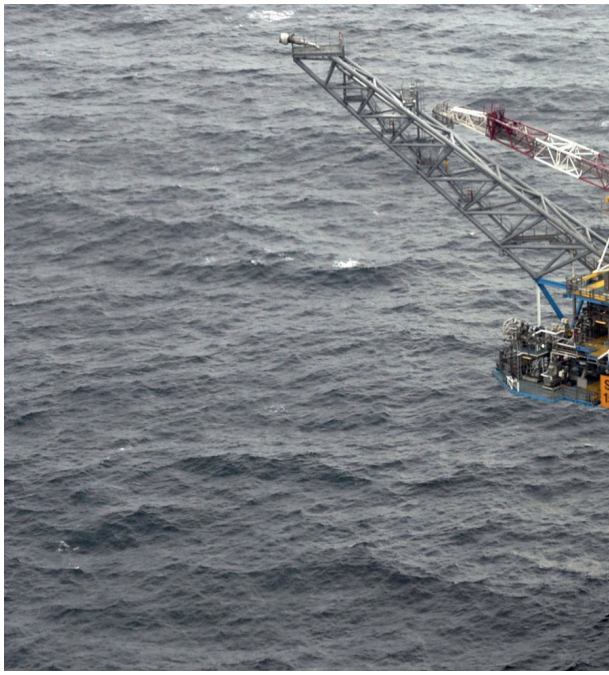
Les efforts actuels portent sur la prolongation de l'exploitation des gisements d'hydrocarbures conventionnels, la réduction de l'impact environnemental de l'exploration-production et le développement de l'accès aux hydrocarbures non conventionnels. Plusieurs verrous liés à ces axes restent à lever, notamment afin de :

• augmenter le taux de succès dans l'activité d'exploration (25 % actuellement) par l'imagerie sismique du sous-sol, la simulation de la formation et de la circulation du pétrole ;

• accroître le taux de récupération (35 % actuellement) et la réduction des coûts opératoires des champs matures par le développement de l'instrumentation, des logiciels et des procédés (injection de gaz, d'additifs, de vapeur) ;

• explorer et développer de nouveaux champs pétroliers et gaziers dans des environnements complexes et fragiles – en zone arctique, en mer (offshore profond et ultra profond – au-delà de 3 000 m), dans les réservoirs à haute pression et haute température (au-delà de 1 000 bar et 150° C), réservoirs très enfouis (au-delà de 6 000 m) – qui nécessiteront la mise au point de nouveaux concepts de production (forage profond et ultra profond, modélisation numérique, imagerie ultraprofonde...), l'amélioration des techniques d'imagerie sismique pour observer sous les couches de sel et les zones plissées, et des matériaux aux propriétés mécaniques et thermiques adaptées ;

• améliorer les méthodes de récupération des hydrocarbures non conventionnels (sables bitumineux, huiles lourdes et extra lourdes, schistes bitumineux, gaz issus de gisement de charbon, gaz de schiste, etc.) par injection continue de vapeur d'eau, de solvant et la combustion *in situ* ainsi qu'un monitoring fin du réservoir associé à une modélisation en temps réel ;



• réduire les émissions de gaz à effet de serre et la réduction de l'impact environnemental de l'exploration-production par le captage et stockage du CO_2, par la gestion et le retraitement des gaz résiduels, de l'eau, du SO_2 ;

• améliorer les procédés de production de carburants liquides à partir du gaz.

Applications

Ces technologies sont dédiées à la production de carburants pour le secteur des transports (terrestres et aériens), de combustibles pour la production d'électricité et de chaleur ainsi que de matières premières pour l'industrie pétrochimique.

Ce sont des technologies avancées qui mobilisent des compétences multiples : géologie, géophysique, ingénierie pétrolière, sciences et technologies de l'information et de la communication, mathématiques appliquées, mécanique des fluides, sciences du vivant, nanotechnologies…

La production d'hydrocarbures devrait croître de 60 % au cours des vingt prochaines années pour atteindre près de 9 Gtep en 2020 [source : AIE]. La nécessité d'accroître les capacités de production, la hausse des prix du brut et l'accès de plus en plus difficile aux réserves entraînent une forte demande de la part des compagnies pétrolières en équipements et services pour l'exploration-production.

Les investissements pétroliers en exploration et production dans le monde sont évalués à 400 Md$ en 2009

Degré de diffusion dans l'absolu
Faible diffusion
Diffusion croissante
Généralisation

[source : IFP Énergies nouvelles] et devraient être stables ou croître légèrement de 5 % au maximum en 2010. Les principales zones d'investissements en exploration-production sont en Amérique du Nord, en Asie et en Afrique.

Le marché est structuré entre trois types d'acteurs : les compagnies pétrolières dominées par les cinq majors (ExxonMobil, BP, Shell, Chevron et Total) produisant et commercialisant les hydrocarbures extraits, les sociétés parapétrolières offrant leurs services pour les activités d'exploration, de forage et de construction en mer (plateforme, installations sous-marines) et les États pétroliers détenant les réserves. Environ 85 % des réserves sont sous contrôle des compagnies nationales.

Enjeux et impacts

Le contexte pétrolier et parapétrolier se caractérise par des tendances lourdes : accès aux réserves de plus en plus difficiles, abondance de projets de développement de plus en plus complexes et montée durable des prix des hydrocarbures.

Le gaz et le pétrole représentent 60 % de l'énergie primaire. L'exploitation des ressources non conventionnelles est devenue un enjeu majeur, mais leur impact environnemental risque d'être très important.

La dépendance de l'Union européenne de l'importation de gaz naturel va s'accentuer : en 2020, elle sera dépendante pour les deux tiers de sa consommation et dès 2030 ce niveau atteindra plus de 80 % [source : IFP Énergies nouvelles].

Acteurs

Principaux acteurs français

• **Recherche :** IFP Énergies nouvelles
• **Industrie :** CGGVeritas, Doris Engineering, GDF Suez, Saipem, Technip, Total, Vallourec

Principaux acteurs étrangers

• Baker Hugues, BP, Chevron, ExxonMobil, Halliburton, Helmerich, Nabors, PGS, RDShell, Schlumberger, WesternGeco

Position de la France

L'industrie parapétrolière française occupe aujourd'hui le quatrième rang mondial dans son secteur d'activité et compte en son sein des acteurs de taille internationale, tels que CGGVeritas, Doris Engineering ou Technip.

Par ailleurs, l'industrie parapétrolière française s'appuie sur l'existence de compagnies pétrolières et gazières de rang mondial dont les centres de décision sont en France. Ainsi, Total est la quatrième compagnie pétrolière mondiale et GDF Suez figure parmi les cinq premières compagnies gazières mondiales.

Analyse AFOM

Atouts

• Positionnement parmi les leaders.

Faiblesses

• Absence d'investissements sur la zone Europe.

Opportunités

• Baisse des coûts en cours et reprise de la demande mondiale.
• Existence d'opportunités importantes nécessitant des technologies toujours plus complexes.

Menaces

• Secteur cycliquement touché par le ralentissement général de l'économie.
• Montée en puissance des pays émergents (Brésil, Chine).

Recommandations

Afin d'accompagner le développement de la filière, il est nécessaire de soutenir la formation des compétences nécessaires à la géophysique, au forage et à la construction en mer.

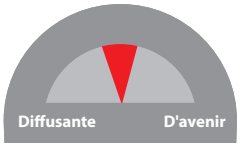
Liens avec d'autres technologies clés

46 56

Maturité (échelle TRL)
Émergence (TRL : 1-4)
Développement (TRL : 5-7)
Maturité (TRL : 8-9)

Position de la France
Leader ou Co-Leader
Dans le peloton
En retard

Potentiel d'acteurs en France
Faible
Moyen
Fort



54. Technologies de raffinage des hydrocarbures

Description

Les techniques de raffinage permettant la fabrication de produits pétroliers à partir de ressources conventionnelles ou non conventionnelles sont de trois grands types :

• les procédés de séparation : distillation atmosphérique, distillation sous vide, désasphaltage, extraction et cristallisation ;

• les procédés de conversion : reformage, alkylation, isomérisation, craquage catalytique, hydrocraquage et viscoréduction ;

• les procédés d'épuration : dessalage et désulfuration.

Ces technologies recouvrent les principales étapes permettant la transformation d'un mélange d'hydrocarbures en carburants, combustibles et matières premières pétrochimiques.

Les principaux développements portent sur le développement de nouveaux procédés afin d'améliorer l'efficacité énergétique, d'intégrer des bruts plus lourds et des huiles non conventionnelles, ainsi que de réduire les impacts sur l'environnement. Les verrous technologiques concernent :

• le développement des techniques de conversion profonde, d'hydrocraquage des bruts, des résidus et des distillats ;

• la réduction des teneurs en soufre et en aromatiques ;

• la mise au point de nouveaux catalyseurs à hautes performances ;

• l'amélioration des rendements des procédés pétrochimiques et la pureté des intermédiaires.

Applications

Ces technologies sont dédiées à la production de produits pétroliers tels que les carburants, les intermédiaires pétrochimiques.

Des plus légers aux plus lourds : gaz de pétrole liquéfié (butane, propane, etc.), supercarburants, bases pétrochimiques (gaz, naphta), solvants (white spirit, pétrole lampant), carburéacteurs (kérosène), gazole, fioul domestique, lubrifiants, cires et paraffines, fioul lourd, bitumes et bases chimiques.

Le secteur du raffinage regroupe 10 000 emplois directs en France [source : MEEDDM] et est caractérisé par sa forte concentration autour de cinq opérateurs (Esso, Ineos, Lyondellbasell, Petroplus et Total) exploitant 12 usines (sur 661 dans le monde) qui ont traité 73,7 millions de tonnes de brut en 2009 [source : UFIP].

Les dépenses mondiales de l'industrie du raffinage se sont élevées à 62 Md€ en 2008 [source : IFP Énergies nouvelles], dont environ un tiers pour les investissements et un autre tiers pour les catalyseurs et produits chimiques. La demande de produits raffinés devrait continuer à augmenter, mais les capacités de raffinage dans le monde sont supérieures à la demande mondiale et devraient le rester, si l'on intègre les projets en cours à moyen terme. Une restructuration du secteur est attendue en Europe et aux États-Unis avec une baisse des capacités de raffinage et des investissements pour répondre aux renforcements des spécifications et normes d'émissions.

Les orientations structurelles du secteur sont :

• une forte décroissance du fioul lourd ;

• la poursuite de la diésélisation du parc automobile, notamment en Europe ;

• la réduction de la demande en essence ;

• une hausse de la demande en kérosène ;

• le renforcement des spécifications sur la qualité des produits (teneur en soufre) ;

• le renforcement des réglementations pesant sur les raffineries : réduction des niveaux de pollution locale en So_2, NOx, CO, etc. et globale pour le CO_2 essentiellement.

Enjeux et impacts

Le maintien d'une industrie du raffinage performante constitue un enjeu européen et national, en particulier pour des raisons de sécurité d'approvisionnement. Le développement de la filière passe par la diminution des impacts environnementaux lors des étapes de production, l'amélioration de l'efficacité énergétique ainsi que l'intégration dans l'approvisionnement de bruts

Degré de diffusion dans l'absolu
Faible diffusion
Diffusion croissante
Généralisation

Degré de diffusion en France
Faible diffusion
Diffusion croissante
Généralisation

plus lourds et à terme de pétroles non conventionnels. La diminution des émissions de CO_2 repose largement sur l'amélioration de l'efficacité dans l'emploi des hydrocarbures. Les émissions de CO_2 du raffinage en 2008 ont représenté 4,7 % des émissions globales françaises [source : CITEPA] et elles augmentent de 2 % par an par tonne de brut traité. L'autoconsommation des raffineries est en croissance et atteint 7 % du brut traité en 2008 [source : UFIP]. Aux États-Unis, où les procédés de conversions profondes de fioul lourd sont plus développés, ce pourcentage atteint 11 à 13 %.

Acteurs

Principaux acteurs français

• **Recherche :** IFP Énergies nouvelles, ENS-Lyon, ENSC Rennes, CRMCN (Marseille), IPCM (Strasbourg), IrceLyon, Lacco (Poitiers), Laiman (Annecy), LCC (Toulouse)
• **Industrie :** Axens, Prosernat, Technip, Total
Pôle de compétitivité : Axelera

Principaux acteurs étrangers

• ABB, Actaris, BPL Global, Cisco, GE, Google, Toshiba, Hitachi, IBM, Landis et Gyr, Microsoft, Siemens

Position de la France

La France compte avec Total un des principaux acteurs du secteur raffinage distribution en Europe et dans le monde. La filière raffinage mobilise des acteurs français, sur l'ensemble de la chaîne de valeur.
Il existe un écart grandissant entre la capacité de production nationale du raffinage et les besoins du marché, nécessitant l'importation de 40 % du gazole consommé en France et l'exportation de 30 % de la production d'essence et de 70 % de la production de fioul lourd (source : UFIP).

Analyse AFOM

Atouts
• Implication d'acteurs majeurs à forte capacité d'investissement.

Faiblesses
• Positionnement structurel des capacités sur le raffinage d'essence en retrait par rapport au diesel.

Opportunités
• Importants projets dans les zones à forte croissance de consommation (Asie).

Menaces
• Surcapacités de raffinage en Europe (première zone de raffinage mondiale).

Recommandations

Dans ce contexte, les pistes de réflexion sont les suivantes :
• soutenir les projets de développement de raffinage visant à améliorer l'efficacité énergétique des procédés et à réduire leur impact environnemental ;
• garantir des infrastructure logistiques et portuaires compétitives ;
• améliorer la visibilité sur les réglementations à venir tout en limitant l'empilement des nouvelles mesures.

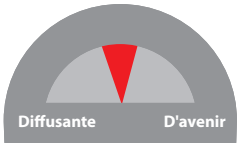
Liens avec d'autres technologies clés

5 53 56

Maturité (échelle TRL)
Émergence (TRL : 1-4)
Développement (TRL : 5-7)
Maturité (TRL : 8-9)

Position de la France
Leader ou Co-Leader
Dans le peloton
En retard

Potentiel d'acteurs en France
Faible
Moyen
Fort



55. Technologies pour l'exploration, l'extraction et les traitements des ressources minérales

Description

Les ressources minérales peuvent être classées en trois familles de produits et nous nous intéresserons ici principalement à la première :

• les métaux ;

• les minerais extraits pour la construction (calcaire, sable, pierre naturelle, marbre, schiste…) ;

• les minéraux à vocation énergétique (uranium…).

Les risques de pénurie et d'épuisement des gisements de ressources minières impliquent d'en découvrir de nouveaux. Pour cela, il est nécessaire de développer des systèmes de prospection aussi performants que pour le pétrole. Les métaux ne se trouvent pas qu'en surface : une fois les gisements détectés, il reste encore à extraire les minerais et à les traiter afin d'obtenir le métal convoité.

La recherche de métaux toujours moins accessibles nécessite par conséquent le développement de nouvelles technologies pour chacun de ces trois stades :

• l'exploration de nouveaux gisements avec des systèmes géophysiques aéroportés, des équipements toujours plus sophistiqués de télédétection, des capteurs, l'imagerie par satellite.

• l'extraction : la découverte de nouveaux gisements moins « classiques » que ceux exploités depuis vingt ou trente ans va nécessiter le développement de nouvelles techniques d'extraction. On peut citer à titre d'exemple l'exploitation des grands fonds marins avec des besoins notamment en robotique.

• le traitement des minerais : la voie biologique est à explorer. La biolixiviation se sert des micro-organismes pour transformer les minéraux solides en une forme soluble et permet au minéral de se séparer de la matière solide qui l'entoure. Ainsi certaines souches de bactéries sont très efficaces pour désagréger le minéral sulfuré : elles sont donc utilisées pour départager l'or des roches pyritiques et pour la lixiviation biologique du cuivre17, du cobalt 20. De plus, la plupart des procédés de traitement commencent par une opération de broyage fin qui est très énergétivore. Des recherches vers de nouvelles techniques de comminution plus efficaces sont à développer.

Applications

Les métaux trouvent leurs usages dans tous les secteurs de l'industrie ou presque.

Les plus beaux gisements de ressources minérales ont été découverts dans les années 1970-1980 et exploités intensivement entre 1986 et 2006 environ. Les prix étaient alors bas pour des ressources abondantes. Depuis, les ressources s'amenuisent, notamment parce que la Chine importe massivement. Les cours ont donc fortement augmenté. La crise a légèrement stoppé cette flambée des prix, mais celle-ci demeure latente.

Il devient donc indispensable de découvrir de nouveaux gisements, plus difficilement accessibles peut-être. La Chine s'est aussi mise à chercher des gisements.

Excepté le nickel de Nouvelle-Calédonie, la production de minerai a disparu en France.

Enjeux et impacts

Les phénomènes croisés d'épuisement des gisements exploités jusqu'à présent et d'explosion des besoins (depuis 2006) constituent un enjeu à l'échelle mondiale : celui de garantir la production.

La hausse des coûts des matières premières est liée à l'épuisement des gisements, mais parfois aussi à des contextes géopolitiques tendus, plus ou moins difficiles à prévoir. Pour ces raisons, trouver de nouveaux gisements à exploiter fait partie des solutions qui permettraient de sécuriser les approvisionnements de ces matières premières. Une autre solution passe par des efforts à mener sur le recyclage des métaux (notamment rares) : certains parlent alors de l'exploitation des nouvelles « mines urbaines », *i.e.* les déchetteries.

Les techniques de traitement des minerais doivent être améliorées car leur impact sur l'environnement est conséquent. Au Canada par exemple, pour chaque tonne de cuivre extraite, 99 tonnes de matières superflues (roche ne contenant pas de minerai) sont produites. L'industrie minière canadienne produit donc à elle seule 1 650 000 tonnes de matières superflues par jour générant ainsi 650 millions de tonnes de déchets par an. Or les roches sont bien souvent traitées à l'acide afin d'extraire les minéraux. Les roches superflues contiennent des sulfures provenant de l'acide, des métaux lourds et d'autres polluants. Elles sont ensuite entassées sur de vastes étendues près des mines, exposées à l'air et à l'eau. De l'acide sulfurique peut être généré et filtrer de la roche pendant des centaines, voire des milliers d'années. Il s'infiltre dans les cours d'eau, les nappes…. C'est le phénomène de drainage minier acide (DMA). L'eau peut aussi être contaminée par les métaux (arsenic, cobalt, plomb, cadmium…) et par les produits chimiques utilisés sur le site. Il est aussi très important de bien étudier le site et de limiter l'impact de l'érosion et de la sédimentation.

En plus de la pollution, la quantité d'eau nécessaire au traitement des minerais est aussi très importante. Mais il n'est pas nécessaire d'utiliser de l'eau potable pour ces traitements : la qualité de l'eau doit être adaptée à l'usage.

Sous l'impulsion de l'Allemagne, l'Europe a lancé le programme RMI (*Raw Material Initiative*) pour :

Degré de diffusion dans l'absolu
Faible diffusion
Diffusion croissante
Généralisation

Degré de diffusion en France
Faible diffusion
Diffusion croissante
Généralisation

• le développement d'entreprises minières en Europe ;
• le développement des relations avec l'Afrique ;
• la prise en compte des problèmes d'environnement et de recyclage.

Acteurs

Principaux acteurs français

• BRGM, Ifremer, Mines Paris Tech
• Eramet, Areva (Business Unit Mines), Imerys.
• Pôle Dream Eau & Milieux, pour les aspects réduction des volumes d'eau utilisés et réduction des impacts environnementaux

Principaux acteurs étrangers

• BHP Billiton, Vale S. A., Rio Tinto, ArcelorMittal, Anglo American Plc, Xstrata Plc, RWE AG, Mitsubishi Corp, Barrick Gold Corporation, Potash Corporation of Saskatchewan Inc., Freeport-McMoRan Copper & Gold Inc, Southern Copper Corp, Mosaic Co, Sasol Ltd, Newmont Mining Corp, Wesfarmers LTD…

Position de la France

On trouve des acteurs américains, australiens, canadiens et suédois mais quasiment pas d'acteurs français.
Les Suédois et les Finlandais sont équipés d'équipements géophysiques aéroportés mais on ne trouve pas l'équivalent ailleurs en Europe. Ils investissent aussi dans les équipements d'extraction et notamment dans la robotique, qui permet de travailler plus longtemps.
La France est donc globalement en retard, du moins sur la présence d'acteurs industriels.

Analyse AFOM

Atouts
Le savoir-faire du BRGM qui souhaite créer son école.

Faiblesses
Peu d'acteurs, pas de gisements sur le territoire.

Opportunités
Le programme européen RMI.

Menaces
Concurrence des pays étrangers qui, de plus, bénéficient parfois de gisements sur leur propre territoire (Canada, USA…).

Recommandations

En France, le développement de programmes ANR pourrait permettre de renforcer la position française sur ce volet.
Sur le volet formation, une action structurante est à mener pour pallier une raréfaction des compétences disponibles dans le domaine des géosciences.
Le renouveau d'attention apporté aux terres rares eu égard à leur emploi croissant dans des technologies énergétiques (batteries) et non énergétiques, doit être encouragé.

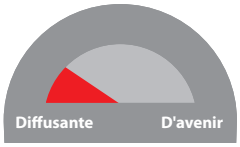
Liens avec d'autres technologies clés

13 31 36 37 40

Maturité (échelle TRL)
Émergence (TRL : 1-4)
Développement (TRL : 5-7)
Maturité (TRL : 8-9)

Position de la France
Leader ou Co-Leader
Dans le peloton
En retard

Potentiel d'acteurs en France
Faible
Moyen
Fort



56. Carburants de synthèse issus de ressources fossiles

Description

Les carburants de synthèse liquides sont produits à partir de ressources telles que le charbon (CtL : « Coal to Liquids ») ou le gaz naturel (GtL : « Gas to Liquids »). Ces filières reposent sur des procédés thermochimiques et catalytiques.

Les procédés CtL et GtL reposent sur la conversion par voie thermochimique qui peut être directe ou indirecte. Dans les deux cas, l'objectif est d'augmenter la proportion d'hydrogène du composé initial par rapport aux atomes de carbone (H/C) à un coût énergétique raisonnable.

La liquéfaction indirecte requiert une première étape de pyrolyse-gazéification à partir du charbon. Lorsque la matière première est du gaz naturel, cette étape n'est pas nécessaire. Le gaz naturel est converti par reformage dans un gazéifieur à 1 400 - 1 600°C en gaz de synthèse (H2 + CO). Il est ensuite purifié et transformé en hydrocarbures liquides (CxHy) par synthèse Fischer-Tropsch (FT). Après séparation et raffinage, les carburants liquides ont des propriétés similaires au diesel ou au kérosène. D'autres composés tels que le méthanol ou le dimethylether (DME) peuvent être synthétisés.

La transformation directe du charbon consiste à pulvériser le charbon solide et à le mélanger à un solvant pour le liquéfier à 400-450° C. Le liquide obtenu est hydrogéné et raffiné pour obtenir du carburant liquide.

Le rendement des procédés dépend notamment de la qualité des matières carbonées utilisées. Pour le CtL, le rendement peut atteindre 60 % en masse [source : AIE].

Bien que les technologies CtL et GtL soient commercialisées, de la recherche est nécessaire dans la chaîne de traitement (purification), ainsi que pour diminuer les coûts et améliorer le rendement des procédés et augmenter la qualité des carburants synthétisés par l'optimisation des catalyseurs lors de la synthèse Fischer-Tropsch. Le captage de CO_2 est également un axe de recherche : environ une tonne de CO_2 étant émise pour chaque baril CtL produit.

Applications

Les carburants synthétisés issus du CtL sont principalement employés pour le secteur automobile. Ils sont particulièrement recherchés par les pays ayant des ressources en charbon et relativement peu ou pas en hydrocarbures (Afrique du Sud, Australie, Chine).

Les produits issus de la voie GtL relèvent d'une autre logique, ils sont surtout utilisés pour produire du naphta, des lubrifiants et des carburants synthétiques pour la formule 1 ou l'aéronautique.

Le marché est actuellement embryonnaire, plusieurs projets au niveau international sont en cours.

Le coût d'une usine de liquéfaction est de l'ordre de 5 Md$ [source : AIE]. La plus grande usine de liquéfaction de gaz est en construction au Qatar par Shell, elle devrait produire jusqu'à 140 000 barils par jour. Son coût initial de 5 Md$ a été revu à la hausse au cours du chantier et pourrait atteindre 19 Md$ [source : Shell]. Le retour sur investissement est très dépendant du cours du pétrole.

La maîtrise des émissions de CO_2 est un facteur clé pour le développement du marché [source : AIE Energy Technology Network]. Les usines CtL demandent à être implantées de façon proche des sources d'approvisionnement en charbon. Une seconde contrainte d'implantation est la proximité de zones de stockage du CO_2 capturé, lorsque cette technologie sera disponible : réservoirs épuisés de pétrole ou de gaz, puits de pétrole à taux de récupération amélioré (EOR). Le dernier cas représente une voie de valorisation, l'injection de CO_2 permettant d'améliorer le taux de récupération d'hydrocarbures dans le réservoir.

Le CtL devient économiquement rentable à partir d'un prix du baril de pétrole de 60 à 100 $ [source : AIE], en tenant compte de paramètres tels que le prix et de la qualité du charbon, de l'emplacement de l'usine. Une usine CtL produisant 60 000 barils de diesel ou d'essence par jour nécessite un investissement de 4,1 Md$ [source : ETSAP AIE], tandis qu'une usine GtL devrait coûter moitié prix, étant donné que les étapes de préparation et de gazéification du charbon représentent 50 % du coût total d'une installation. Pour être complets, il est nécessaire d'intégrer dans le coût du CtL les émissions de CO_2 qui sont associés à sa production.

L'AIE estime qu'à partir de 2030, la production de CtL devrait augmenter significativement et qu'en 2050 environ 2 000 Mtep de charbon seront consommés par les usines CtL. La production de GtL augmentera également. Les principaux projets d'usines CtL sont aux États-Unis et en Chine.

La production de carburant à partir de charbon est évaluée à 60 000 barils par jour en 2015 aux États-Unis [source : US Energy Intelligence Agency] et à 740 000 barils par jour en Chine [source : China Coal Information Institute]. Le principal pays producteur de carburants CtL reste néanmoins à ce jour l'Afrique du Sud, dont 30 % des besoins en produits pétroliers sont couverts par cette filière.

Degré de diffusion dans l'absolu
Faible diffusion
Diffusion croissante
Généralisation

Degré de diffusion en France
Faible diffusion
Diffusion croissante
Généralisation

Enjeux et impacts

La volatilité des cours du baril de pétrole et des considérations de sécurité d'approvisionnement en énergie stimulent l'intérêt pour les carburants de synthèse liquides. Le principal enjeu est la substitution des carburants de synthèse aux carburants issus d'hydrocarbures liquides.

Une évaluation complète des coûts, intégrant les coûts d'extraction environnementaux est nécessaire pour s'assurer de la rentabilité des procédés. Du point de vue des émissions de CO_2, le bilan du puits à la roue du CtL est [source AIE] :

• 560 g de CO_2éq/km sans captage et séquestration du CO_2, soit environ le double du diesel ;

• 300 g de CO_2éq/km avec captage et séquestration du CO_2.

Le développement de la filière se fera à l'international, notamment en Chine et en Inde qui coopèrent dans le cadre de projets de développement.

Acteurs

Principaux acteurs français

• **Recherche :** IFP Énergies nouvelles
• **Industrie :** Air Liquide/Lurgi, Axens, Total

Principaux acteurs étrangers

• BP, Headwaters Technology Innovation Group, Sasol, Shell, Uhde (ThyssenKrupp)

Position de la France

La France dispose d'acteurs majeurs dans le domaine de la production de carburants de synthèse et le transfert entre recherche et industrie est développé. Néanmoins, la plupart des projets sont implantés à l'international, notamment en Afrique du Sud qui occupe une place de leader, et de plus en plus en Chine et aux États-Unis.

Analyse AFOM

Atouts

• Synergie entre les compétences académiques et l'industrie.
• Implication d'acteurs majeurs.

Faiblesses

• Faible nombre d'acteurs.
• Absence de gisements exploités de gaz ou de charbon sur le territoire.

Opportunités

• Un marché mondial en développement.

Menaces

• Filière structurée et déjà exportatrice en Afrique du Sud.

Recommandations

Face à l'émergence de quelques grands projets industriels dans les filières CtL et GtL, il s'agit avant tout d'accompagner la structuration de la filière (réseau national) et de soutenir l'exportation des savoir-faire et des technologies.

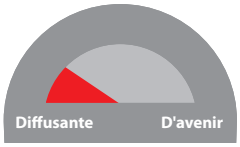
Liens avec d'autres technologies clés

5 53 54

Maturité (échelle TRL)
Émergence (TRL : 1-4)
Développement (TRL : 5-7)
Maturité (TRL : 8-9)

Position de la France
Leader ou Co-Leader
Dans le peloton
En retard

Potentiel d'acteurs en France
Faible
Moyen
Fort



57. Biomasse et déchets : valorisation énergétique

Description

Les technologies de valorisation énergétique de la biomasse et des déchets, qu'ils soient urbains, industriels ou agricoles, relèvent de trois filières :

• L'oxydation totale par combustion, incinération ou oxydation en voie humide (OVH), qui consiste à transformer intégralement la matière de base par réaction exothermique à l'aide d'un agent oxydant - de type oxygène ou tout autre oxyde métallique - à pression atmosphérique ou sous pression, puis à traiter les effluents avant rejet dans le milieu naturel ;

• Le traitement par voie humide de la biomasse non ligneuse et des déchets par méthanisation, qui consiste en une digestion anaérobie de la matière organique réalisée dans un digesteur. Le gaz obtenu, appelé biogaz, peut servir à produire de la chaleur et/ou de l'électricité ou bien être épuré en vue d'une injection dans le réseau de gaz naturel ou d'une utilisation en biométhane carburant (composition identique en GNV). Le résidu solide (digestat) peut par exemple être, utilisé comme amendement organique en agriculture, composté ;

• La décomposition et/ou transformation thermochimique par pyrolyse et/ou par gazéification, qui consiste à décomposer, sous l'effet de la chaleur, la matière par réaction endothermique. Cette décomposition de la matière en phases solide, liquide et gazeuse constitue la pyrolyse qui peut être suivie d'une étape de gazéification en un gaz de synthèse (H_2 + CO) à l'aide d'un agent gazéifiant (air, O_2, H_2O, CO_2) ;

On peut coupler ces filières aux technologies de stockage et transport de la chaleur, qui trouvent leurs applications dans plusieurs secteurs (industrie, habitat, tertiaire). Ces technologies, déjà largement déployées, font l'objet de développements pour adapter la production de chaleur à la demande par le stockage et le transport à longue distance.

Les technologies d'oxydation totale et de pyrolyse, dérivée du procédé de fabrication de charbon de bois, sont relativement matures. Des améliorations des procédés sont cependant probables ; elles apporteront une augmentation du rendement électrique et une diminution des émissions. La méthanisation est très courante en Europe du nord et commence à se développer plus largement en France. La gazéification reste moins développée. Des développements sont attendus afin de :

• améliorer le contrôle des procédés et l'efficacité ;
• purifier le gaz avant transformation en énergie ;
• adapter la conception des unités aux caractéristiques de la charge ;
• augmenter le rendement énergétique ;
• développer des solutions polyvalentes au regard de l'hétérogénéité de la charge disponible et de ses caractéristiques ;
• optimiser la logistique (filières d'approvisionnement) et l'emplacement des sites de valorisation énergétique.

Applications

Ces technologies sont plus particulièrement destinées à la destruction des déchets et à la valorisation directe de la chaleur, et/ou la production d'électricité ou comme carburant véhicule.

L'Union européenne génère chaque année quelques deux milliards de tonnes de déchets de toutes origines, en augmentation de 10 % sur les dix dernières années. En France, la production de déchets en 2001 était de l'ordre de 22 à 25 millions de tonnes avec une croissance de 1 % par an tandis que le potentiel de déchets d'origine végétale (biomasse) pour une valorisation énergétique représente 90 millions de tonnes en France, incluant la sylviculture (17 millions de tonnes) et les déchets de l'industrie du grain (19 millions de tonnes) [source : Ademe].

Les effets de la taille sur le coût de production de l'énergie sont importants. La taille des installations varie en fonction des ressources disponibles et des caractéristiques de la demande en énergie :

• les grandes unités de production d'électricité sont supérieures à 100 MW, en co-combustion avec des combustibles fossiles ;

Degré de diffusion dans l'absolu
Faible diffusion
Diffusion croissante
Généralisation

Degré de diffusion en France
Faible diffusion
Diffusion croissante
Généralisation

• les unités petites et moyennes de cogénération autour de 20 MW ;
• les unités de production de chaleur pour les communes.
Le marché fait l'objet de plusieurs formes de soutien public : appels d'offres pour la construction de centrales de production d'électricité à partir de biomasse ; fonds chaleur renouvelable qui vise 1 100 ktep issues de la biomasse en 2012 et 3 800 ktep en 2020 ; programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production de chaleur et d'électricité à partir de biogaz (filière méthanisation).

Enjeux et impacts

Les principaux enjeux concernent la réduction des émissions de gaz à effet de serre et la contribution à l'indépendance énergétique de la France. La biomasse, hors biocarburants, représente plus du tiers du potentiel de développement des énergies renouvelables en France à l'horizon 2020, soit 7,5 Mtep sur 20 Mtep [source : MEEDDM].
En France, la biomasse est principalement utilisée pour la production thermique dans les secteurs résidentiels et tertiaire, et ensuite pour la production d'électricité. Le potentiel de biomasse mobilisable pour la production de chaleur, d'électricité et d'hydrogène et de biocarburants est estimé à plus de 30 Mtep [source : Prospective Ademe 2004].

Acteurs

Principaux acteurs français

• **Recherche :** Cemagref, Ceva, Fédération Jacques Villermaux, Gremi (Groupe de Recherches sur l'Energétique des Milieux Ionisés), IFP Énergies nouvelles, Inra/LBE, LSGC Nancy
• **Industrie :** Air Liquide, Areva Bioenergies, Bionersis, Europlasma, GDF-Suez, Naskeo, Proserpol, SAUR, Veolia
• **Pôles de compétitivité :** Capenergies, DREAM Eau & Milieux, Tenerrdis

Principaux acteurs étrangers

• Caterpillar, GE Energy, MWM, Schmack Biogas, Viessmann Werke

Position de la France

La France dispose d'acteurs académiques et le monde de la recherche s'est structuré : l'ANR a lancé un programme bioénergies en 2008 et depuis 2005 le programme national de recherche sur les bioénergies (PNRB) coordonne les projets.
La filière française présente un retard dans le déploiement des technologies par rapport à ses partenaires européens, Allemands, Suédois et Autrichiens notamment.

Analyse AFOM

Atouts
• Des mécanismes de soutien sont mis en place pour soutenir la filière (BCIAT 2011).
• Un gisement de bois-énergie de premier ordre.

Faiblesses
• Une filière atomisée sans réel leader.
• Un retard conséquent dans le déploiement des technologies (méthanisation notamment).

Opportunités
• Localisation forte des ressources sur un territoire donné.

Menaces
• Compétition forte des constructeurs d'équipements étrangers.

Recommandations

La diffusion des technologies de valorisation énergétique de la biomasse et des déchets nécessite le renforcement des incitations réglementaires aux travers de la réévaluation du tarif d'achat, notamment pour l'électricité produite à partir de biogaz, à l'exemple de l'Allemagne et de la Suisse.
L'efficacité globale de la chaîne de valorisation énergétique doit être renforcée par une optimisation à chaque étape des procédés et équipements. En aval, un point sensible se situe au niveau des émissions polluantes (particules, notamment), pour lesquelles les normes d'émission tendent à devenir plus contraignantes.

Liens avec d'autres technologies clés

3 39

Maturité (échelle TRL)
Émergence (TRL : 1-4)
Développement (TRL : 5-7)
Maturité (TRL : 8-9)

Position de la France
Leader ou Co-Leader
Dans le peloton
En retard

Potentiel d'acteurs en France
Faible
Moyen
Fort

BIBLIOGRAPHIE

• Agence internationale de l'énergie, *Energy Technology Perspectives*, 2010

• Bulletin de diffusion de l'Agence internationale de l'énergie, *ETSAP - Technology brief*, 2010. www.etsap.org

• Commissariat général au développement durable, *Les filières industrielles stratégiques de l'économie verte*, 2010. www.developpement-durable.gouv.fr

• EurObserv'ER, *État des énergies renouvelables en Europe*, 2010. www.energies-renouvelables.org

• Rapport du MEDEF, *Nouvelles énergies, nouvelles technologies*, 2010. www.medef.fr

• Christian Bataille et Claude Birraux, *Évaluation de la stratégie nationale de recherche en matière d'énergie*, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, 2009

• Présentation de l'ANR, *Un premier bilan des programmes ANR sur les nouvelles technologies de l'énergie*, 2009. www.agence-nationale-recherche.fr

• Feuille de route de la Commission européenne : *SET-Plan Technology map : Technology Descriptions*, 2009

• Étude de l'OMPI, *Patent-based Technology Analysis Report - Alternative Energy Technology*, 2009. www.wipo.org

• Rapport de synthèse DGEC, *Scénario énergétique de référence DGEMP-OE*, 2008. www.developpement-durable.gouv.fr

• Comités opérationnels du Grenelle de l'environnement, *Plan de développement des énergies renouvelables à haute qualité environnementale*, 2008. www.developpement-durable.gouv.fr

• Feuille de route des énergies renouvelables de l'European Renewable Energy Council, *20% pour 2020*, 2008. www.erec.org

• Rapport de la Commission énergie du centre d'analyse stratégique, *Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050*, 2007, www.strategie.gouv.fr

• Ministère de l'Économie et des Finances, ministère délégué à l'Enseignement supérieur et à la Recherche, *Rapport sur la stratégie nationale de recherche dans le domaine énergétique*, 2007

• Christian Bataille et Claude Birraux, *Les nouvelles technologies de l'énergie et la séquestration du dioxyde de carbone : aspects scientifiques et techniques*, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, 2006

• Feuille de route de l'Ademe, *Biocarburants de 2e génération*, 2010. www.ademe.fr

• Appel à projet de l'ANR, *Programme bioénergies*, 2010. www.agence-nationale-recherche.fr

• Rapport de l'Agence internationale de l'énergie, *Sustainable production of second-generation biofuels*, 2009. www.iea.org

• Feuille de route de l'Agence internationale de l'énergie, *Concentrating solar power*, 2010. www.iea.org

• Feuille de route de l'Ademe, *Énergies renouvelables marines*, 2010. www.ademe.fr

• Feuille de route de l'European Ocean Energy Association, *European ocean energy roadmap 2010-2050*, 2010. www.eu-oea.com

• Feuille de route de l'Ademe, *Captage, transport et stockage géologique du CO_2*, 2010. www.ademe.fr

• Rapport de l'AIE au sommet du G8 de Muskoka, *Carbon capture and storage : progress and next steps*, 2010. www.iea.org

• Feuille de route de l'Agence internationale de l'énergie, *Carbon capture and storage*, 2009. www.iea.org

• Rapport de la Commission européenne : *SNETP - Strategic Research Agenda*, 2009. ec.europa.eu/research/energy

• Feuille de route de l'Agence internationale de l'énergie, *Solar photovoltaic energy*, 2009. www.iea.org

• Étude de l'EPIA, *Global market outlook for photovoltaic until 2014*, 2010. www.epia.org

• Étude *The European offshore wind industry - key trends and statistics 2009*, 2010. www.ewea.org

• Feuille de route de l'Agence internationale de l'énergie *Wind energy*, 2009. www.iea.org

• Rapport du Carbon Trust, *Offshore wind power : bid challenge, big opportunity*, 2010. www.carbontrust.co.uk

• Note de synthèse du bureau de coordination énergie éolienne, *L'éolien offshore en Allemagne*, 2009.

• Présentation du BRGM, *La géothermie en Europe et dans le monde*, www.brgm.fr

• Présentation du BRGM, *France 2025 - diagnostic stratégique : ressources rares et environnement*, www.brgm.fr

• Étude de Geothermal Energy Association, *Geothermal energy : international market update*, 2010. www.geothermal-energy.org

• Présentation de Bernard Multon, *Stockage de l'énergie électrique pour la production décentralisée d'électricité*, 2009

• Feuille de route de l'Ademe, *Les réseaux et systèmes électriques intelligents intégrant les énergies renouvelables*, 2010. www.ademe.fr

• Rapport de la Commission européenne : *European smartgrids technology platform : vision and strategy for Europe's electricity networks of the future*, 2006. ec.europa.eu/research/energy

• Rapport du MEEDDM, *L'industrie pétrolière et gazière en 2009*, 2010. www.developpement-durable.gouv.fr

• Rapport de l'IFP Énergies nouvelles, *Les investissements en exploration-production et raffinage*, 2009. www.ifp.fr

• Communication de l'UFIP, *Les mutations du raffinage français*, 2010. www.ufip.fr

• Actes de colloque Agence internationale de l'énergie/CIAB : *Coal-to-liquids - an alternative oil supply ?* 2006. www.iea.org