

Rapport sur l'industrie des énergies décarbonées en 2010

Édition 2011



www.developpement-durable.gouv.fr

www.industrie.gouv.fr



Sommaire

1- Biocarburants

2- Biomasse énergie

3- Eolien

4- Energie Marine

5- Photovoltaïque

6- Solaire thermodynamique

7- Captage stockage du CO2 et valorisation

8- Géothermie

9- Hydrogène et piles à combustible

10- Réseau électrique intelligent (Smart Grid)

11- Stockage de l'énergie

12- Nucléaire

13- Hydroélectricité

14- Véhicule décarboné



1- Biocarburants

Définition et technologies

Les biocarburants¹ couvrent l'ensemble des carburants liquides, solides ou gazeux produits à partir de la biomasse et destinés à une valorisation énergétique dans les transports. Les biocarburants sont utilisés sous forme d'additifs ou de complément aux carburants fossiles suivants : gazole (incorporation en tant que biodiesel), essence (incorporation sous forme d'éthanol ou d'ETBE² lui-même produit à partir d'éthanol), au kérosène et aux carburants gazeux. On distingue trois générations de biocarburants selon l'origine de la biomasse utilisée et les procédés de transformation associés. Aujourd'hui, seule la première génération a atteint le stade industriel.

LES DIFFERENTES TECHNOLOGIES

Les biocarburants concernent deux grandes filières :

- les filières liquides : éthanol (et plus globalement la famille des « alcools ») pour une incorporation dans la filière essence, biodiesel pour une incorporation dans la filière gasoil et biojetfuel pour une incorporation dans la filière kérosène (et plus globalement la famille des « hydrocarbures »)
- les filières gazeuses : biométhane carburant pour une utilisation gaz naturel véhicule

En général, les biocarburants sont classés en trois générations. Les biocarburants dits de 1^{ère} génération sont essentiellement issus de ressources agricoles conventionnelles : betterave - céréales - canne à sucre pour l'éthanol, colza - tournesol - soja - palme pour le biodiesel.

Les biocarburants dits « avancés » à savoir de 2^{ème} et de 3^{ème} génération n'ont pas encore atteint le stade industriel et sont au stade de recherche et développement. Le développement de programmes de recherche relatifs aux 2^{ème} et 3^{ème} génération vise à répondre, d'une part, aux exigences

environnementales et sociétales et, d'autre part, aux besoins croissants en carburants.

Les biocarburants de 2^{ème} génération utilisent l'intégralité de la lignocellulose des plantes ou de la biomasse : bois, paille, déchets, résidus agricoles et forestiers, cultures dédiées. La culture des plantes utilisées n'entrera plus en concurrence directe avec les cultures vivrières.

Les biocarburants de 3^{ème} génération se distinguent de la 2^{ème} génération par le type de biomasse utilisée. Cette dernière est issue des algues : microalgues et également macroalgues en condition autotrophe (capacité à synthétiser de la matière organique à partir de matière minérale). Il faut noter qu'il n'y a pas encore de consensus sur la définition de la 3^e génération. Certains, en plus des microalgues, y incluent l'ensemble des microorganismes et y classent les biocarburants où la biomasse utilisée ne provient pas de surfaces terrestres.

La diversité de la biomasse utilisée, des produits de sortie (alcools, hydrocarbures...) et des voies de transformation rend parfois inadéquat le classement des biocarburants en trois générations.

C'est pourquoi, les termes génération 1,5 ou encore 2,5 sont apparus pour y classer certains biocarburants.

A titre d'exemple, les huiles végétales hydrogénées (HVO) qui subissent un hydrotraitement (ajout d'hydrogène) sont classées en 1^{ère} génération ou en génération 1,5 de par l'origine de la biomasse (huile végétale).

C'est pourquoi les biocarburants seront présentés dans cette note suivant les voies de transformation et non en termes de générations.

En termes technologiques pour aboutir à la production de biocarburants, on distingue :

- les voies biochimiques qui permettent de convertir deux macromolécules principales : les sucres et les lipides ;
- et les voies thermochimiques qui permettent de convertir deux intermédiaires principaux : le gaz de synthèse (dit syngaz) et les biobruits/biohuiles.

Enfin, la plupart de ces biocarburants de génération avancée sont au stade de recherche et développement, les verrous technico-économiques sont forts. Les productions industrielles significatives ne sont pas attendues en France avant 2020.

¹ Le préfixe « bio » des biocarburants indique que les carburants proviennent de la biomasse, par opposition aux carburants fossiles.

² ETBE : Ethyl Tertio Butyl Ether, produit à partir d'éthanol (d'origine agricole) et d'isobutylène (d'origine chimique)



Procédé de transformation	Transformation 1	Molécule plateforme	Transformation 2	Produit final
Voies Biochimiques	Hydrolyse enzymatique	Sucres	Fermentation	Ethanol (1G et 2G) Alcools lourds Isoprénoïdes
	Récolte, extraction	Lipides	Transestérification	Esters méthyliques d'acides gras (Biodiesel 1G)
			Décarboxylation	Hydrocarbures
Méthanisation	Biogaz	Méthanation	Biométhane carburant	
Voies thermochimiques	Gazéification	Syngas	Fermentation	Alcools (dont éthanol)
			Fisher-Tropsch	BtL (Biomass to Liquid)
			Méthanation	Alcools BioSNG
	Pyrolyse/Torréfaction	Biobruts/biohuiles	Raffinage	Hydrocarbures

Voies biochimiques

Les voies biochimiques permettent de convertir deux macromolécules principales : les sucres et les lipides.

Cela nécessite au préalable d'extraire ces molécules de la biomasse terrestre et aquatique : des plantes sucrières (pour la première génération : canne à sucre, betterave sucrière, maïs, blé ; pour les générations avancées : microalgues, biomasse lignocellulosique) et des plantes oléagineuses (colza, soja, microalgues). Ces voies nécessitent donc une séparation efficace de la biomasse utilisée afin de libérer des macromolécules d'intérêt (sucres et lipides) pouvant être transformées.

Voies biochimiques avancées : les sucres pour faire des alcools et hydrocarbures

Le produit attendu de ces voies est **l'éthanol**. Ce dernier est obtenu par fermentation alcoolique de sucres fermentescibles (glucose, saccharose, etc.), soit directement présents dans la plante, soit provenant d'une hydrolyse enzymatique de la macromolécule d'amidon. Les deux principales plantes exploitées pour leurs sucres fermentescibles

sont la canne à sucre et la betterave sucrière. Les principales plantes exploitées pour leurs grains contenant de l'amidon sont le maïs et le blé.

Pour produire des biocarburants de 2^{ème} génération selon ces voies, le procédé utilisé comporte les mêmes étapes principales que celui de première génération : une hydrolyse enzymatique des matières premières, suivie d'une fermentation alcoolique des sucres libérés, puis d'une distillation permettant de récupérer des alcools : éthanol mais aussi des **alcools dits « lourds »** (longueur de chaîne carbonée de plus en plus importante) comme le butanol.

La biomasse lignocellulosique contient de la cellulose (qui inclut des sucres en C6, soit à 6 atomes de carbone), un des trois constituants majeurs des parois végétales (plantes et bois) avec l'hémicellulose (sucres en C5 et C6) et la lignine (ramification de polyphénols). Tout l'enjeu consiste à rendre la cellulose et l'hémicellulose accessibles aux étapes d'hydrolyse et de fermentation. Aujourd'hui, les procédés utilisés sont l'explosion à la vapeur, la thermohydrolyse à 200°C ou encore l'utilisation d'acide dilué. **L'aspect énergivore de cette étape, la dégradation des sucres ou encore la formation de composés toxiques sont les verrous identifiés à lever.**

L'hydrolyse enzymatique

L'hydrolyse enzymatique par des enzymes spécifiques permet de fragmenter les molécules de cellulose en sucres fermentescibles, les sucres en C6. L'hydrolyse est catalysée par des acides forts ou enzymes (cellulases). Cette catalyse enzymatique est aussi efficace que l'hydrolyse acide mais bien meilleure en terme de rendement (pas de génération de déchets) et d'impact environnemental (conditions douces de température et de pression). **Le verrou majeur de cette étape est le coût des cellulases.** L'hydrolyse de l'hémicellulose, qui nécessite des enzymes différentes, est encore à l'étude car son rendement actuel est faible.

La fermentation

La fermentation des sucres en C6 par des levures est similaire à celle pour la production des biocarburants de première génération mais la présence de lignine dans la biomasse limite la concentration initiale en sucres en C6 et donc la teneur finale en éthanol. Par ailleurs, certains composés toxiques de l'étape de prétraitement peuvent être présents lors de la fermentation. Enfin, les sucres en C5 issus de l'hydrolyse de l'hémicellulose sont difficiles à convertir en éthanol et nécessitent des microorganismes fermentaires différents.



En plus des alcools, d'autres produits de sortie sont attendus de cette étape de fermentation, notamment les isoprénoides (famille des isoprènes, terpènes) et les biodiesels et biokérosènes obtenus par des voies biochimiques avancées.

Les technologies de biologie synthétique

Les technologies de biologie synthétique permettent de transformer les sucres en isoprénoides. Cette famille des isoprénoides intéresse particulièrement le secteur de l'aviation et de l'aéronautique. En effet, ces carburants (à longue chaîne carbonée donc à indice énergétique élevé) seraient compatibles avec les exigences de ce secteur.

Dans ce cas, ces développements sont essentiellement conduits par des sociétés de biotechnologies innovantes qui travaillent sur l'ingénierie métabolique, la biologie synthétique pour parvenir à fabriquer ces carburants à des coûts compétitifs.

Zoom : la valorisation de la lignine

La valorisation des co-produits est un point clé dans l'équilibre des plans d'affaires de la production de biocarburants avancés à partir de biomasse lignocellulosique.

Différentes valorisations sont envisagées, la plus courante étant la voie énergétique : production de chaleur et/ou d'électricité.

La meilleure valorisation possible, à plus haute valeur ajoutée, serait d'utiliser la lignine comme matière première pour la chimie du végétal (fabrication de colles, résines...), servant ainsi de substitut aux matières premières habituelles, d'origine fossile.

Voies biochimiques avancées : les lipides pour faire des hydrocarbures

Le produit attendu de ces voies est un **biodiesel** obtenu par une réaction de transestérification des triglycérides de l'huile végétale brute en esters méthyliques (EMHV), similaire aux biodiesels actuels.

Pour les nouvelles générations de biocarburants, les formes de biomasse utilisées sont les **microalgues** et **macroalgues** ainsi que **d'autres microorganismes** (levures...).

Pour ces voies avancées, le procédé comprend les étapes suivantes : sélection et culture de la biomasse, récolte et extraction des lipides, transformation par estérification ou décarboxylation en hydrocarbures.

De nouvelles technologies appliquées sont nécessaires pour lever les obstacles à une utilisation de ces biomasses. L'utilisation de ces microalgues/macroalgues serait cependant une alternative intéressante aux biomasses utilisées pour la production des biocarburants de la première génération de par leur rendement élevé à l'hectare et l'utilisation de surfaces non cultivables. Selon les conditions de production, leurs rendements en huile peuvent être de 10 à 30 fois supérieurs à ceux du colza (de 10 à 40 t d'huile/ha/an).

Les microalgues posent néanmoins **des problèmes de sélection**. Sur les centaines de milliers d'espèces existantes, il convient de sélectionner l'espèce au meilleur ratio lipidique.

Ensuite, le **mode de culture choisi** aura des impacts importants sur l'économie globale de la production du biocarburant ainsi que sur l'environnement. En effet, des systèmes fermés tels que des photobioréacteurs, qui impliquent des coûts d'investissement importants, ou encore ouverts tels que des lagunages ou bassins artificiels sont envisageables mais demandent une évaluation plus approfondie.

Enfin, la **récolte et l'extraction des lipides** sont cruciales. Les technologies utilisées pourraient être optimisées pour améliorer leur bilan énergétique et environnemental. Une intégration complète du procédé de production pourrait par ailleurs permettre de baisser les coûts de production de ces biocarburants. Pour cette raison, des couplages sont possibles avec :

- le traitement des eaux usées (les microalgues puisent l'azote et le phosphore pour leur croissance) ;
- le captage de CO₂ ;
- et la transformation en produits à plus haute valeur ajoutée (aquaculture, chimie du végétal).



Grâce au génie génétique, **d'autres microorganismes** sont capables de produire des lipides, c'est le cas de certaines levures, on parle alors d'huiles de levure. Ces lipides permettent ensuite d'accéder à la production de biodiesels ou biokérosènes. Par ailleurs, certaines cyanobactéries sont également capables de produire des lipides ainsi que de l'hydrogène.

Remarque : Une autre voie biochimique permet de produire du biogaz par fermentation des déchets organiques (cette partie sera détaillée dans la fiche du présent rapport intitulée « Biomasse Energie »).

Zoom : les biocarburants et l'aviation

Si le transport routier permet d'utiliser les biocarburants de première génération, le secteur de l'aviation et de l'aéronautique, qui ne peut pas faire appel à ces mêmes biocarburants pour des raisons de compatibilité moteur, s'intéresse à toutes les générations de biocarburants avancés. Cet intérêt est lié à l'inclusion du secteur à partir de janvier 2012 dans le système de plafonnement et d'échange de quotas européens (directive européenne EU-ETS - Emission Trading Scheme) qui implique une diminution des émissions de gaz à effet de serre du secteur à terme.

Voies thermochimiques

Les voies thermochimiques permettent de convertir deux intermédiaires principaux - le gaz de synthèse (dit syngaz) et les biobrut/biohuiles - en biocarburants.

Contrairement aux voies biochimiques, les voies thermochimiques ne nécessitent pas une sélectivité dans leurs procédés de transformation, c'est l'avantage principal de ces voies.

Ainsi, le gaz de synthèse (syngaz) est obtenu après **gazéification de la biomasse** (lignocellulosique, résidus, déchets organiques). Ce procédé - très énergivore (température d'environ 1000°C pour la biomasse lignocellulosique) - permet d'obtenir un mélange de gaz (hydrogène et monoxyde de carbone) qu'il est nécessaire de purifier dans les étapes ultérieures. L'un des enjeux de cette voie est d'obtenir, en sortie du gazéifieur, le mélange comportant le moins d'impuretés et de goudrons. D'autres procédés de conversion de la biomasse peuvent être utilisés : la pyrolyse pour l'obtention de l'intermédiaire biobrut/biohuile.

Voies thermochimiques avancées : le syngaz pour faire des alcools et des hydrocarbures

Le syngaz peut être utilisé pour produire de l'éthanol (ou d'autres alcools) par fermentation.

Il permet également d'accéder à des hydrocarbures grâce à la synthèse catalytique Fisher-Tropsch (FT).

L'ensemble de ce procédé permettant la production d'hydrocarbures liquides à partir de biomasse, par synthèse FT, est appelé BtL (Biomass To Liquid).

Plus généralement, tous les procédés de type (X) To Liquid sont bien connus. Ainsi les procédés CtL (Coal to Liquid) permettent de transformer le charbon en hydrocarbures liquides (Exemple de la société Sud Africaine Sasol).

Parmi ces différents procédés, le procédé BtL présente de nombreux avantages. Ce carburant de synthèse est notamment très « propre » : il ne contient ni soufre, ni composé aromatique et réduit significativement le contenu en oxyde d'azote et en particules. Il a un indice de cétane proche de celui du diesel fossile. Même s'il n'existe pas encore d'unité industrielle au niveau mondial pour ce type de carburant, le bilan environnemental de ce procédé (gazole Fisher-Tropsch à partir de déchets de bois) est considéré comme très bon : le Joint Research Centre estime que la réduction d'émissions de gaz à effet de serre peut atteindre 95%.

Ce carburant en développement intéresse le marché européen du transport routier (majoritairement diesel) mais également le secteur de l'aviation et de l'aéronautique qui sera soumis à la directive EU-ETS (voir supra l'encadré) et à la recherche de solutions permettant de faire baisser leurs émissions de gaz à effet de serre.

Cependant, le procédé BtL par Fisher-Tropsch reste encore à améliorer, l'ensemble des étapes (pyrolyse, gazéification, catalyse FT) est très énergivore. Les rendements de conversion de la biomasse sont assez faibles 14 à 17% sans ajout d'énergie au procédé de combustion (procédé autothermique) avec la possibilité d'atteindre 20-25% avec ajout d'énergie (procédé allothermique).

Ce procédé permet de produire à la fois du biodiesel et du biojetfuel, en générant un certain nombre de co-produits (naphta, méthanol, paraffines) qu'il conviendra de valoriser pour diminuer les coûts de production de cette voie, encore élevés.

Voies thermochimiques avancées : le syngaz pour faire du biométhane

Les technologies de gazéification et de méthanisation sont maîtrisées mais doivent encore être optimisées afin de convertir au mieux la biomasse, notamment la biomasse lignocellulosique.

La méthanation est un procédé catalytique qui permet la conversion du syngaz en méthane. Le gaz



obtenu est appelé « BioSNG » et possède les mêmes propriétés que le gaz naturel.

Contrairement à la méthanisation qui nécessite des substrats humides, la biomasse lignocellulosique peut être transformée par ce procédé. Différentes valorisations de ce BioSNG sont envisagées :

- la production de chaleur et/ou d'électricité
- l'usage en tant que biométhane carburant.

Zoom : le biométhane carburant

Le biométhane carburant provient essentiellement d'un biogaz produit en décharge ou obtenu par méthanisation des déchets organiques fermentescibles (ordures ménagères, déchets agricoles et agroindustriels...). Il se positionne comme un substitut au Gaz Naturel Véhicule (GNV). Les réductions de GES sont au minimum de 50% et varient fortement selon le substrat utilisé. Des gains sur les émissions de particules autour de 40% ont été observés par rapport à une référence fossile.

Voies thermochimiques avancées : les biobruts/biohuiles pour faire des combustibles

Contrairement aux voies décrites précédemment, le procédé de conversion s'appuie ici sur les technologies de pyrolyse et de liquéfaction directe. Tout comme la gazéification, la pyrolyse est une décomposition de la matière carbonée en absence d'oxygène. En fonction des conditions de température et de pression des procédés, on obtient un combustible (le charbon de bois également appelé biochar), des huiles de pyrolyse (procédé de pyrolyse flash) ou encore un gaz de pyrolyse.

Ces biobruts/biohuiles peuvent ensuite être raffinés et se substituer en partie à leurs équivalents fossiles.



Chaîne de valeur

UNE CHAÎNE DE VALEUR COMPLEXE

La chaîne de valeur des biocarburants est complexe et très diversifiée. En effet, la production de biocarburants fait appel à différents acteurs :

- les fournisseurs de matières premières (ressources agricoles, forestières, déchets, résidus...) et les organismes collecteurs/stockeurs ;
- les négociants ;
- les producteurs de biocarburants et les premiers transformateurs de la biomasse ;
- les raffineurs/ distributeurs de biocarburants ;
- les utilisateurs finaux (transport routier, aérien, naval).

Les métiers créés par la production d'énergie concernent principalement les fournisseurs de matières premières et les transformateurs de la biomasse.

Les fournisseurs de matières premières

Cette première étape de la chaîne de valeur couvre l'accès à la biomasse, la gestion des récoltes (cultures) ainsi que le circuit logistique.

Les biocarburants de première génération **sont issus des ressources agricoles** à savoir, en France, le colza et le tournesol pour la filière biodiesel et la betterave, le maïs et le blé pour la filière éthanol. Ainsi, en France, pour la filière biodiesel par exemple, environ 60 000 agriculteurs cultivent du colza et du tournesol pris en charge par des organismes de collecte. La superficie agricole à mobiliser pour produire les cultures énergétiques nécessaires à l'atteinte des objectifs d'utilisation des biocarburants dans les transports à 2020 est comprise entre 2,5 et 6 millions d'hectares selon les rendements considérés soit 4,5 à 11% des surfaces agricoles et sylvicoles totales actuelles.

Puis, la biomasse oléagineuse subit une première transformation, c'est **l'étape de trituration** qui permet d'extraire l'huile des graines. La partie solide, dite tourteau riche en protéines, est récupérée et valorisée en alimentation animale.

Ainsi, grâce aux biocarburants, de nombreux emplois agricoles ont été maintenus.

Pour les biocarburants à venir, notamment **ceux issus de ressources forestières**, l'accès à la matière première transformée implique de nombreux acteurs. La gestion de l'amont forestier concerne 250 000 personnes en France qui sont en charge de

la gestion et de l'exploitation de la forêt publique ou privée ou de la première transformation du bois. Les biocarburants et plus globalement la biomasse énergie ont permis l'émergence de premiers transformateurs de bois (producteurs de plaquettes, granulés...).

Les producteurs de biocarburants et les premiers transformateurs de la biomasse

Cette deuxième étape de la chaîne de valeur implique l'accès à une biomasse qui a souvent subi une première transformation et met en œuvre les technologies des voies biochimiques et thermochimiques.

Dans le cas des biocarburants de première génération de la filière biodiesel, après trituration, l'huile est envoyée dans une usine de transestérification. Le procédé permet, à partir d'une tonne d'huile et de 100 kilogrammes de méthanol, de produire une tonne de biodiesel et 100 kilogrammes de glycérine biosourcée, intermédiaire qui peut être valorisé en chimie du végétal.

Dans le cas des biocarburants avancés, les procédés sont globalement au stade de la recherche et développement. Ainsi sur les voies biochimiques, de jeunes sociétés innovantes en biotechnologies se positionnent comme apporteur de technologies de transformation de biomasse. En France, de telles voies sont empruntées par des start-up innovantes : Deinove, Global Bionénergies, Biométhodes...

En complément et en amont des technologies nécessaires à la production, certaines sociétés se positionnent uniquement sur l'apport de microorganismes spécifiques à différentes étapes de transformation de la biomasse (déconstruction de la lignocellulose, conversion en éthanol). C'est le cas de la société danoise Novozymes.

Sur les voies thermochimiques, de nombreux acteurs se positionnent notamment sur les étapes de pyrolyse et de gazéification de la biomasse ainsi que sur la conversion du syngaz. A titre d'exemple, des instituts de recherche comme IFP Energies Nouvelles en France ou le VTT en Finlande travaillent sur les technologies de pyrolyse. Pour la gazéification de la biomasse, la société allemande Choren a mis en place un premier pilote production de BtL. Enfin, les sociétés de biotechnologies se positionnent sur la production d'alcools à partir de syngaz comme les sociétés américaines Coskata ou Syntec Biofuel.



Le contexte réglementaire

Cette partie consacrée au cadre réglementaire décrit successivement le contexte européen, le cadre réglementaire français développé pour les biocarburants de première génération reprenant pour partie la fiche n° 9 « les carburants de substitution » dans le rapport sur l'industrie pétrolière et gazière en 2009 et le cadre actuel pour les biocarburants des générations avancées.

LE CONTEXTE EUROPEEN

Quatre directives organisent la politique européenne dans le domaine des biocarburants :

- La directive 2003/96/CE qui prévoit la possibilité pour les États Membres d'appliquer un taux d'accises (impôt indirect perçu sur la consommation de certains produits) réduit sur certaines huiles minérales (carburants) qui contiennent des biocarburants et sur les biocarburants.
- La directive 2003/30/CE relative à la promotion de l'utilisation des biocarburants ou autres carburants renouvelables dans les transports, dresse la liste des produits considérés comme biocarburants et les formes sous lesquelles ils peuvent se présenter. Elle demande aux États Membres de fixer des objectifs nationaux d'incorporation des biocarburants dans les carburants, avec comme valeurs de référence : 2%_{PCI}¹ fin 2005 et 5,75%_{PCI} en 2010 (pourcentage énergétique).
- La directive 2009/28/CE (promotion des énergies renouvelables) adoptée, sous présidence française, dans le cadre du « paquet énergie-climat » en décembre 2008 qui fixe un objectif de 20 % (23 % pour la France) de la consommation finale d'énergie d'origine renouvelable à l'horizon 2020, dont 10 % dans le secteur des transports. Elle impose également le respect de critères de durabilité aux biocarburants.
- La directive 2009/30/CE (qualité des carburants) également adoptée sous présidence française, qui fixe un objectif de réduction de 10 % des émissions de gaz à effet de serre dans les carburants entre 2010 et 2020.

¹ %PCI : pourcentage énergétique

LE CADRE FRANÇAIS DE LA PREMIERE GENERATION

La France s'est engagée depuis plusieurs années dans un programme de développement des biocarburants. Ainsi l'objectif d'incorporation de 5,75 %_{PCI} de biocarburants dans les carburants, initialement prévu pour 2010 par la directive 2003/30/CE, a été avancé à 2008 et il est porté à 7 %_{PCI} en 2010.

Par ailleurs, un objectif indicatif d'incorporation de biocarburants de 10 %_{PCI} est fixé pour 2015.

Les objectifs d'incorporation français

Le tableau 1 présente les objectifs d'incorporation de biocarburants de la France.

Tableau 1 : Les objectifs français d'incorporation de biocarburants

Année	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Objectifs (%pci)	1,20	1,75	3,5	5,75	6,25	7,00

Le développement des biocarburants est soutenu par deux dispositifs fiscaux, la défiscalisation et la TGAP.

La défiscalisation

L'exonération partielle de la taxe intérieure de consommation (TIC) dont bénéficient les biocarburants permet de compenser partiellement le surcoût de fabrication des biocarburants par rapport aux carburants d'origine fossile.

Son montant est fixé en loi de finances et ne s'applique qu'aux biocarburants issus des unités agréées. Depuis 2002, environ 3 milliards d'euros d'allègement de la TIC cumulés ont été accordés aux opérateurs qui incorporent des biocarburants dans les carburants. Ce dispositif permet également d'assurer la traçabilité de la grande majorité des biocarburants incorporés en France.

La taxe générale sur les activités polluantes (TGAP)

Depuis la loi de finances pour 2005 (article 32) et afin de promouvoir l'incorporation des biocarburants dans le gazole et les essences, les opérateurs (raffineurs, grandes surfaces et indépendants) qui mettent à la consommation des carburants contenant une proportion de



biocarburants inférieure au taux d'incorporation prévu, doivent acquitter un prélèvement supplémentaire de la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP). Son taux est diminué par la part de biocarburants mis sur le marché en % PCI, et ce pour le supercarburant d'une part et le gazole de l'autre. Cette taxe, en étant très incitative, facilite le développement des biocarburants.

Des évolutions de l'encadrement national pour accompagner le développement des biocarburants

Afin d'atteindre les objectifs ambitieux d'incorporation de biocarburants qu'il s'est fixé, le gouvernement a engagé des actions volontaristes :

L'augmentation des taux d'incorporation de biocarburant

Depuis le 24 avril 2007, la teneur maximale des EMAG dans le gazole est passée de 5% à 7% en volume. La directive européenne sur la qualité des carburants, adoptée en décembre 2009, a repris cette spécification.

Depuis 1^{er} avril 2009, un nouveau supercarburant est autorisé à la vente sur le territoire national, le SP95-E10. Ce carburant peut contenir jusqu'à 22% vol d'ETBE ou 10 %v d'éthanol ou tout mélange respectant une teneur maximale en oxygène de 3,7%. Il est vendu en parallèle du supercarburant sans plomb traditionnel dont la teneur en éthanol est inférieure à 5% en volume car tous les véhicules essence qui roulent en France ne sont pas compatibles avec le nouveau carburant SP95-E10.

Des filières carburants à haute teneur en biocarburants

Le gazole B30 : depuis le 1er janvier 2007 le gazole B30, un gazole contenant 30% en volume d'EMHV (Ester Méthylique d'Huile Végétale) est autorisé pour les véhicules de flottes captives disposant d'une logistique carburant spécifique.

Le superéthanol E85 : destiné aux véhicules à carburant modulable (également appelés « flex fuel »), ce carburant est composé d'au moins 65 % d'éthanol et d'au moins 15 % de supercarburant.

Depuis son lancement, le superéthanol bénéficie de mesures fiscales avantageuses : pour le carburant, prix de vente à la pompe d'environ 0,85 €/l ; pour le véhicule, octroi d'une faculté d'amortissement exceptionnel sur 12 mois, réduction de la taxe sur les véhicules de sociétés pendant huit trimestres et exonération de 50 % de la taxe additionnelle aux certificats d'immatriculation

Enfin, depuis le 1^{er} janvier 2009, les véhicules à carburant modulable (véhicules également appelés

« flexfuel » fonctionnant au superéthanol - E85) sont exonérés du malus écologique s'ils émettent moins de 250g CO₂/km, pour tenir compte du bénéfice environnemental complet de ces véhicules.

En plus de ces mesures, l'exonération de la TIC a été étendue aux huiles végétales pures (HVP) depuis la loi n°2006-11 du 5 janvier 2006 d'orientation agricole.

La transposition du système de durabilité des biocarburants

Dans le cadre de la directive 2009/28/CE relative au système de durabilité des biocarburants et bioliquides, seuls les biocarburants durables pourront bénéficier d'aides financières pour leur production ou leur consommation et être comptabilisés pour l'atteinte des objectifs nationaux de développement des énergies renouvelables.

A cette fin, l'Etat devra notamment veiller à ce que les opérateurs économiques (organismes de collecte et de stockage des matières premières, producteurs et fournisseurs de biocarburants, opérateurs pétroliers et distributeurs) apportent la preuve que les critères de durabilité définis par la directive¹ ont été respectés. En particulier, il doit s'assurer que les opérateurs économiques collectent des informations fiables relatives à la durabilité des biocarburants et bioliquides fiables et les mettent à sa disposition, à sa demande. Il doit également s'assurer que les opérateurs économiques mettent en place un contrôle indépendant des informations qu'ils soumettent et qu'ils apportent la preuve que ce contrôle a été effectué.

D'ores et déjà, le principe de la durabilité des biocarburants a été introduit dans la législation par la loi de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement (2009), qui précise que « *la production en France des biocarburants est subordonnée à des critères de performances énergétiques et environnementales comprenant en particulier leurs effets sur les sols et la ressource en eau* ».

L'État mettra à la disposition des opérateurs économiques, par le biais d'une application informatique, les informations géographiques qui leur seront nécessaires pour mettre en œuvre les critères relatifs à l'utilisation des terres pour les productions françaises. Pour le calcul de la réduction des émissions de gaz à effet de serre, les opérateurs économiques pourront s'appuyer sur les

¹Les critères obligatoires de durabilité sont de deux types : l'un relatif à la réduction des émissions de gaz à effet de serre, qui se mesure du puits à la roue (celle-ci devra atteindre au moins 35 % par rapport aux carburants fossiles dans lesquels ils sont incorporé ; ce seuil sera porté à 50 % en 2017); l'autre, relatif aux conditions de production des matières premières agricoles.



informations d'ores et déjà collectées relatives aux émissions agricoles de gaz à effet de serre par région et par filière. Enfin, pour le système national, un dispositif de reconnaissance des organismes habilités à réaliser les contrôles indépendants sera prochainement mis en place.

LE CADRE FRANÇAIS ET ORIENTATIONS POUR LES BIOCARBURANTS AVANCÉS

Le cadre existant : le double comptage

La directive 2009/28/CE relative aux énergies renouvelables indique que les biocarburants et bioliquides doivent contribuer à une réduction d'au moins 35% des émissions de gaz à effet de serre pour être pris en considération. À partir du 1^{er} janvier 2017, leur part dans la réduction des émissions doit être portée à 50%.

C'est pourquoi, les biocarburants particulièrement favorables en termes de bilans d'émissions de gaz à effet de serre, sur l'ensemble de leur cycle de vie bénéficient du double comptage. Cette mesure prévoit que ces produits comptent pour le double de leur valeur pour l'atteinte des objectifs fixés. La loi de finances rectificatives pour 2009 a introduit, pour les esters méthyliques produits à partir d'huiles usagées ou de graisses animales, cette disposition qui s'applique depuis le 1er janvier 2010.

De plus, les biocarburants avancés et notamment ceux de 2^e génération issus de biomasse lignocellulosique qui présentent a priori de très bons bilans sont également concernés.

Le système de durabilité des biocarburants

Cette même directive 2009/28/CE impose le respect des critères de durabilité. Cette conditionnalité applicable aux biocarburants de 1^{ère} génération devrait s'appliquer à ceux des générations avancées.

Les orientations possibles en matière de soutien aux biocarburants avancés

Aujourd'hui, les générations avancées de biocarburants sont au stade de recherche et développement, c'est pourquoi la fiscalité des 2^{ème} et 3^{ème} générations n'est pas encore définie. Une diminution à terme de la défiscalisation accordée aux biocarburants 1^{ère} génération produits dans des unités de production agréées est prévue. Cela permettra d'alléger la charge sur les finances publiques et d'envisager un dispositif de soutien pour les générations avancées. Par ailleurs, le maintien d'un outil comme la TGAP semble à ce stage envisageable pour les générations avancées de biocarburants. Par ailleurs, les débats sur la

concurrence avec les usages alimentaires ainsi que l'étude² Analyse de Cycle de Vie réalisée pour les pouvoirs publics sur les biocarburants de première génération ont mis en valeur l'importance des critères environnementaux et sociétaux pour les biocarburants. Ainsi, une fiscalité avantageuse aux biocarburants les plus vertueux suivant ces critères fait partie des pistes envisageables pour un soutien de la filière. Enfin, sur certains types de biomasse, comme la biomasse lignocellulosique, essentielle pour le développement de la 2^e génération, des réflexions devront être menées sur l'instrument efficace pour permettre une mobilisation de la biomasse issue de la forêt.

² « Analyses de Cycle de Vie appliquées aux biocarburants de 1^{ère} génération consommés en France », février 2010, BIO Intelligence Service.



Les marchés

LE MARCHÉ MONDIAL

Production mondiale

Au niveau mondial, le marché des biocarburants est essentiellement dominé par la filière éthanol qui totalise aujourd'hui une production de 74 milliards de litres.

Les Etats-Unis et le Brésil sont les plus gros producteurs, totalisant à eux seuls environ 80% de la production d'éthanol dans le monde. Les biomasses utilisées, les cycles de culture, les modes d'intensification de production et leurs marchés carburants orientés « essence » expliquent en partie leurs positions dominantes.

Les Etats-Unis sont passés en 2010 devant le Brésil pour devenir le premier producteur d'éthanol au niveau mondial avec des capacités de production de 51 milliards de litres². Entre 2009 et 2010, le nombre d'unités de production d'éthanol est passé de 170 à 187 installations. Le Brésil arrive second du classement avec une production de 27 milliards de litres environ. Les pays émergents s'intéressent de plus en plus à ce marché. La Chine est le troisième producteur, devant la France, avec 2,7 milliards de litres.

La filière biodiesel qui totalise une production mondiale d'environ 21 milliards de litres en 2009 est dominée par l'Union Européenne. Les Etats-Unis sont également très présents, avec une capacité de production de 5,9 milliards de litres, juste devant l'Allemagne avec ses 5 milliards de litres. L'Espagne et l'Indonésie sont respectivement en troisième et quatrième position. Cinquième, le Brésil devrait, compte tenu de ses orientations en matière de politique biocarburants, devenir un producteur de biodiesel de plus en plus important dans les années à venir.

LE MARCHÉ EUROPEEN

Au niveau européen, le marché des biocarburants est dominé par la filière gazole, avec 12 milliards de litres de gazole produit contre 3,7 milliards de litres environ pour l'éthanol. Cette différence s'explique par l'équilibre du parc automobile majoritairement diesel (2/3 diesel, 1/3 essence).

Pour la filière biodiesel, d'après l'European Biodiesel Board, le premier producteur est l'Allemagne, suivie de la France puis de l'Espagne. Pour la filière éthanol, le premier producteur est la France suivie de l'Allemagne puis de l'Espagne.

LE MARCHÉ FRANÇAIS

Les capacités de la France

La France s'est largement impliquée dans le développement des biocarburants de première génération en mettant en place une politique ambitieuse et d'importants soutiens fiscaux. En 2009, la France a produit 1,25 milliard de litres d'éthanol avec des acteurs comme Tereos et 2,7 milliards de litres de biodiesel avec des acteurs comme Diester Industrie.

² Source : étude du Global Fuel Center.(2010)



Les acteurs de la filière

La filière est composée de cinq catégories d'acteurs :

- les fournisseurs de matière première et les premiers transformateurs de la biomasse (ressources agricoles, forestières, déchets, résidus...);
- les négociants ;
- les producteurs de biocarburants ;
- les raffineurs/ distributeurs de biocarburants ;

- les utilisateurs finaux (transport routier, aérien, naval).

Selon la génération de biocarburants, les acteurs impliqués dans la production diffèrent, notamment en fonction des types de biomasse utilisés et des compétences nécessaires.

Tableau 2 : Les principaux acteurs

	International	Français
Fournisseurs et négociants de matières premières	<ul style="list-style-type: none"> - Agriculteurs, - coopératives agricoles <u>Développement de semences :</u> <ul style="list-style-type: none"> - Monsanto (E-U) - Syngenta (Suisse) - Mendel Biotechnologies (E-U) 	<ul style="list-style-type: none"> - Coopératives agricoles - Coopératives forestières - ONF - Négociants de matières premières
Prétraitement et procédé de transformation (Voie Biologique/Voie Chimique)	<u>Ethanol</u> <ul style="list-style-type: none"> - Cosan (Brésil) - Santelisa Vale (Brésil) - San Martinho (Brésil) - POET (E-U) - VeraSun (E-U) <u>Ethanol et Biodiesel :</u> <ul style="list-style-type: none"> - ADM (E-U) - Cargill (E-U) - Abengoa (ESP) <u>Biométhane carburant :</u> <ul style="list-style-type: none"> - Eon (All.) <u>Technologues des voies thermochimiques</u> Choren (All), Andritz (Autriche), Repotec (Autriche), Syntec Biofuel (E-U), Coskata (E-U) <u>Technologues des voies biochimiques des biosciences :</u> Logen (E-U), Novozymes (DAN), Gevo (E-U), Virent (E-U), Solazyme (E-U), Amyris (E-U), Verenum (E-U), L69 (E-U)	<u>Ethanol :</u> <ul style="list-style-type: none"> - Tereos - Roquette - Ethanol Union <u>Biodiesel :</u> <ul style="list-style-type: none"> - Diester Industrie - Saria - France Ester - Ineos - Veolia <u>Biométhane carburant:</u> <ul style="list-style-type: none"> - GDF Suez <u>Technologues des voies thermochimiques:</u> <ul style="list-style-type: none"> - IFP EN <u>Technologues des voies biochimiques:</u> <ul style="list-style-type: none"> - Axens (IFP EN) - Deinove - Global Bioénergies - Biométhodes
Transaction/Mélange /Marketing/ Distribution	Exxon, BP, Shell, Chevron, Petrobras,	Total, Siplec (groupe Leclerc), Carfuel (groupe Carrefour)
Constructeurs / Motoristes/ Utilisateurs Finaux	<u>Transport routier :</u> <ul style="list-style-type: none"> - BMW - General Motors <u>Transport aérien:</u> <ul style="list-style-type: none"> - Boeing 	<u>Constructeurs automobiles:</u> <ul style="list-style-type: none"> - RENAULT - PSA <u>Constructeurs et compagnies aériennes :</u> <ul style="list-style-type: none"> - Air France - EADS - Airbus - Dassault



LES PROJETS DE BIOCARBURANTS

AVANCES

Dans le prolongement du Grenelle de l'environnement, le gouvernement soutient les recherches engagées dans les différents procédés de production des biocarburants avancés à savoir les voies biochimiques et les voies thermochimiques.

Sur les voies biochimiques

Projet DEINOL, 2008-2016 (coût 20 M€, aide OSEO: 9 M€)

- Production de bioéthanol par des microorganismes (dénococques)
- Les partenaires : Deinove, Tereos, CNRS, INSA Toulouse

Projet FUTUROL, 2008-2016 (coût 76,4 M€, aide OSEO: 29,9 M€)

- Production de bioéthanol à partir de lignocellulose issue de co-produits agricoles, forestiers ou de biomasse dédiée.
- Les partenaires : Agro industrie recherche et développement (ARD), Confédération générale des betteraviers (CGB), Champagne céréales, IFP EN, Institut national de la recherche agronomique (Inra), Lesaffre Group, Office national des forêts (ONF), Tereos, Total, Unigrains et le Crédit agricole du Nord-Est.

Projet SHAMASH, 2006 (coût 2,8 M€, aide ANR: 0,8 M€)

- Production de biocarburants à partir de microalgues autotrophes
- Les partenaires : INRIA CNRS IFREMER, CIRAD, Valcobio, PSA, EADS IW...

Projet SALINALGUE (coût 6,7 M€, aide FUI 3,4 M€)

- Culture d'une microalgue native à grande échelle en milieu ouvert sur des salines inexploitées en mode « bioraffinerie » (multivalorisation : chimie, énergie)
- Les partenaires : Compagnie du Vent GDF-Suez, IFREMER, Air Liquide...

Sur les voies thermochimiques

Les projets de BtL

Projet BioTFuel à Compiègne 2010-2017, 7 ans, budget 112,7 M€, aides: 33,3 M€

- biodiesel et kérosène de synthèse à partir de résidus agricoles
- Partenaires : CEA, IFP EN, Sofiprotéol, Total

Projet SYNDIESE à partir de biomasse lignocellulosique à Bure-Saudron (Meuse/Haute-Marne) avec utilisation d'hydrogène produit par électrolyse de l'eau

- Partenaires : CEA, AIR LIQUIDE, CNIM

Projet BTL STRACEL à partir de biomasse lignocellulosique avec le papetier UPM KYMENNE à Strasbourg présenté en mai 2010 au programme européen NER300 (New Entrance Reserve)

Projets bioSNG, biométhane carburant

Projet GAYA (2010, 7 ans, coût 46,5 M€, aides: 18,9 M€)

- Biométhane carburant bioSNG à partir de la gazéification de la biomasse
- Partenaires : GDF-SUEZ et 13 partenaires français (UCFF, CEA, CIRAD,...) et autrichien REPOTEC

Projet Biométhane carburant LILLE-SEQUEDIN (une centaine de bus)

LES CENTRES DE COMPETENCE

Le réseau scientifique et technologique français dans le domaine des biocarburants avancés est important et est complété depuis peu par des Instituts d'Excellence en Energie Décarbonée (IEED).

Deux projets d'IEED ont été récemment déclarés lauréats du premier appel à projet lancé en 2010 dans le cadre des investissements d'avenir : les instituts P.I.V.E.R.T. (Picardie Innovation Enseignement et recherches technologiques) et I.N.D.E.E.D (Institut National pour le Développement des Ecotechnologies et des Energies Décarbonées)

P.I.V.E.R.T. est installé à Compiègne (Picardie), sur le Parc Technologique des rives de l'Oise. Il permettra de mettre en œuvre la recherche, l'expérimentation et la formation dédiée la chimie



du végétal à base de biomasse oléagineuse (colza, tournesol, etc.) et permettra par certains volets notamment sur le prétraitement de la biomasse d'enrichir la connaissance pour la filière biocarburants. Il est notamment porté par l'Université de Technologie de Compiègne (UTC), des industriels et acteurs privés, Sofiprotéol et le pôle IAR (Industries et agro-ressources).

I.N.D.E.E.D est quant à lui installé à Lyon au cœur de la vallée de la chimie et vise notamment à développer de nouveaux procédés pour substituer aux énergies fossiles des énergies renouvelables, notamment à partir de biomasse ainsi qu'à créer de nouveaux produits à partir de matières premières renouvelables. Il est porté par IFP Énergies Nouvelles, Arkema, Rhodia, GDF-Suez, le CNRS, l'Université de Lyon, avec le soutien actif du Grand Lyon et de la Région Rhône-Alpes.

Les autres acteurs positionnés sur recherche et l'innovation, en plus de l'industrie sont :

- Des centres de recherche : IFP EN, INRA, CEA, IFREMER, INRIA, INSA ...
- Des pôles de compétitivité : Tenerrdis, Derbi, Trimatec, IAR (Industries et agro-ressources), Xylofutur, Mer PACA, Capenergies...

Contributeurs : Nadia Boukhetaia, Pascal Blanquet



2- Biomasse énergie

Définition et technologies existantes

La biomasse se définit comme « *la fraction biodégradable des produits, déchets et résidus provenant de l'agriculture, y compris les substances végétales et animales issues de la terre et de la mer, de la sylviculture et des industries connexes, ainsi que la fraction biodégradable des déchets industriels et ménagers* » (article L211-2 du code de l'énergie).

Toutes ces matières organiques peuvent dégager de l'énergie soit par combustion directe ou suite à une ou plusieurs étapes de transformation.

La biomasse énergie (hors biocarburants et combustion des déchets urbains) représente environ 9,6 Mtep en 2009 : 9,1 Mtep en bois énergie (dont 6,6 Mtep en bois domestique) et 0,5 Mtep environ de biogaz.

Les ressources en biomasse sont diverses. Généralement, on distingue les catégories suivantes :

- le bois, notamment sous forme de bûches, de granulés ou de plaquettes ;
- les sous-produits du bois qui recouvrent l'ensemble des déchets de la sylviculture et de l'industrie de première transformation du bois ;
- les sous-produits de l'industrie de la deuxième transformation du bois, de l'industrie de la trituration et des industries agroalimentaires ;
- les produits et sous-produits issus de l'agriculture (paille, résidus de récolte, etc.) et les plantations à vocation énergétique (saules, miscanthus...);
- les déchets organiques tels que les déchets urbains, les ordures ménagères et les déchets en provenance de l'agriculture tels que les effluents agricoles ;
- les déchets de bois qui ne contiennent pas de composés organiques halogénés ou des métaux lourds.

LES DIFFERENTES TECHNOLOGIES

On distingue les technologies ayant pour objet :

- **de transformer la biomasse en des biocombustibles** de nature différente (biométhane, hydrogène...) pour s'adapter aux usages visés et à leurs contraintes de productivité ;
- **de convertir l'énergie primaire** que représente les biocombustibles, ou la biomasse, **en énergie finale** (thermique ou électrique).

Les technologies permettant de transformer la biomasse en chaleur et en électricité sont relativement matures bien qu'elles fassent l'objet d'une recherche permanente de productivité. En effet, à l'exception de certains cas particuliers - comme les piles à combustible - la production de chaleur et d'électricité fait essentiellement appel à des réactions de combustion ou d'explosion, avec des solutions technologiques et des équipements connus (chaudières, turbines à vapeur, moteurs...).

Cependant, la diversité de la biomasse rend difficile l'étape de conversion en un produit énergétique. C'est pourquoi les efforts portent actuellement sur les étapes de prétraitement afin d'homogénéiser et de densifier énergétiquement la biomasse pour augmenter l'efficacité des procédés de transformation.

La présente fiche porte essentiellement sur les procédés visant à transformer **la biomasse en biocombustibles de nature différente**. Actuellement, le mode de production le plus développé concerne la combustion directe du bois dans les secteurs résidentiels, industriels et tertiaires.

Procédés de Transformation		Molécule plateforme	Energie finale
Voie thermochimique	Combustion	Conversion directe en énergie finale	Chaleur et/ou Electricité
	Gazéification	Syngas	
	Pyrolyse/Torréfaction		
Voie biochimique	Méthanisation	Biogaz	



LES TRANSFORMATIONS DE LA BIOMASSE

On distingue deux catégories de transformation selon la nature de la réaction appliquée à la biomasse : **les valorisations par voie thermochimique et les valorisations par voie biochimique.**

Les transformations thermochimiques *Le bois énergie*

La voie thermochimique met en œuvre trois principaux procédés de transformation de la biomasse : **la combustion, la pyrolyse (la torréfaction étant un type de pyrolyse), la gazéification.** Ces technologies s'appliquent la plupart du temps à une biomasse lignocellulosique.

La technologie la plus mature est la combustion simple (oxydation totale de la biomasse).

Les principaux enjeux de recherche et développement pour cette voie portent sur les technologies de torréfaction, de pyrolyse et de gazéification, qui permettent la transformation de la biomasse lignocellulosique en gaz naturel de synthèse (syngas) pour notamment une production de biocarburants de deuxième génération¹ ou de chaleur et/ou d'électricité.

La combustion

La combustion se fait dans des chaudières de différentes natures en fonction de la biomasse utilisée, de sa qualité et des éventuelles transformations préalables à sa combustion.

La combustion permet une transformation directe de la biomasse en énergie thermique. Cette énergie thermique est ensuite utilisée directement ou transformée en électricité.

Zoom sur la biomasse énergie et la qualité de l'air

La «biomasse énergie» influe sur la qualité de l'air de manières assez diverses, mais possède un potentiel d'impact tel que son suivi est nécessaire.

Certaines techniques, comme la production de gaz par le biais de la couverture de fosses, en milieu agricole, réduisent la production de particules et de ce fait ont un impact favorable sur la qualité de l'air. De telles mesures sont préconisées par **le Plan particules.**

D'autres techniques, liées notamment à la

combustion directe du bois sont bien plus problématiques du fait des particules qu'elles sont susceptibles d'engendrer. Cela peut être perçu au niveau national, où des plafonds d'émissions dont il est probable qu'ils seront introduits dans une Directive Plafonds d'Émissions Nationaux révisée, seront difficiles à respecter si ces techniques n'évoluent pas vers davantage de performance environnementale. Cela peut également être perçu au niveau local, en particulier dans des «zones sensibles», où les niveaux de concentration imposés **par la Directive Qualité de l'Air** peuvent être menacés dans les mêmes conditions.

La pyrolyse et la torréfaction

La pyrolyse et la torréfaction peuvent être considérées comme des technologies de prétraitement de la biomasse. L'avantage principal de ces étapes est l'obtention d'un produit plus dense au niveau énergétique, avec une part importante de composés volatils pouvant être stockés facilement.

La pyrolyse du bois est le procédé qui permet la transformation du bois en gaz combustible, produits condensables (eau et goudrons) et du charbon de bois. Elle correspond à la décomposition thermique du bois, sous vide ou en présence de gaz inerte. Les procédés traditionnels de pyrolyse utilisent des températures de 300 à 600°C et produisent du charbon de bois. Ce charbon de bois est intéressant par sa faible densité et son PCI élevé mais il ne contient que 30 à 50% de l'énergie initiale du bois car le reste est perdu dans des produits volatils lors de la carbonisation. Les procédés modernes de pyrolyse utilisent des températures plus élevées et récupèrent l'énergie des produits volatils. Ils mènent à la production de produits liquides qui, du fait de leur acidité, doivent être traités avant d'être utilisés comme des combustibles éventuels. Enfin, la pyrolyse rapide à haute température (de 800 à 900°C) permet de transformer 10% de l'énergie contenue dans le bois utilisé en combustible solide et 60% en combustible gazeux de bonne qualité (gaz de synthèse riche en hydrogène et en monoxyde de carbone). Techniquement, il serait possible de transformer ce gaz de synthèse en méthane ou en méthanol mais actuellement ce n'est pas envisageable économiquement. La torréfaction est une pyrolyse à plus basse température (environ 200°C) qui permet d'obtenir un combustible biomasse sec et « friable » qui peut, par exemple, se substituer au charbon et aux pellets.

La gazéification

¹ Pour plus d'éléments, voir la fiche Biocarburants



La gazéification est une transformation thermo-chimique, en restriction d'oxygène, qui permet de convertir le bois en un gaz de synthèse appelé syngas (hydrogène et monoxyde de carbone).

Le terme de gazéification est fréquemment utilisé pour désigner l'ensemble du procédé de transformation de la biomasse jusqu'au gaz de synthèse, soit une étape de pyrolyse, puis de gazéification du biochar issu de la pyrolyse et enfin d'un reformage des vapeurs et des gaz issus de la pyrolyse.

Ce procédé, en plus d'être très énergivore, (température d'environ 1000°C pour la biomasse lignocellulosique) produit un mélange de gaz (hydrogène et monoxyde de carbone) qu'il va falloir purifier pour les étapes ultérieures. En effet, ce mélange de gaz, dont la composition varie fortement suivant le type de biomasse utilisée, contient un certain nombre de composés à l'état de traces (HCl, HF, NH₃, HCN), de métaux alcalins à l'état de vapeur, ainsi que des goudrons.

Les technologies de gazéification sont essentiellement de deux types : les lits fixes (contre-courant, co-courant) et les lits fluidisés (dense, circulant et entraîné).

Les lits fixes sont simples à construire, sans limite de taille, permettent un contrôle des températures et des vitesses de réaction et assurent un bon contact entre la phase gazeuse et la phase solide. En revanche, ils sont souvent utilisés pour des installations à usage thermique (dans le cas du contre-courant) et pour des installations de petites et moyennes puissances – inférieures à 500 kWe - pour le co-courant.

Les lits fluidisés sont adaptés aux grandes puissances et couvrent une large gamme (entre 1 et 1000 MWe). Par contre leur utilisation nécessite une biomasse finement broyée et séchée.

Les verrous au développement de la gazéification concernent essentiellement la nature de la biomasse et son taux d'humidité. La présence d'impuretés telles que les goudrons rend difficile la production d'électricité (risque d'encrassement de la turbine ou du moteur de cogénération).

Les transformations biochimiques Le biogaz

La voie biochimique met en œuvre les principaux procédés de transformation de la biomasse suivants : la méthanisation, la fermentation alcoolique et l'extraction d'huiles végétales.

Les deux dernières voies étant essentiellement utilisées pour la production de biocarburants (voir

fiche du présent rapport qui leur est dédiée), seule la méthanisation sera présentée ci-dessous.

La méthanisation

La méthanisation est une technologie particulièrement mature qui repose sur la fermentation par des bactéries d'une biomasse organique en conditions anaérobies, c'est à dire en absence d'oxygène, dans un réacteur appelé digesteur. La biomasse organique est alors convertie en biogaz : un mélange de gaz saturé en eau et composé d'environ 50% à 70% de méthane (CH₄), de 20% à 50% de gaz carbonique (CO₂) et de quelques gaz traces (NH₃, N₂, H₂S).

Le biogaz peut être valorisé de différentes façons :

- pour la production d'un biométhane carburant² ;
- pour la production d'électricité et de chaleur par cogénération ;
- pour la production de chaleur seule par chaudière ;
- ou encore en injection dans le réseau de gaz naturel après épuration, pour acheminer le biométhane ainsi produit vers un site où une des trois voies de valorisation précédente est possible.

La biomasse utilisée pour la méthanisation est une biomasse organique fermentescible et méthanogène. Elle est le plus souvent sous forme de boues ou de déchets provenant de secteurs très variés : le secteur agricole (effluents d'élevage), le secteur industriel (et notamment les industries agro-alimentaires), les déchets ménagers (Fractions Fermentescibles d'Ordures Ménagères) et les boues de station d'épuration dites boues de STEP. Le biogaz peut également provenir des ISDND - les installations de stockage des déchets non dangereux – et est alors parfois appelé « le gaz de décharge ».

En plus de la production d'un mélange de gaz, la méthanisation produit un digestat. Le digestat est le résidu liquide ou solide issu de la fermentation. Il peut être valorisé en tant qu'amendement organique des sols en substitution ou en complément des engrais chimiques traditionnels. Le digestat peut être valorisé directement en épandage lorsque la composition des sols – et notamment le taux d'azote - le permet. Il peut également être mis sur le marché après un processus d'homologation et de normalisation. En cas d'impossibilité de valorisation, le digestat doit être détruit par enfouissement dans une ISDND ou par incinération.

Le digesteur fait appel à deux types de technologies : les technologies de l'infiniment mélangé (la plus mature), ou celle des cellules fixées. Dans le cas de

² Pour plus d'éléments, voir la fiche Biocarburants

l'infiniment mélangé, le brassage est assuré par un moyen hydraulique ou par recirculation du biogaz. Ce type de digesteur fonctionne généralement vers 35°C (mésophile). Dans le cas des cellules fixées, le principe est d'augmenter la surface de vie des bactéries en introduisant un support de grande surface spécifique.



Chaîne de valeur

FILIERE BOIS ENERGIE

Le bois énergie n'est qu'une partie de la filière « bois ». Aujourd'hui, l'essentiel de la valeur ajoutée du bois réside dans son usage en bois d'œuvre (construction, ameublement), puis en bois industrie (panneaux, papier) et résiduellement en bois énergie. La chaîne de la valeur est donc particulièrement complexe et regroupe cinq grandes catégories d'acteurs :

les gestionnaires et les exploitants de la forêt ;

- les entreprises de première et de deuxième transformation de la biomasse ;
- les producteurs d'énergie ;
- les équipementiers ;
- les utilisateurs finaux (résidentiel, industrie, agriculture, collectivités, secteur tertiaire).

Les métiers et les expertises nécessaires à chaque stade de la filière sont très spécifiques si bien qu'il est difficile, hormis pour certains grands groupes qui s'intègrent de plus en plus vers l'amont, de maîtriser l'ensemble des compétences nécessaires.

La gestion et l'exploitation de la forêt

La gestion et l'exploitation de la forêt sont essentielles pour assurer un approvisionnement en biomasse bois.

La forêt couvre en France environ 17 millions d'hectares. On distingue la forêt publique (domaniale, communale) de la forêt privée.

En France, la forêt est majoritairement privée (environ 75 % des forêts) et appartient à 3,5 millions de propriétaires privés. Cette forêt privée se caractérise par son morcellement. 3 millions de propriétaires possèdent une surface de forêt inférieure à 4 hectares, seuil en dessous duquel l'exploitation est considérée comme non rentable économiquement.

La forêt publique (communale, domaniale) est gérée par un organisme public, l'Office National des Forêts (ONF) qui est soit responsable de la totalité de la gestion (forêt domaniale) soit prestataire de services auprès des collectivités.

Les propriétaires privés peuvent faire appel à une aide extérieure (réseau d'organismes professionnels forestiers) pour la gestion durable de la forêt, la récolte, la commercialisation, l'autoconsommation puis la commercialisation de bois majoritairement

céde en vente directe. Les propriétaires forestiers sont tenus d'établir un plan simple de gestion (PSG) qui prévoit les travaux et les coupes à réaliser pendant la durée du plan (10 à 30 ans) pour toute propriété de plus de 25 ha. Pour les plus petites surfaces, les propriétaires n'ont aucune obligation.

Les exploitants et les coopératives forestières jouent également un rôle important dans la mobilisation des propriétaires forestiers privés et des entrepreneurs de travaux forestiers qui coupent le bois en forêt.

La première et la deuxième transformation de la biomasse bois

Aujourd'hui, les première transformation et deuxième transformation du bois sont assurées par de nombreux acteurs correspondant aux différentes voies de valorisation du bois outre l'énergie : dans la construction et l'ameublement (bois d'œuvre) ainsi que l'industrie (bois industrie). C'est aujourd'hui le bois d'œuvre qui justifie le fonctionnement des scieries, industries en déficit au niveau de leur balance commerciale. En bois industrie, les premiers transformateurs sont les industries de pâte à papier et de panneau qui triturent le bois. Enfin, en bois énergie, les transformateurs de la biomasse sont les producteurs de biocombustibles à savoir producteurs de granulés, de plaquettes mais également les industriels de la première transformation à partir de sous-produits d'exploitation (connexes de scieries, écorces...).

D'autres acteurs interviennent comme les opérateurs de plateformes de stockage ou de valorisation de déchets bois.

La production d'énergie

Le bois énergie peut être destiné aux secteurs du résidentiel (individuel ou collectif), de l'industrie, de l'agriculture et du tertiaire. Dans ce cas, les producteurs d'énergie sont très diversifiés. Ainsi, les producteurs d'énergie à partir de bois notamment à travers les cogénérations peuvent être des industriels de la première transformation de bois à savoir les industries des panneaux, de la pâte à papier et plus globalement de la trituration qui sont grosses consommatrices d'énergie électrique (déchiquetage, défibrage des bois...) et thermique (cuisson des pâtes chimiques). Ainsi, ces industries disposent toutes de chaudières avec ou sans cogénération. D'autres industries s'intéressent de près à la biomasse énergie et se positionnent comme futurs producteurs comme l'industrie



chimique. Cette dernière fortement consommatrice d'énergie et soumise à la directive ETS (Emission Trading Scheme) cherche des solutions durables à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Enfin, les énergéticiens (Dalkia, Cofely) sont très présents sur cette filière et s'intègrent de plus en plus en amont de la chaîne de valeur (plateforme de stockage...).

Les équipementiers

Le bois énergie est aujourd'hui principalement valorisé en chauffage domestique (72% du bois énergie consommé). Cette énergie issue de la biomasse est produite par différents appareils domestiques (poêles, inserts, foyers fermés, chaudières, cuisinières) adaptés aux besoins du consommateur final. Une filière française s'est constituée autour d'acteurs tels que (suivant les équipements) :

Marché individuel/collectif

- foyers fermés et inserts : Cheminées Philippe, Brisach, cheminées Richard le Droff, Invicta, cheminées de Chazelles, cheminées Seguin-Dutériez... ;
- poêles à bois : Supra, Godin, Deville, Staub Fonderie (franco-belge), Invicta, France Turbo... ;
- chaudières à bois, à biomasse : Energie Système, energie79, selfclimat Morvan, chaudières Miquée, chaudières Perge,
- cuisinières : Deville, Godin.

Marché collectif/industriel

- chaudières à bois, à biomasse : Weiss, Compteur
- Industries connexes (conduits de fumée, vitrocéramique) : Poujoulat, Keraglass (groupe Saint-Gobain), Tôlerie Emaillerie Nantaise

FILIERE BIOGAZ

La chaîne de la valeur en biogaz est également très diversifiée et regroupe cinq grandes catégories d'acteurs :

- la collecte des déchets organiques ;
- les bureaux d'études et d'ingénieries ;
- les constructeurs d'unités de méthanisation ;
- les équipementiers de valorisation, d'épuration, de transport et distribution du biogaz ;
- les exploitants et utilisateurs finaux (agriculteurs, industries, collectivités, tertiaires).

Les acteurs sont susceptibles de varier suivant le type de ressource à méthaniser : le secteur agricole, le secteur industriel, les ordures ménagères et les boues de station d'épuration.

La collecte des déchets organiques

Aujourd'hui, la filière méthanisation a encore du retard quant à son déploiement en France. En termes de collecte de la ressource, à savoir de déchets organiques fermentescibles, il n'y a pas de logistique développée à ce sujet.

Le modèle économique diffère selon le secteur qui recourt à la méthanisation. Ainsi, dans le cas du secteur des ordures ménagères ou FFOM (fraction fermentescible des ordures ménagères) le modèle économique est basé sur des installations de grosses puissances (plusieurs centaines de MW électrique). Dans ce cas, la collecte est gérée par les majors des déchets à savoir Suez Environnement, Veolia, Sécché Environnement...

Dans le cas du secteur agricole, les installations agricoles méthanisent le plus souvent leurs propres déchets (lisiers, fumiers, effluents d'élevage) et restent à des tailles d'installation modestes (150 kW elec au maximum). Cependant, un modèle de méthanisation « territoriale » basée sur la fermentation de déchets agricoles et agro-industriels est en train d'émerger mais nécessitera une logistique et une collecte des déchets organiques.

Les bureaux d'études et d'ingénierie

Les bureaux d'études se chargent des études de faisabilité technico-économique d'une unité de méthanisation. A cette offre s'ajoute parfois, la construction de l'unité ou encore l'assistance à maîtrise d'ouvrage voire le cofinancement.

La plupart des bureaux d'études couvrent tous les secteurs de la méthanisation même si certains sont spécialisés (méthanisation agricole...). Les constructeurs d'unités de méthanisation sont souvent étrangers, notamment allemands (Agrikomp), belges (PsPc) ou encore suisses (Erep) et luxembourgeois (LEE). Ceci s'explique par le développement de cette offre dans ce pays. C'est également le cas pour les bureaux d'études. Notons la présence d'acteurs français tels que l'association Solagro, le développeur Naskeo ou encore Fertigaz.

Les constructeurs d'unités de méthanisation

En termes de maîtrise d'œuvre, le génie civil des unités est souvent confié aux entreprises de BTP françaises pour le marché français à savoir Bouygues et Vinci ainsi que certains entrepreneurs



locaux. La construction des équipements pour la méthanisation ainsi que la mise en route est confiée aux constructeurs le plus souvent étrangers. Les constructeurs, fournisseurs d'équipements pour la méthanisation, sont souvent spécifiques au marché de la méthanisation visé (agricole, industriel, ordures ménagères, boues de station d'épuration). En plus de la construction des unités, ils offrent souvent une prestation de démarrage de l'unité et de maintenance. Par ailleurs, sur certains marchés, les constructeurs peuvent être exploitants.

Le marché de la méthanisation agricole est émergent en France, les principaux constructeurs sont des bureaux d'études allemands comme Agrikomp ou encore une société spécialisée en méthanisation centralisée comme Fertigaz. Les marchés de la méthanisation des ordures ménagères et des boues de station d'épuration sont plus mûrs. Le marché des ordures ménagères est dominé par Valorga précurseur de la méthanisation des ordures ménagères en France, Vinci Environnement et Strabag. Ce marché est en pleine structuration en France.

Les constructeurs des méthaniseurs de boues de station d'épuration appartiennent aux grands groupes de l'eau (Degrémont de Suez

Environnement, OTV de Véolia et Stéreau de la Saur).

Le marché de la méthanisation industrielle fait apparaître plusieurs types de constructeurs : des grands groupes de l'eau et des déchets (Veolia Eau, Suez Environnement), des entreprises spécialisées en partenariat ou non avec des grands groupes, des détenteurs de procédés pour couvrir la plupart des substrats de l'industrie (Proserpol, Paques).

Les équipementiers

En plus des équipements principaux de la méthanisation, certains équipements sont nécessaires pour valoriser le biogaz. L'un des postes clés est sans doute la purification du biogaz tant pour des valorisations biomasse énergie (production de chaleur et d'électricité) que de biocarburant ou d'injection sur le réseau de gaz naturel. En injection, le biogaz est purifié en biométhane qui doit ainsi avoir les mêmes spécifications que le gaz naturel et être odorisé. Les acteurs français positionnés sont GDF Suez et Air Liquide. D'autres équipementiers sont importants dans cette chaîne de valeur : il s'agit des fournisseurs de moteurs, turbines, et appareils de comptage.



Le contexte réglementaire

UNE POLITIQUE FRANÇAISE AMBITIEUSE

Les principaux textes

Les principaux textes sont regroupés dans

le **Code de l'énergie et ses textes d'application**, qui relèvent du ministre chargé de l'énergie et dans le **Code de l'environnement** qui relève du ministre chargé de l'environnement.

Le Code de l'énergie

Les Programmations Pluriannuelles des Investissements (PPI)

Les PPI définissent, à chaque législature, les investissements souhaitables en matière de production d'électricité et de production de chaleur renouvelables, les dernières datant de 2009.

La PPI « chaleur » en vigueur retient comme objectif un accroissement de la production annuelle de chaleur à partir de biomasse (hors biogaz) de **6,2 Mtep à l'horizon 2020 par rapport à 2006** dont 3,8 Mtep de chaleur seule issue du secteur collectif/tertiaire/industriel et 2,4 Mtep de chaleur issue d'une cogénération.

La PPI « électricité » retient comme objectif un accroissement de la capacité de production d'électricité à partir de biomasse (biogaz compris) de 520 MW à l'horizon 2012 et de **2300 MW à l'horizon 2020 par rapport à 2006**. Ce qui correspond à un parc installé pour la biomasse « solide » d'environ 1020 MW en 2012 et de 2380 MW à l'horizon 2020.

Les objectifs de production d'électricité à partir de biogaz sont repris dans la PPI « électricité ».

Plus globalement, suite au Grenelle de l'Environnement, le comité opérationnel « Energie renouvelable » a défini des objectifs français de production d'énergies renouvelables par filière, que cela soit en terme de chaleur ou d'électricité : en 2006, la production de chaleur de la filière biogaz était de 55 ktep. Les objectifs de production de chaleur pour 2012 et 2020 sont respectivement de 60 ktep et 555 ktep.

Pour la production d'électricité

Les articles L311-5 à L311-9 prévoient l'existence d'autorisation et de déclaration pour l'exploitation de centrale de production d'électricité.

Le décret n°2000-877 du 7 septembre 2000 en définit les modalités : « *les installations de production d'électricité sont soumises,*

préalablement à leur établissement, à un régime d'autorisation lorsque leur puissance installée est supérieure à 4,5 MW ou à un régime de déclaration lorsque leur puissance installée est inférieure ou égale à 4,5 MW. »

Les articles L311-10 à L311-13 prévoient la possibilité, pour le ministre en charge de l'énergie, de recourir à la procédure d'appel d'offres lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la PPI. Le décret n°2002-1434 du 4 décembre 2002 en définit la procédure. L'instruction et l'évaluation des offres sont assurées par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE). Le ministre en charge de l'énergie arrête le cahier de charge et désigne les lauréats.

Les articles L314-1 à L314-13 créent le principe de l'obligation faite à EDF et aux distributeurs non nationalisés d'acheter à un tarif réglementé l'électricité d'origine renouvelable. Le décret n°2001-410 du 10 mai 2001 définit la procédure à suivre pour bénéficier de l'obligation d'achat. Les arrêtés du 27 janvier 2011 et du 19 mai 2011 fixent, respectivement, les tarifs d'achat applicables à l'électricité produite à partir de biomasse et à l'électricité produite à partir de biogaz³.

Pour l'injection du biogaz

Les articles L446-1 à L446-4 créent le principe de l'obligation d'achat pour le biogaz injecté et de la compensation pour l'acheteur. Tout fournisseur peut conclure un contrat d'achat dans les conditions fixées par règlement tout en étant compensé du surcoût. Toutefois, il existe un acheteur de dernier recours qui est tenu d'accepter la signature du contrat d'achat.

Les règlements pour la mise en œuvre de cette obligation d'achat seront disponibles prochainement.

Le Code de l'environnement

La réglementation des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE)

La réglementation des ICPE impose le respect de normes environnementales pour les installations de combustion de biomasse.

En fonction de la nature des combustibles, les normes applicables pour la combustion sont celles relatives aux rubriques :

³ Les tarifs d'achat sont détaillés en page 11 de la présente fiche



- 2910 A, B ou C : Installation de combustion
- 2770 et 2771 : Installations de traitement thermique des déchets

La nature des combustibles et la puissance de l'installation définissent la procédure applicable à l'installation : autorisation ou déclaration.

De plus, une rubrique spécifique à la méthanisation a été créée ce qui permettra de raccourcir les délais d'instruction : rubrique n°2781.

Zoom sur la sortie du statut déchet

La directive de 15 juillet 1975 a créé le statut de déchet en entendant par déchet : « toute substance ou tout objet dont le détenteur se défait ou a l'obligation de se défaire en vertu des dispositions nationales en vigueur ». Ainsi ces déchets étaient soumis à un régime particulier en termes de transport, traçabilité, responsabilité... Récemment la directive cadre-déchets 2008/98 pose des critères de sortie de statut de déchets, ce qui permet un développement du recyclage (utilisation de matière première secondaire ou recyclée).

Dans le cas de la biomasse énergie, aujourd'hui les déchets de bois traités doivent être éliminés par incinération (rubrique 2770 de la nomenclature des Installations Classées Pour l'Environnement-ICPE). Seule la biomasse « propre » peut être valorisée par combustion (rubrique 2910 A de l'ICPE). Parfois lorsque les déchets de bois sont peu traités, ils peuvent grâce à la rubrique 2910 B être également valorisés par combustion. Grâce à la sortie de statut déchet, les modalités de classement dans la rubrique 2910 B devraient être simplifiées en définissant des types de biomasse pouvant être valorisés en combustion.



Les marchés

En France, la biomasse est la principale filière contributrice à l'atteinte de l'objectif de 23 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale énergétique en 2020 fixé dans le cadre du Grenelle (soit 20 Mtep de production supplémentaires) et représente au final plus de la moitié de l'objectif (chaleur, électricité et biocarburant).

De façon globale, la filière biomasse énergie reste en croissance en France et en Europe.

D'après Euro'Observer - qui traite de l'ensemble de la biomasse solide⁴ - la production d'énergie primaire est en croissance depuis 1995 en Europe et en 2009 représente 72,8 millions de tep (hors filière biogaz et incinération des déchets). L'Allemagne est en tête de ce classement avec 11,2 Mtep suivie par la France (9,8 Mtep) et la Suède (8,6 Mtep).

Les valorisations énergétiques (électricité et chaleur) ont progressivement permis la constitution de véritables marchés en amont et en aval :

- un marché plutôt amont basé sur la transformation de la biomasse bois en bois bûche, plaquettes forestières et granulés.
- un marché aval individuel constitué des appareils domestiques de chauffage au bois
- un marché collectif/industriel voire tertiaire avec les chaufferies au bois

LA FILIERE BOIS ENERGIE : PRODUCTION DE CHALEUR

La production de chaleur via la filière bois énergie est globalement stable et atteindrait en Europe 58 Mtep en 2008 toute application confondue (Eurostat). Elle peut être également obtenue via des chaufferies fonctionnant seules et en cogénération. Cette chaleur peut être valorisée sur le marché individuel, le marché collectif (réseaux de chaleur) et le marché industriel et tertiaire. En France, la production d'énergie primaire thermique à partir de bois énergie représente 8,7 Mtep en 2008 et 9,0 Mtep en 2009 (Source : SOeS).

Ainsi, en Europe, la part de chaleur à partir de biomasse solide vendue aux réseaux de chaleur représente environ 5,5 Mtep (source EurObserv'ER). La Suède est en tête avec 2,1 Mtep

suivie par la Finlande (1,1 Mtep) et le Danemark (0,6 Mtep). Les marchés de la cogénération biomasse et des chaufferies bois sont très dynamiques et il est difficile d'estimer de façon précise la production de chaleur au sein de l'Union au vu de toutes les applications possibles et de l'autoconsommation de certains appareils.

Les objectifs de production

La PPI « chaleur » retient comme objectif un accroissement de la production annuelle de chaleur à partir de biomasse (hors biogaz) de **6,2 Mtep à l'horizon 2020 par rapport à 2006** dont 3,8 Mtep de chaleur seule issue du secteur collectif, tertiaire et industriel et 2,4 Mtep de chaleur issue de cogénération. Ces objectifs ont été confirmés dans le plan national d'action en faveur des énergies renouvelables.

La politique de soutien

La production de chaleur renouvelable peut avoir lieu dans tous les secteurs : résidentiel individuel, résidentiel collectif, agriculture, tertiaire et industriel. Le soutien vise les installations pour lesquelles il est économiquement viable d'avoir un système de dépollution de l'air (notamment pour les poussières et particules). En particulier, dans le secteur domestique, un effort spécifique est conduit par les pouvoirs publics pour le renouvellement du parc ancien d'équipements peu performants en termes de rendement énergétique et de qualité de l'air.

Ainsi, pour le secteur domestique, le principal outil de soutien est le **crédit d'impôt développement durable**. Le taux de crédit d'impôt à 22 % est accordé aux ménages s'équipant en appareils de chauffage au bois, relevé à 36 % en cas de remplacement d'un ancien appareil.

Par ailleurs, les appareils de chauffage au bois sont également éligibles à l'**éco-prêt à taux zéro** ainsi qu'au dispositif des **certificats d'économies d'énergie**.

La production de chaleur à partir de biomasse dans les secteurs collectif, agricole, tertiaire et industriel est quant à elle principalement soutenue par le fonds chaleur géré par l'ADEME. Le Fonds Chaleur est destiné à la production de chaleur à partir des énergies renouvelables (biomasse, géothermie, solaire thermique...). **Doté de 1,2 Md € sur la période 2009-2013, il vise à inciter à une production**

⁴ La biomasse solide couvre le bois et ses déchets ainsi que les déchets d'origine végétale et animale



supplémentaire de **5,5 Mtep/an de chaleur renouvelable à l'horizon 2020**. Le fonds intervient sous deux modes : les appels à projets nationaux et les aides « filières ».

Chaque année est ainsi lancé un **appel à projets (AAP) dénommé BCIAT** (Biomasse Chaleur Industrie Agriculture Tertiaire) qui permet de sélectionner des projets alimentés à partir de biomasse dans le secteur industriel, agricole ou tertiaire, à partir d'un seuil de 1000 tep/an. Chaque projet doit indiquer la production énergétique annuelle sortie chaudière à partir de biomasse (engagement en tep/an) et proposer un montant d'aide nécessaire pour réaliser son projet. Les dossiers sont ensuite classés en fonction du ratio « aide demandée (€) / énergie annuelle sortie chaudière produite à partir de biomasse (tep/an) ».

Le 1^{er} AAP (hors tertiaire à l'époque) en 2008-2009 a permis de retenir **31 projets sur 37 déposés**. Après le désistement de 3 projets, ce sont aujourd'hui 28 projets qui représentent une production énergétique totale à partir de biomasse de **140 500 tep/an, dépassant de 40 500 tep/an les objectifs fixés**. Le total des investissements est de 141,9 M€ pour 58 M€ d'aide soit 41 % des investissements.

Le 2^{ème} AAP en 2009-2010 a permis de retenir **37 projets sur 61 déposés** qui représentent une production énergétique totale à partir de biomasse de **224 220 tep/an, dépassant de près de 50 000 tep/an les objectifs fixés**. Le total des investissements est de 198 M€ pour 90,3 M€ d'aide, soit 45 % des investissements.

Un troisième AAP a été lancé le 9 septembre 2010 en maintenant l'objectif indicatif de production énergétique totale des projets retenus à 175 000 tep/an : les résultats sont attendus pour la rentrée 2011.

Le fonds chaleur intervient aussi sur un mode « filière », en aidant hors AAP, les installations biomasse dans les secteurs de l'industrie, de l'agriculture et du tertiaire d'une production inférieure à 1000 tep/an, et les installations biomasse dans le secteur du résidentiel collectif de toutes tailles. Le principe qui sous-tend alors le calcul des aides attribuées est de permettre à la chaleur renouvelable d'être vendue à un prix inférieur d'au moins 5 % à celui de la chaleur produite à partir d'énergie fossile conventionnelle.

LA FILIERE BOIS ENERGIE - PRODUCTION D'ELECTRICITE

La production brute d'électricité à partir de bois énergie s'élève à 62,2 TWh en Europe (avec un taux de croissance de 7,4% en 2009 par rapport à 2008, en hausse de 14,7% par an depuis 2001 la production étant alors de 20,8 TWh).

La production d'électricité peut être obtenue via des centrales électriques seules, des centrales fonctionnant en cogénération ou encore des centrales fonctionnant en co-combustion (avec une base de combustibles solides, thématique non abordée ici). D'après une étude réalisée par Ecoprog et le Fraunhofer Umsicht, le nombre de centrales électriques fonctionnant à la biomasse solide a pratiquement doublé sur les cinq dernières années. Des systèmes incitatifs (certificats verts, tarifs de rachat, appels d'offre) mis en place par les différents Etats Membres expliquent ce développement et cette production électrique européenne de 62,2 TWh. Le classement est là encore dominé par l'Allemagne qui arrive en tête du classement avec 11,4 TWh suivi par la Suède (10 TWh) et la Finlande (8,4 TWh). La France est plus en retrait avec 1,3 TWh. Contrairement à l'Allemagne et aux pays scandinaves, elle ne bénéficie pas de leur expérience dans la valorisation de la biomasse bois par production d'électricité.

Les objectifs de production

Les objectifs nationaux sont définis par la PPI électricité (cf. « contexte réglementaire »). L'objectif pour la biomasse « solide » a été précisé dans le plan national d'action en faveur des énergies renouvelables remis en août 2010 à la Commission Européenne : pour 2020, l'objectif est d'atteindre un parc installé d'environ 2380 MW contre environ 750 MW en 2008.

La politique de soutien

Jusqu'à fin 2009, le soutien à la production d'électricité à partir de biomasse était constitué d'appels d'offres successifs (cf. fiche « contexte réglementaire »). Les principaux critères de sélection des projets étaient : le prix de vente de l'électricité, le plan d'approvisionnement et l'efficacité énergétique. En effet, contrairement à l'obligation d'achat où elles sont fixées par règlements, les modalités contractuelles qui lient l'acheteur et le producteur sont déterminées par le cahier de charges et l'offre du candidat.

Depuis le 1er janvier 2010, la politique de soutien à la production d'électricité est la suivante :



- pour les installations fonctionnant en cogénération de plus de 12 MW, le gouvernement procède à un appel d’offres pluriannuel en 4 volets lancés annuellement entre 2010 et 2013 pour une puissance cumulée de 800 MW. Le 1er volet a été lancé en le 27 juillet 2010 et porte sur 200 MW ;
- pour les installations de taille moyenne, il existe un tarif d’achat. L’arrêté du 27 janvier 2011 définit des tarifs d’achat incitatifs pour les installations de plus de 5 MW, ou de 1 MW pour les scieries s’équipant d’une cogénération pour sécher leur production. Cet arrêté prévoit des limites d’émission en poussière et une obligation de remise annuelle d’un rapport d’exploitation contenant notamment le plan d’approvisionnement de l’installation.

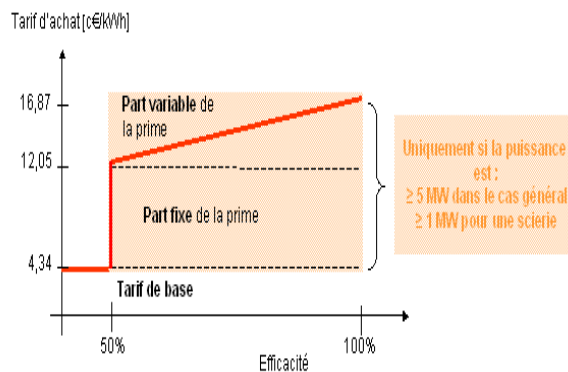


Figure 1 : Tarifs d’achat définis dans l’arrêté du 27 janvier 2011

LA FILIERE BIOGAZ : PRODUCTION D'ELECTRICITE ET DE CHALEUR

La production d’énergie primaire à partir de biogaz a atteint 8,3 Mtep en 2009 (gaz brûlé en torchère non comptabilisé) au sein de l’Union Européenne. En France, cette production, est de 538 ktep en 2009 et 608 ktep en 2010 (SOeS, 2011). Les unités de production de biogaz sont les unités de méthanisation tirées par le développement des unités de méthanisation agricole ou à la ferme (52%), les Installations de Stockage des Déchets Non Dangereux (36%) et les boues de station d’épuration (12%)

En 2009, le biogaz a permis la production de 25,2 TWh en Europe, en augmentation de 17,9% par rapport à 2008. L’Allemagne est en tête du classement avec 12,6 TWh suivie par le Royaume-Uni (5,6 TWh) et l’Italie (1,7 TWh). Quant à la

chaleur produite, elle permet de chauffer le digesteur (autoconsommation) et peut être valorisée à travers les réseaux de chaleur. Au sein de l’union européenne, 173 ktep sont valorisés par les réseaux de chaleur. Là encore l’Allemagne domine le classement.

Les objectifs de production

Pour le biogaz, la France a un objectif de puissance électrique installée de 625 MW en 2020 et un objectif de production de chaleur (incluant l’injection) de 555 ktep/an en 2020.

La politique de soutien

Afin d’atteindre ces objectifs, un nouveau dispositif de soutien complet est en cours de finalisation pour la partie injection du biométhane dans le réseau de gaz naturel.

La méthanisation se caractérise par une très grande disparité des coûts d’investissement et de fonctionnement, étroitement liés à la taille de l’installation, des déchets utilisés et des contraintes territoriales. En conséquence, il est mis en place un dispositif où s’articulent :

- d’une part, des aides fixées à l’échelon national constituées des tarifs d’achat revalorisés de l’électricité, des nouveaux tarifs d’achat pour le biogaz injecté ainsi que des aides du fonds chaleur pour la production de chaleur et,
- d’autre part, des aides fixées à l’échelon territorial revêtant un caractère d’appoint financier et d’optimisation des projets.

Les tarifs d'obligation d'achat électriques

Les tarifs d’achat ont été revalorisés par l’arrêté du 19 mai 2011. La revalorisation du tarif d’achat de l’électricité correspond à un soutien de 300 M€/an à l’horizon 2020.

Les principaux points d’avancée du tarif sont :

- une meilleure prise en compte des surcoûts pour les faibles puissances ;
- la création d’une prime pour le traitement d’effluents d’élevage pour promouvoir les unités agricoles :

Cette prime vise à améliorer la rentabilité des installations agricoles qui traitent des effluents d’élevage dont l’incorporation entraîne une diminution de la productivité en biogaz.



- une **prime à l'efficacité énergétique repensée suite à des effets d'aubaine** :

En effet, jusqu'à présent, la chaleur produite qui était autoconsommée pour les besoins du procédé était considérée comme de l'énergie valorisée dans le calcul de l'efficacité énergétique. Le tarif d'achat pouvait alors être plus avantageux pour des installations aux coûts moindres avec un bilan environnemental dégradé (cuves de digestions non isolées et/ou surchauffées).

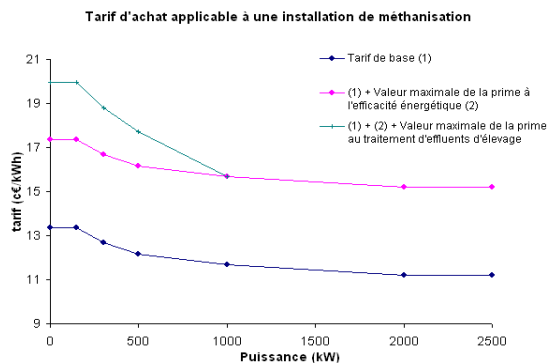


Figure 2 : Tarif d'achat applicable à une installation de méthanisation d'après l'arrêté du 19 mai 2011

Le volet territorial du dispositif de soutien

Les objectifs du dispositif d'aide territoriale seront d'inciter, quand c'est opportun, à un regroupement

des petites installations, d'inscrire les projets dans une logique territoriale au travers de la politique de gestion des déchets et d'orienter la valorisation du biogaz vers la solution la plus pertinente (bilan carbone, coûts et bénéfices à la collectivité, etc.).

Les subventions qui sont actuellement octroyées aux projets de méthanisation proviennent : du Fonds Déchets et du Fonds Chaleur de l'ADEME, du plan de performance énergétique des exploitations agricoles du MAAPRAT, du FEDER et FEADER de l'UE, les agences de l'eau et les collectivités territoriales.

La responsabilité de ce volet territorial est confiée à l'ADEME.

Il a été confié à l'ADEME un rôle de suivi de la filière. Une obligation d'identification des projets auprès de l'ADEME, préalablement à leur entrée en file d'attente de raccordement, a été instaurée.

Les tarifs d'achat pour le biométhane injecté dans les réseaux

L'ensemble des textes réglementaires nécessaire à la mise en place de l'obligation d'achat du biométhane (biogaz épuré) dans les réseaux sont attendus prochainement.



Les acteurs de la filière

LES ACTEURS INDUSTRIELS FRANCAIS :

LE BOIS ENERGIE

La chaîne de la valeur en bois énergie est particulièrement complexe et regroupe six grandes catégories d'acteurs :

- les gestionnaires de la forêt ;
- les exploitants de la forêt ;

- les entreprises de première et de deuxième transformation de la biomasse ;
- les producteurs d'énergie ;
- les équipementiers ;
- les utilisateurs finaux (résidentiel, industrie, agriculture, collectivités, secteur tertiaire).

	Principaux acteurs					
	Gestion de la ressource	Exploitation forestière	Négociants/Plateformes de stockage	Entreprises de 1ère et de 2ème transformation, producteurs d'énergie	Equipementiers	Consommateurs
France	<p>Forêt privée : propriétaires forestiers (Forestiers privés de France, centre national professionnel de la propriété forestière, Fédération nationale des communes forestières)</p> <p>Forêt publique : domaniale, communale (Inventaire Forestier National, Office National des Forêts)</p>	<p>Exploitants forestiers</p> <p>Entrepreneurs de travaux forestiers</p> <p>Office National des Forêts (ONF)</p>	<p>Négociants : -ONF Energies -Bois Energie France</p> <p>Plateformes : -Dalkia -Cofely</p>	<p>Bois d'industrie : -fabricants de panneaux (UIPP) -papetiers (COPACEL) -Bois d'œuvre (scieries)</p> <p>Bois énergie (Comité Interprofessionnel du Bois Energie, UPM, Dalkia, Cofely, Tembec...)</p> <p>Menuiserie</p> <p>Charpenterie</p> <p>Industrie du Meuble</p>	<p>Marché individuel, domestique : -foyers fermés et inserts : cheminées philippe, Brisach, cheminées richard le Droff, invicta, cheminées de chazelles, cheminées seguin-Dutériez... -poêles à bois : supra, Godin, Deville, staub Fonderie (FrancoBelge), invicta, France turbo. -Chaudières bois:energiesystème,energie79,self climat Morvan, chaudières Miquée, chaudières perge... cuisinières : Deville, Godin.</p> <p>Marché collectif/industriel -Equipementiers de chaufferies bois(Weiss, Compte-R)</p> <p>Industries connexes : (conduits de fumée, vitrocéramique) : Poujoulat, Keraglass (groupe Saint-Gobain), Tôlerie Emailerie Nantaise</p>	<p>-Particuliers -Industries -Collectivités -Tertiaire</p>
Autres	<p>Connaissance de la ressource : instituts de recherche (FCBA, INRA, Cemagref, AgroParisTech) Développement de la demande : CRE, Ademe, MEDDTL, MAPRAAT Respect des objectifs nationaux : Cellules Biomasse, antennes régionales de l'Ademe... Marché collectif/industriel : ingénierie, maîtrise d'ouvrage, et maîtrise d'œuvre des installations (chaufferies et réseaux de chaleur)</p>					

Tableau 1 : Principaux acteurs par activité de la chaîne de valeur : le bois énergie



LES ACTEURS INDUSTRIELS FRANCAIS :

LE BIOGAZ

La chaîne de la valeur en biogaz est également très diversifiée et regroupe cinq grandes catégories d'acteurs :

- la collecte des déchets organiques ;
- les bureaux d'études et d'ingénieries ;
- les constructeurs d'unités ;
- les équipementiers de valorisation, d'épuration, de transport et distribution du biogaz ;
- les exploitants et utilisateurs finaux (agriculteurs, industries, collectivités, tertiaires)

Tableau 2 Principaux acteurs par activité de la chaîne de valeur : le biogaz

	La collecte des déchets organiques	Les bureaux d'études et d'ingénierie	Les constructeurs d'unités	Les équipementiers d'épuration, de transport et de distribution du biogaz	Les exploitants et utilisateurs finaux
France	<p><u>Méthanisation agricole et industrielle</u> : pas de logistique dédiée</p> <p><u>Méthanisation des boues de step et ordures ménagères</u> : filiales déchets des grands groupes de l'eau et de l'environnement (Veolia, Suez Environnement, Séché Environnement)</p>	<p><u>Méthanisation agricole</u> : Solagro, Naskeo</p> <p><u>Méthanisation des ordures ménagères</u> : Cirus, Merlin, Bio'Logic Assistance</p>	<p><u>Méthanisation agricole</u> : Fertigaz</p> <p><u>Méthanisation industrielle</u> : Proserpol, Veolia Eau, Ondeo, Degrémont</p> <p><u>Méthanisation des boues de step</u> : Degrémont, OTV (Véolia), Stéréau (SAUR)</p> <p><u>Méthanisation des ordures ménagères</u> : Valorga, Vinci</p>	-GDF Suez -Air Liquide	<p><u>Méthanisation agricole</u> : agriculteurs, bureaux d'études</p> <p><u>Méthanisation industrielle</u> : Proserpol, Saur, Suez Environnement, Véolia, industriels eux-mêmes</p> <p><u>Méthanisation des boues de step</u> : Suez Environnement, Véolia Eau, Saur</p> <p>Méthanisation des ordures ménagères : Idex Environnement, Novergie (Sita), Dalkia (Véolia)</p>
Autres		<u>Méthanisation agricole et autres</u> Agrikomp (DE), PsPc (DE), LEE (LUX), EREP (S)	<p><u>Méthanisation agricole</u> : Agrikomp</p> <p>Méthanisation industrielle : Pâques (HOLL)</p> <p><u>Méthanisation des ordures ménagères</u> : Strabag (DE), Ros Roca (ESP), BTA (DE)</p>		



Historique

BOIS ENERGIE

Avant l'avènement des énergies fossiles, le bois a longtemps fait l'objet d'une forte demande de la part des populations afin de satisfaire les besoins en bois de chauffage. Avant la révolution industrielle du début du XIX^{ème} siècle, les forêts feuillues traitées en taillis et en taillis-sous-futaie ont fait l'objet d'une exploitation croissante pour répondre aux besoins croissants de l'industrie. Le bois était alors transformé en charbon de bois, directement en forêt, pour être transporté plus facilement. Cela explique la localisation des verreries et des forges à proximité des grands massifs feuillus. Face à cette pression, la surface forestière a fortement diminuée.

Avec le développement du pétrole, du gaz et du charbon, au cours des XIX^{ème} et XX^{ème} siècles, la valorisation énergétique de la forêt a laissé place à d'autres débouchés (papier, panneaux) à côté des usages matériaux plus classiques. Si, aujourd'hui, le bois d'œuvre et le bois industrie représentent la plus large part de la valorisation française de bois, la forêt apporte toujours une importante contribution aux énergies renouvelables, puisque près de 45% des énergies renouvelables proviennent du bois. Le bois énergie permet ainsi la production de 60% de la chaleur renouvelable. D'ici à 2020, les objectifs en matières d'énergies renouvelables impliquent une forte mobilisation de la biomasse énergie puisque un tiers de l'objectif reposera sur la biomasse, dont le bois (ainsi que les produits et sous-produits de l'agriculture et les cultures énergétiques), pour la production de chaleur et d'électricité.

BIOGAZ

La formation du biogaz est un phénomène naturel de fermentation bactérienne anaérobie des produits organiques qui se produit dans les marais, les amas de fumier et dans l'intestin des animaux et des humains. Des moteurs électriques alimentés en biogaz apparaissent en Europe dès 1870. Durant la Deuxième Guerre mondiale, des véhicules fonctionnaient aux biogaz récupérés des fumiers de fermes (moteur à gaz). Au cours des cinquante dernières années, de remarquables progrès technologiques dans le développement de systèmes de digestion anaérobie ont permis l'augmentation de la productivité en méthane (CH₄) à partir de rejets organiques. En Asie (Inde et Chine), des centaines de milliers de digesteurs familiaux rustiques permettent aux familles de cuisiner sur des réchauds au biogaz. Les ressources en matières organiques valorisables par méthanisation sont bien entendu extrêmement importantes et bien réparties sur la planète. Les déchets organiques ménagers ou industriels sont, en plus, généralement produits près des lieux d'utilisation de l'électricité et de la chaleur. Le principal enjeu est donc la capacité à diffuser les différentes technologies disponibles.



LA RECHERCHE ET LE DEVELOPPEMENT

Une action française publique forte

La France s'est largement impliquée dans le développement du bois énergie en mettant en place un dispositif de soutien important (appels d'offre CRE, fonds chaleur...). La biomasse ayant de nombreuses voies de valorisations : biomasse énergie (production de chaleur et d'électricité), biocarburants, chimie du végétal dont biomasse matériaux, certains programmes de recherche comporte l'une et/ou l'autre des voies de valorisation.

Le 1er programme d'importance consacré à la biomasse fut Agrice, Agriculture pour la Chimie et l'Energie, fondé en 1994 par les ministères chargés de l'Agriculture, de l'Environnement, de l'Industrie, de la Recherche, avec la collaboration de l'ADEME. Organisé autour de deux conventions fondatrices, une première de 1994 à 2000, suivie d'une seconde (2000-2007), Agrice visait au financement, au suivi et à l'évaluation de programmes de Recherche et Développement portant sur les nouvelles valorisations des produits et coproduits d'origine agricole dans les domaines de l'énergie, de la chimie et des matériaux. Agrice a permis le financement de 341 projets entre 1994 et 2007 portant sur la gestion de l'amont des filières biomasse (cultures, rendement), la transformation (optimisation des rendements de transformation), la mobilisation (stockage, logistique) et les impacts sociétaux et environnementaux. Parmi ces 341 projets, 24 sont dédiés à la thématique biomasse énergie hors biocarburant et représentent un montant d'aides d'environ 2 millions d'euros pour un coût total d'environ 6 millions d'euros.

On peut également citer le Programme National de Recherche sur les Bioénergies conduit par le binôme ADEME-ANR. Ce dernier a été conduit de 2005 à 2007 et a permis de financer 32 projets soit un montant d'aides global de 23 millions d'euros. Citons à titre d'exemple, le projet REGIX qui vise à établir un référentiel pour évaluer le gisement de la ressource lignocellulosique pour une valorisation en biomasse énergie ou encore le projet MOBICAGE qui s'intéresse à la problématique de l'approvisionnement de la biomasse lignocellulosique. En 2008, deux nouveaux programmes ont été lancés, l'un directement géré par l'Agence Nationale de la Recherche (ANR), il s'agit du programme "Bioénergies" (BIO-E), l'autre suivi et géré par l'ADEME, Bio-ressources,

Industrie et Performances (BIP). 15 projets BIP qui ciblèrent plutôt les procédés de transformation de la biomasse ont été financés en 2008 et 2009.

La Recherche et Développement dans le domaine de la biomasse énergie est importante et est complétée depuis peu par des Instituts d'Excellence en Energie Décarbonée (IEED) dans le cadre des Investissements d'Avenir.

Deux projets d'IEED ont été récemment déclarés lauréats du premier appel à projet lancé en 2010 dans le cadre des investissements d'avenir : les instituts P.I.V.E.R.T. (Picardie Innovation Enseignement et recherches technologiques) et I.N.D.E.E.D (Institut National pour le Développement des Ecotechnologies et des Energies Décarbonées). P.I.V.E.R.T. est dédié à la chimie du végétal mais comprendra un volet spécifique au pré-traitement de la biomasse, ce qui améliorera la connaissance pour toutes les filières biomasse. Quant à I.N.D.E.E.D., un volet sur la gazéification de la biomasse est prévu.

Deux acteurs publics bien identifiés : l'ADEME et l'ANR

Depuis ces deux programmes, l'ANR et l'ADEME ont géré des programmes de plus en plus importants en termes de financement sur la biomasse. En 2008, l'ANR a lancé le programme Bioénergies (Bio-E) pour une durée de 3 ans. BIO-E 08 a permis de financer 13 projets pour un montant total d'aide de 10,6 millions d'€ tandis que BIO-E 09 est à l'origine de 7 projets pour un montant total d'aide de 6,5 millions €. On peut noter les projets Sylvabiom (cultures ligneuses) et Amazon (adéquation multiressources à la gazéification).

Depuis 2010, ce programme est devenu BIO-ME (Biomatières et Energies) qui s'appuie davantage sur le concept de bioraffineries (multivalorisations de la biomasse : biomasse énergie mais aussi des produits à plus haute valeur ajoutée comme ceux de la chimie du végétal). Les axes visés sont entre autres l'amélioration de la disponibilité et la réduction des coûts de mise à disposition de la biomasse, l'amélioration des formes de biomasse mobilisables à des fins de valorisation énergétique et chimique, l'amélioration des performances technico-économiques des filières par co-valorisation intégrée matière/énergie, le développement de technologies performantes et durables de conversion industrielles de la biomasse ligno-cellulosique.

Quant à l'ADEME, elle a, à travers le fond démonstrateur de recherche financé le projet

GAYA conduit par GDF Suez. Le soutien public, d'un montant de 18,9 millions d'euros alimentera les travaux de recherche de GDF Suez et des ses partenaires : l'Union de la Coopération Forestière Française (UCFF), des organismes publics de recherche (CEA, CIRAD, CTP, FCBA, ENSTIMAC-RAPSODEE, LSGC, ENSIACET-

LGC et UCCS) et l'entreprise autrichienne REPOTEC.

Enfin, en plus de ces deux acteurs, les organismes/dispositifs suivants aident considérablement la recherche et développement sur la biomasse énergie : le Fonds Unique Interministériel, Oseo, CNRS...

Tableau 3 : Projets Biomasse du Programme National de Recherche sur les Bioénergies (ADEME)

Acronyme	Titre	Pertinence
Regix	Référentiel unifié, méthodes et expérimentations en vue d'une meilleure évaluation du gisement potentiel en ressources lignocellulosiques agricole et forestière pour la bioénergie en France	> Caractéristiques physico-chimiques des ressources biomasses > Impacts environnementaux des cultures > Analyses technico-économiques
Ecobiom	Approche socio-économique et environnementale de l'offre de biomasse ligno-cellulosique	> Analyses sociaux-économiques > Condition d'une mobilisation accrue de la ressource forestière
Mobipe	Méthodes, des équipements et des organisations innovantes de récolte de la biomasse forestière en zone de pente	> Optimisation des systèmes de récolte en zone de montagne > Impacts environnementaux
Mobicage	Développement des technologies de mesures, des systèmes d'information et des outils de production pour une approche holistique des chaînes d'approvisionnement de grande échelle en biomasse ligneuse	> Mesures de caractéristiques physico-chimiques des ressources biomasses (humidité, etc.) > Conception d'outils d'optimisation de l'exploitation et la logistique forestière
Anabio	Analyse environnementale et socio-technico-économique des filières de production d'énergie ex-biomasse	> Impacts environnementaux > Analyse technico-économique
Biomap	Analyse environnementale, socio-technico-économique et évaluation des risques des filières bioénergies : applications pratiques à différentes problématiques - (suite d' Anabio)	> Impacts environnementaux > Analyse technico-économique
Shamash	Production de biocarburants lipidiques par des microalgues	> Caractéristiques physico-chimiques de souches algales > Systèmes de culture
Precond	Pré-conditionnement de la biomasse par pyrolyse rapide pour une application biocarburants ou biocombustibles	> Optimisation logistique (transport et alimentation des unités de transformation) > Impacts environnementaux
Biotechnologies	Embryogenèse somatique et génomique du pin maritime	> Caractéristiques physico-chimiques > Optimisation génétique

Les centres de compétence nationaux et européens

Les établissements publics : l'Office National des Forêts (ONF)

Les instituts de recherche et organismes techniques : institut technologique forêt, cellulose, bois, construction, ameublement (FCBA), INRA, CNRS, CEMAGREF, CIRAD

Les associations et fédérations professionnelles : l'Union de la Coopération Forestière Française, le Comité Interprofessionnel du Bois énergie, le Club Biogaz, Solagro, le Syndicat des Energies Renouvelables...

Les pôles de compétitivité : Xylofutur, Derbi, Fibres, Tenerrdis

Contributeurs : Nadia Boukhetiaia, Julien Fyot, Hubert Holin



3- Eolien

Définition et technologies existantes

Vers des technologies encore plus fiables et économiques

Les éoliennes convertissent la force du vent en électricité. Elles sont constituées d'un mat (ou tour) sur lequel se pose une turbine dans laquelle tourne un rotor composée de 2 ou 3 pales pour un diamètre total allant de 40 à 150 mètres pour les plus grandes éoliennes. Ces pales captent l'énergie cinétique du vent et font tourner une génératrice qui produit de l'énergie électrique. Des études préalables jusqu'à l'opération de parcs, en passant par la fabrication et le montage de turbines au sol ou installées en mer, la filière éolienne couvre plusieurs activités, et entretient une R&D active sur de nombreux thèmes.

LES DIFFERENTES TECHNOLOGIES

Cette filière se divise en deux grands segments : l'éolien terrestre, segment historique et relativement mature, pesant plus de 95% du marché éolien, et l'éolien maritime (dit off-shore) qui en est à ses débuts mais qui semble très prometteur en termes de croissance.

L'éolien terrestre

Les éoliennes terrestres sont les machines plus répandues ; elles desservent la plupart des parcs installés, avec des puissances pouvant atteindre jusqu'à 3MW par turbine.

Ils existent aussi des éoliennes terrestres dites « *de niche* » qui répondent à des besoins particuliers d'implantation ou d'exploitation. C'est le cas par exemple des éoliennes rabattables pour les zones cycloniques, notamment adoptées à certains départements et territoires d'outre-mer.

Des évolutions technologiques sont attendues, notamment dans la réduction des coûts de production et dans l'exploitation de zones aux plus faibles vents.

L'éolien off-shore

Les premiers modèles de turbines off-shore étaient des éoliennes terrestres posées en mer. Les industriels ont progressivement développé des unités plus adaptées à l'environnement marin et à

ses contraintes spécifiques : le vent est plus fort en mer que sur terre, les besoins de maintenance accrus et l'accessibilité très dépendante des conditions météorologiques. La mer offre par ailleurs des avantages qui font l'attractivité de cette technologie: moins de conflits d'usage et des vents plus réguliers et puissants qu'à terre, permettant de produire jusqu'à 60% d'énergie en plus que pour des éoliennes terrestres.

Aujourd'hui, les éoliennes off shore en opération ont une puissance pouvant aller jusqu'à 6 MW mais des prototypes de 7, 8 et 10 MW ont été annoncés par les constructeurs. Le diamètre du rotor peut atteindre 150 mètres, faisant de l'éolienne off-shore la machine tournante parmi les plus grandes au monde. La profondeur d'installation économiquement viable reste aujourd'hui à un maximum de 40 mètres.

Afin d'exploiter le potentiel de l'éolien par des profondeurs d'eau plus importantes, comme celles que l'on trouve en Méditerranée, les constructeurs ont commencé à développer des prototypes d'éoliennes flottantes. Un premier prototype - monté sur une plate-forme SPAR - a été mis à l'eau en Norvège à très grande profondeur. D'autres prototypes sont actuellement en construction en France et à l'étranger

Les technologies de l'éolien en mer présentent aujourd'hui un fort potentiel de développement. Au delà des améliorations nécessaires mais relativement mineures pour s'adapter aux besoins d'une côte spécifique, des vraies ruptures de R&D sont attendues dans les années à venir. Elles devraient notamment permettre une production plus importante grâce à des machines de puissance plus élevée ainsi qu'à leur plus grande disponibilité (machines plus performantes, aux durées de vie plus longue, conjuguées à de la maintenance préventive) permettant de minimiser les pertes de production. En plus de l'évolution des turbines, de nouvelles techniques de réalisation des fondations, d'installation et de raccordement devraient contribuer à réduire les coûts d'installation des parcs éoliens off-shore.

Le petit éolien

Le petit éolien – également appelé éolien domestique - fait appel à des turbines de puissance inférieure à 36 kW, qui mesurent entre 10 et 35 m de haut pour des diamètres compris entre 2 et 10 m.

3- Eolien

Ils répondent aux besoins du marché des particuliers, qui les installent dans leur jardin et peuvent également contribuer à l'alimentation électrique des exploitations agricoles. Couplées à des systèmes de stockage, ces petites éoliennes sont particulièrement adaptées à l'alimentation de sites non raccordés au réseau électrique.

Zoom sur les composants d'une éolienne

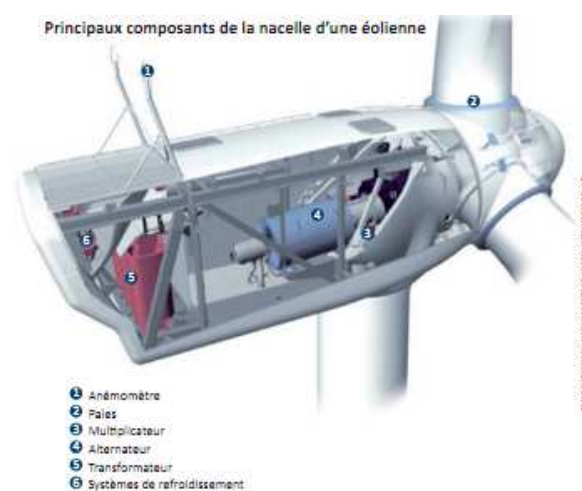


Figure 1 : Schéma des principaux composants d'une éolienne (source : SER-FEE)

Composants électroniques dans le mât d'une éolienne



Figure 2 : Schéma des principaux composants électroniques dans le mât d'une éolienne (source : SER-FEE)

Zoom sur les coûts

Les coûts sont majoritairement liés au type de parc éolien choisi. En particulier pour l'off-shore, cela dépend de la profondeur, de la distance aux côtes, de la productivité et de la fiabilité des turbines choisies, de la qualité de vent et de la météo.

A l'horizon 2020, les perspectives de progrès permettent d'envisager pour l'éolien une baisse de coût de 15% à 20%.

La viabilité économique des parcs éoliens est marquée par l'écart entre le coût total de l'électricité produite et les coûts sur le réseau d'injection. Tant que la parité réseau n'est pas atteinte, la filière dépend largement du niveau de soutiens engagés par les Etats.

Chaîne de valeur

PRINCIPAUX MAILLONS DE LA CHAÎNE DE VALEUR D'UNE EOLIENNE EN MER

Les études

Les études permettent de connaître la force et régularité des vents, les caractéristiques géophysiques du sol et sous-sol marin, la nature des courants. Elles permettent également de faire une analyse de l'impact environnemental du projet.

Elles sont donc essentielles à la présélection des sites les plus propices à l'éolien et à la détermination des caractéristiques d'installation les plus adaptées.

Fabrication des composants

Cette étape comprend la fabrication de toutes les pièces et parts qui seront assemblées dans l'éolienne : pièces de fonderie, brides et couronnes d'orientation, matériels et équipements électriques, pièces mécaniques, freins,...

Fabrication de la turbine

Cette étape comprend l'assemblage de la nacelle, ainsi que la fabrication du mat et des pales.

Fabrication de la fondation

Cette étape permet la mise à disposition des structures d'ancrage au fond marin.

Raccordement

Le raccordement comprend l'installation de câbles sous-marins, ainsi que la construction de

l'infrastructure à terre nécessaire pour accueillir l'électricité produite et l'injecter dans le réseau de distribution.

Installation et mise en service du parc

Les opérations de montage et d'installation s'articulent autour des transports et des services d'ingénierie, ainsi que des ports associés aux opérations logistiques.

Opération, maintenance et démantèlement

Cette étape s'étend durant toute la durée de vie du parc et comprend notamment le contrôle à distance et les services de maintenance curative et préventive.

PRINCIPAUX MAILLONS DE LA CHAÎNE DE VALEUR D'UNE EOLIENNE TERRESTRE

Les principales étapes sont :

- Les études préalables (les études de ressources, les études géotechniques...)
- La fabrication des composants, du mat et des pales
- L'assemblage des turbines
- Les travaux de génie civil du site
- La logistique, incluant des transports ou convois exceptionnels
- L'installation sur site, le montage
- Le raccordement au réseau
- La mise en service
- L'exploitation et la maintenance
- Le démantèlement

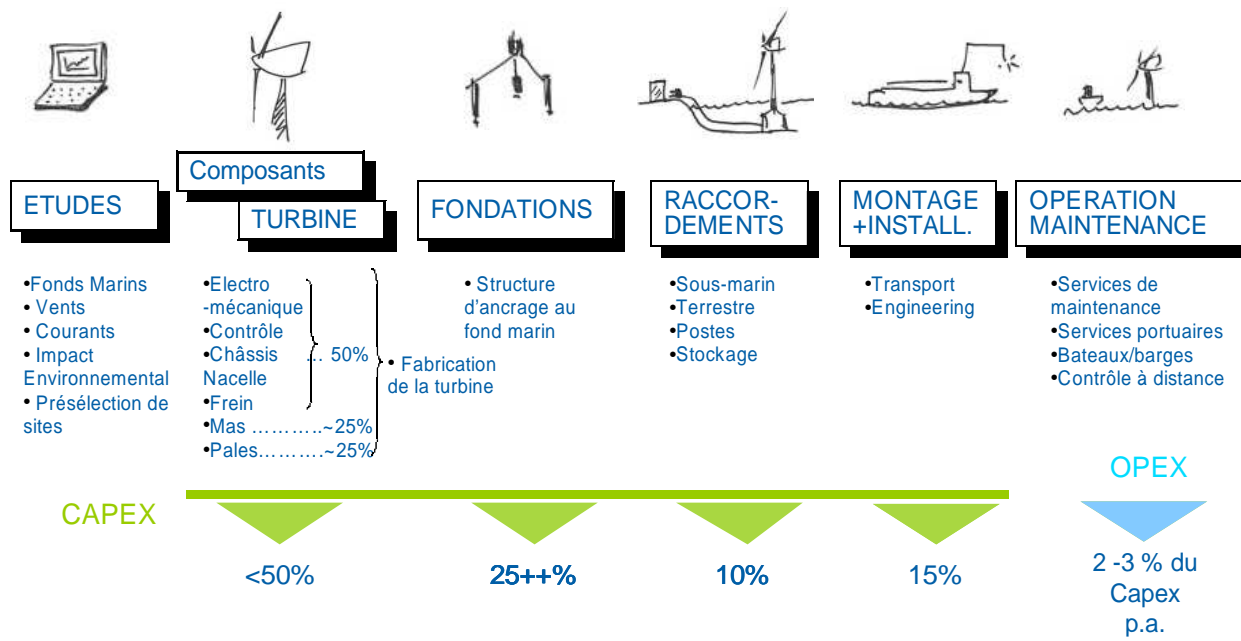


Figure 3 : Chaîne de valeur de l'éolien off-shore

Le contexte réglementaire

LA RÉGLEMENTATION DES INSTALLATIONS ÉOLIENNES TERRESTRES

Le développement de l'éolien doit être encadré afin de privilégier son implantation dans les zones les mieux adaptées du territoire national et de limiter son impact sur l'environnement et sur l'homme.

Cadre réglementaire d'implantation

Le permis de construire est obligatoire pour toutes les éoliennes de plus de 12 mètres de haut (*Article R.421-2 du code de l'urbanisme*).

Par ailleurs, certaines catégories d'éoliennes sont soumises, par décret, à la législation des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE). Elles doivent se conformer à des prescriptions réglementaires définies par arrêté encadrant de manière claire leur conception, leur implantation, leur exploitation. De nombreux domaines sont désormais couverts par cette réglementation : contrôle en service, éloignement des habitations, limitations en termes de bruit, exigences de cohabitation avec les radars, balisage, etc.

En particulier, les éoliennes de plus de 50 mètres de haut sont soumises à autorisation au titre de cette législation et doivent être situées à plus de 500 mètres des zones destinées à l'habitation (*article L553-1 du code de l'environnement*). Au titre de cette législation une étude d'impact environnemental et une étude de dangers doivent être réalisées. L'autorisation est délivrée après la réalisation d'une enquête publique. .

Les exploitants doivent constituer des garanties financières afin d'assurer le démantèlement et la remise en état du site (*article L553-3 du code de l'environnement*). Un décret et un arrêté déterminent les modalités du démantèlement, de remise en état du site, de constitution et de mobilisation des garanties financières

Obligation d'achat de l'électricité

Pour bénéficier de conditions d'achat préférentielles de l'électricité produite fixées par arrêté ministériel (*Article L314-1 et suivants du code de l'énergie*) dans les zones interconnectées au réseau métropolitain continental (métropole continentale), les installations éoliennes doivent être implantées, depuis le 15 juillet 2007, dans une

zone de développement de l'éolien (ZDE). Depuis la publication de la loi portant engagement national pour l'environnement, les installations éoliennes doivent de plus constituer des unités de production de plus de 5 mâts (sauf pour celles dont la demande de permis de construire a été déposée au plus tard le 13 juillet 2010, et pour celles constituées d'une éolienne dont la puissance est inférieure ou égale à 250 kilowatts et dont la hauteur est inférieure à 30 mètres).

Encadrement de la planification

Les ZDE sont une composante importante de l'ordonnancement du développement éolien.

Les ZDE sont définies par arrêté préfectoral, sur proposition des communes concernées, en fonction des vents (« potentiel éolien »), des possibilités de raccordement au réseau électrique, de la sécurité publique, de la protection des paysages, de la biodiversité, des monuments historiques, du patrimoine archéologique et des sites remarquables et protégés.

Des schémas régionaux éoliens indiqueront les zones géographiques où il est possible d'implanter de nouvelles ZDE, (*Article L314-10 du code de l'énergie*).

Ces schémas seront intégrés aux « schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie » (*Article L222-1 du code de l'environnement*) qui définiront notamment les objectifs régionaux de développement de l'éolien.

Conditions et tarifs d'achat en France

Afin de développer la filière éolienne, l'Etat a mis en place depuis 2000 un dispositif incitatif d'obligation d'achat. Les distributeurs ou transporteurs d'électricité doivent acheter l'électricité produite à partir de l'énergie éolienne aux exploitants qui en font la demande, à un tarif d'achat fixé par arrêté.

Pour l'éolien terrestre, l'arrêté du 17 novembre 2008 fixe les conditions d'achat de l'électricité. Il s'agit d'un tarif fixe d'achat garanti pendant une durée donnée, actualisé en fonction d'un indice des coûts horaires du travail et d'un indice des prix à la production. Exemples de tarifs pour les installations mise en service à la parution de l'arrêt du 17 novembre 2008: les contrats sont souscrits pour 15 ans, le tarif est fixé à 8,2 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 2,8 et 8,2 c€/kWh pendant 5 ans selon les sites.

REGLEMENTATION DES INSTALLATIONS

EOLIENNES EN MER

L'implantation

Au titre du code général de la propriété des personnes publiques, pour l'occupation du domaine public maritime

Les parcs éoliens (les éoliennes elles-mêmes et leur raccordement à terre) doivent faire l'objet d'un titre domanial d'occupation, assorti d'une redevance fixée par les services fiscaux (L2124-1 à 3).

Le décret n°2004-308 du 29 mars 2004, relatif aux concessions d'utilisation du domaine public maritime en dehors des ports, constitue le cadre réglementaire de cette procédure domaniale. Ce décret prévoit notamment la possibilité d'imposer la constitution de garanties financières en vue du démantèlement et de la remise en état du site.

Remarque : la loi portant engagement national pour l'environnement permet de dispenser les installations éoliennes en mer de toute formalité au titre du code de l'urbanisme.

Au titre du code de l'environnement

Les parcs éoliens en mer sont également soumis à autorisation au terme des dispositions de l'article L214-2 (loi sur l'eau).

Ce même code fait obligation aux exploitants d'éoliennes en mer de constituer des garanties financières : les modalités de constitution de ces garanties seront fixées par décret à paraître dans ce même code.

Enfin une étude d'impact et une enquête publique sont demandées au titre de ces codes.

L'obligation d'achat

L'article 10 de la loi 2000-108 permet aux installations éoliennes en mer de bénéficier de l'obligation d'achat.

Conditions et tarifs d'achat en France

Il existe également un tarif d'achat garanti pour l'éolien off-shore, actuellement fixé à 130 €/MWh. Compte tenu de la maturité des technologies, ce niveau de tarif reste encore insuffisant pour garantir la rentabilité des parcs éoliens. Pour cette raison et

afin d'encadrer et de permettre le déploiement de cette technologie au large des côtes françaises, l'Etat a lancé en juillet 2011 un appel d'offres portant sur 3000 MW à installer sur cinq zones identifiées au terme d'une concertation locale .

Lorsque les capacités installées sont en deçà des objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements, le ministre chargé de l'énergie peut recourir à la procédure d'appel d'offres ciblées pour des technologies souhaitées. Le ministre chargé de l'énergie définit les conditions de l'appel d'offres que met en oeuvre la Commission de régulation de l'énergie sur la base d'un cahier des charges détaillé.

Zoom sur l'appel d'offre d'éoliennes terrestres outre-mer

En novembre 2010, le gouvernement a annoncé le lancement d'un appel d'offres portant sur la construction d'ici 2013, d'éoliennes terrestres dans les régions de Guadeloupe, Guyane, Martinique, La Réunion, dans les collectivités de Saint-Barthélemy et Saint-Martin et en Corse.

Zoom sur l'appel d'offres éoliennes en mer

Le 1er appel d'offres portant sur des installations éoliennes de production d'électricité en mer en France métropolitaine a été publié le 11 juillet 2011 sur le site de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE).

Cet appel d'offres porte sur la construction et l'exploitation de cinq parcs éoliens de production d'électricité implantées en mer pour une capacité maximale totale de 3000MW. Les candidats ont jusqu'au 11 janvier 2012 pour transmettre leurs dossiers à la CRE. Les lauréats seront ensuite sélectionnés en avril 2012, puis à l'issue d'une étape de « levée des risques » obligatoire, devront confirmer la faisabilité du projet en octobre 2013. Les installations devront alors être construites progressivement à partir de 2015.

Cet appel d'offres doit permettre la constitution d'une filière industrielle dans le domaine de l'éolien en mer. La qualité du projet industriel, son intérêt économique et social, et le respect de l'environnement, seront, avec le prix d'achat de l'électricité proposé, des critères déterminants pour la sélection des candidats.

Le cahier des charges est disponible sur : <http://www.cre.fr/>

Les marchés

LE MARCHÉ MONDIAL

Au niveau mondial, la puissance installée en 2010 est de 195 GW, dont 35GW supplémentaires pour la seule année 2010.

Elle se répartit de la façon suivante :

- 44 % en Europe
- 23 % aux États-Unis
- 30 % en Asie (principalement en Chine/Inde)
- 3 % dans le reste du monde

La capacité éolienne offshore a poursuivi sa croissance et a représenté en 2010 12 % du marché éolien total. L'Europe possède la majeure partie de la capacité installée offshore mondiale (3 GW). Les principaux nouveaux parcs éoliens en mer sont installés au Royaume-Uni, au Danemark, en Allemagne et en Belgique.

Selon les chiffres de l'EWEA (European Wind Energy Association), le secteur éolien devrait employer un million de personnes à l'horizon 2012. Le chiffre d'affaires du secteur éolien en 2009 était de 50 milliards d'euros.

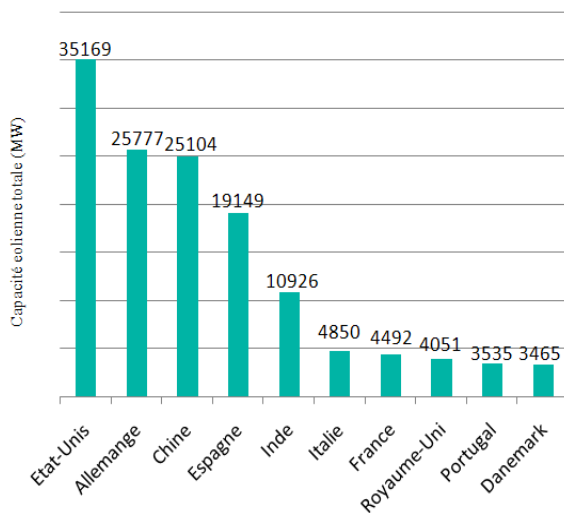


Figure 4 : Capacité éolienne installée par pays en 2009 (source : Conseil Mondial de l'Énergie Éolienne)

LE MARCHÉ EUROPEEN

Fin 2010, la puissance installée en Europe atteignait les 84 GW, toutes technologies confondues. Pour la seule année 2010, l'investissement dans les parcs éolien s'élève à 12,7 milliards d'euros dont 10 milliards pour les parcs éoliens terrestres et 2,6 milliards pour les parcs éoliens en mer.

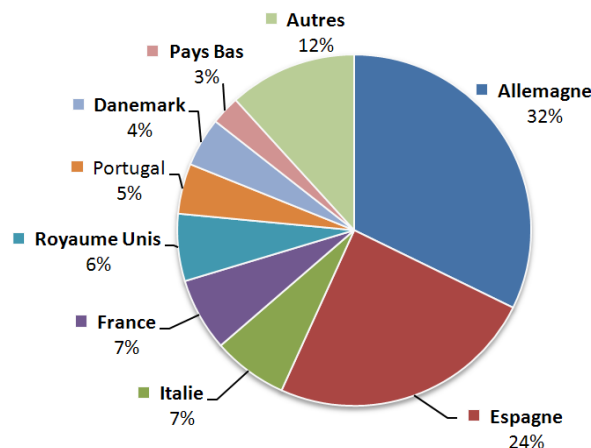


Figure 5 : Part de marché des États membres de l'Union Européenne dans la capacité totale installée cumulée fin 2010 (source EWEA)

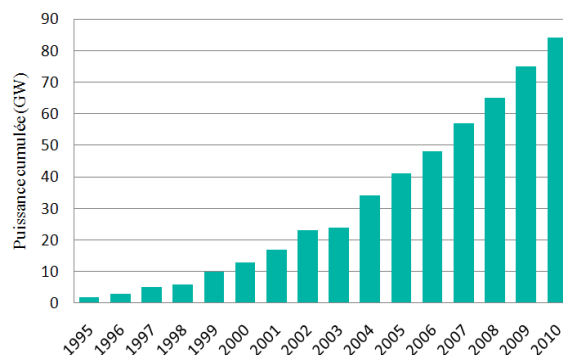


Figure 5 : La puissance éolienne installée cumulée dans l'Union Européenne (source : EWEA)

Zoom sur le Royaume Uni

Le programme offshore britannique est l'un des plus importants en Europe avec environ 100 Md€ d'investissements prévus d'ici 2020. Cette politique sur l'éolien, lancée en 2000 et privilégiant d'emblée la filière en mer, se décompose en trois phases : le « Round 1 » (travaux expérimentaux avec des parcs de 30 éoliennes au maximum et assez proches des côtes) qui a duré jusqu'en 2003 pour une puissance installée de 1 GW, le « Round 2 » en cours depuis 2003 qui prévoit l'implantation de 9,2GW de capacité avec des fermes plus importantes et plus éloignées des côtes par exemple : 175 turbines de 3,6 MW à 20 km au large pour le projet London Array

et le « Round 3 », débuté seulement depuis janvier 2010, qui fixe des objectifs très ambitieux d'installer plus de 30GW avant 2020 (changement d'échelle avec des projets jusqu'à 9 GW installés).

Potentiel de la France

La France possède le deuxième gisement éolien en Europe, après la Grande Bretagne. Sa puissance raccordée à fin 2010 de plus de 5000 MW la place en quatrième position au niveau européen derrière l'Allemagne, l'Espagne et l'Italie. A l'issue du Grenelle de l'Environnement, la France s'est donné comme objectif d'atteindre en 2020 19000MW d'éolien terrestre et 6000 MW d'éolien off-shore. Aujourd'hui, la production des parcs éoliens terrestres français contribue à hauteur d'environ 2% de l'électricité consommée en France.

La filière éolienne est créatrice d'emplois en France, pour la fabrication de pièces et composants d'éoliennes à l'export ainsi que pour l'installation et opération de parcs sur le marché national. Au regard des compétences requises, certains acteurs industriels pourraient y voir une possibilité de développement, comme les industriels de l'automobile, l'industrie navale, ferroviaire et de l'aéronautique. Le Syndicat des Energies Renouvelables estime que 12000 personnes travaillent dans plus de 180 entreprises françaises mobilisées pour fournir la filière.

En complément, les ports français et leur tissu industriel se mobilisent pour contribuer au développement de la filière :

- le port de Dunkerque a servi de base logistique pour la construction du parc éolien off shore situé au Thanet en Angleterre ;
- le port de Dieppe réceptionne déjà les éoliennes terrestres;
- les ports du Havre, de Saint-Nazaire, de Brest, de Cherbourg et de Bordeaux se sont fortement mobilisés ;
- les chantiers navals se sont mobilisés et commencent à structurer leur tissu de fournisseurs.

LE MARCHÉ FRANÇAIS

Capacités installées

Le parc éolien français s'est dans un premier temps développé dans les régions où le gisement de vent est le plus favorable. Fin 2010, la puissance raccordée est de 5 660 MW, dont 1034 MW installés courant 2010.

Aujourd'hui, les principales régions « éoliennes » françaises sont la Picardie, la Lorraine, la Bretagne, le Centre, la Champagne-Ardenne puis les régions Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, Nord-Pas de Calais.

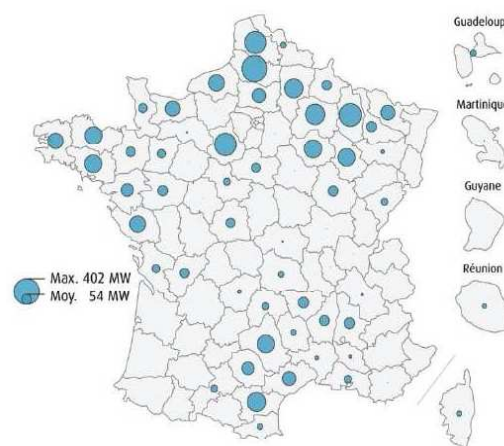


Figure 6 : Puissance éolienne raccordée par département (SER 2009)

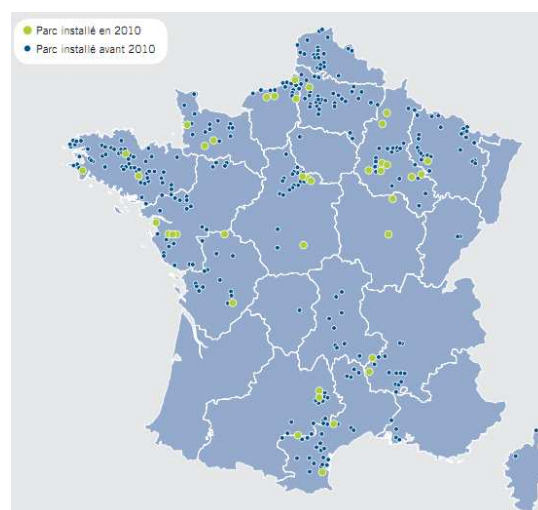


Figure 7 : Parcs éoliens installés en France Métropolitaine et Corse (SER 2009)

Les acteurs de la filière

LES ACTEURS INDUSTRIELS INTERNATIONAUX

Le marché de l'éolien demeure aujourd'hui assez concentré puisque les dix premiers acteurs mondiaux, dont cinq européens, détiennent plus de 80% du marché installé en 2009. Aucun acteur français ne figure parmi les dix premiers mondiaux. Sur l'ensemble de la capacité éolienne installée (off shore et on-shore) Vestas, GE Wind, Sinovel, Enercon et Suzlon se partagent plus de la moitié de la capacité éolienne installée au monde. Les constructeurs de turbines asiatiques avancent à grands pas et représentent déjà 30% de la capacité installée dans le monde (année 2009).

Le potentiel de développement de la filière et la saturation des capacités de production attire des nouveaux entrants en Europe, aux USA et en Asie.

Dans le domaine de l'éolien terrestre

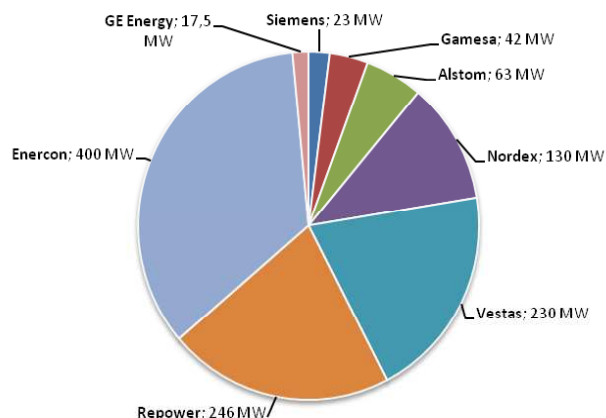


Figure 8 : Part de marché des constructeurs d'éoliennes terrestres installées en France en 2010 (source: SER)

Dans le domaine de l'éolien en mer

Dans le domaine de l'éolien off-shore, Vestas et Siemens se partagent 90% de la capacité off-shore installée avec des machines d'une puissance maximale de 3MW. Areva Wind et REpower sont entrés sur le marché en 2009 avec leurs éoliennes conçues pour la mer, d'une puissance de 5MW. Enfin, de nombreux constructeurs ont annoncé des prototypes - plus puissants encore - pour 2014, 2015.

Tableau 1 : Part de marché éolien installé en 2009 (Source : Eurobserv'er)

Constructeur de turbines	Pays d'origine	MW fournies
Vestas	Danemark	6,131
GE Wind	Etats Unis	4,741
Sinovel	Chine	3,510
Enercon	Allemagne	3,221
Suzlon	Inde	2,790
Goldwind	Chine	2,727
Gamesa	Espagne	2,546
Siemens	Allemagne	2,500
Dongfang E.	Chine	2,475
REpower	Allemagne	1,297
Autres		7,033
TOTAL		38,971

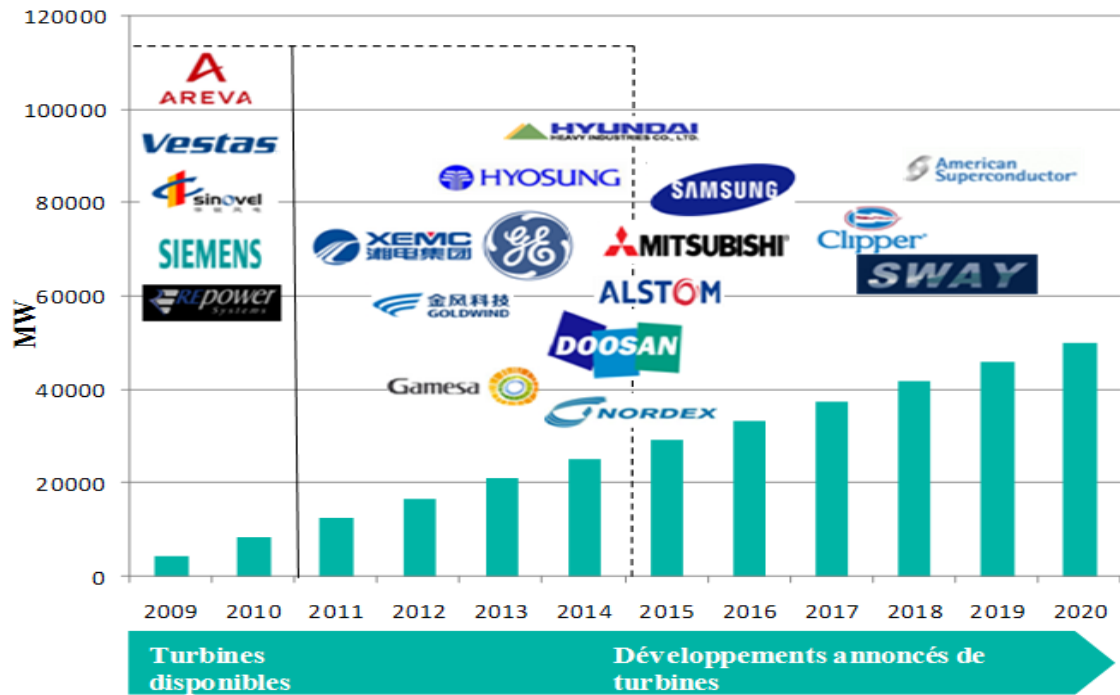


Figure 9 : Développement potentiel du marché mondial de l'éolien off-shore à horizon 2025 et montée en puissance des différents industriels (actualisé nov. 2010, source : Emerging Energy Research)

Tableau 2 : Exemples parmi les principaux acteurs de l'éolien off-shore

	Composants / pales / mâts	Turbines	Fondations	Raccordement	Montage /Installation	Opération et/ou Maintenance
Français	Rollix, SNR, Eads Astrium STX *, Leroy Somer, Converteam, CMP/Ceole*	Areva*, Alstom*, Vergnet	STX*, DCNS*, Technip*, Eiffel*, Vinci*	Nexans, Converteam, Alstom Grid, Schneider, Electric, Silec Cable, Prysmian	Areva*, Alstom*, Louis, Dreyfus*, STX*, Technip*, Daher*	EDF EN, GDF Suez, Nass & Wind, WPD, Neoen, Poweo
Internationaux	LM, Renk, Acciona, ABB, Meuselwitz, TS, Fundiciones	Siemens, Vestas, REpower, Bard, Nordex, GE	Weserwind, Bi-fab, Aker, Smoulders	ABB, Siemens	(Turbinières) A2Sea, MPI, Seacore, Beluga	Dong Energy, EDP R, EOn, Gamesa, Iberdrola, Vattenfall, RWE

(*) ont manifesté publiquement leur intérêt de développer leurs activités en France

LES ACTEURS INDUSTRIELS FRANÇAIS

Les fabricants de turbines :

La France dispose de quelques entreprises sur le marché de la fabrication et de l'assemblage des turbines :

Vergnet est leader mondial pour la conception et l'installation d'éoliennes terrestres bipales rabattables. L'entreprise est spécialisée dans les éoliennes de moyenne puissance

Areva a acheté le constructeur allemand Multibrind – désormais Areva Wind- pour se positionner sur le marché de l'offshore et détient déjà plusieurs unités de 5MW en production en Allemagne

Alstom a acheté l'espagnol Ecotecnica, positionné sur l'éolien terrestre. La filiale du groupe français développe une éolienne de 6 MW destinée à l'off-shore.

Ces entreprises effectuent un effort important de R&D afin de s'assurer une part de marché significative et de rattraper les champions du secteur.

Les développeurs de parcs et producteurs d'électricité

Plus d'une centaine d'entreprises exploitent les quelque 350 parcs éoliens français. Le secteur est relativement concentré : 10 groupes ou entreprises, qui regroupent plus de 50% de la puissance totale installée. Les cinq premiers exploitants (33% de la puissance installée) sont les grands énergéticiens français (GDF SUEZ et EDF), portugais (EDP) et espagnol (IBERDROLA) ainsi que le groupe anglais RES spécialisé dans les énergies renouvelables

Les sociétés de services et bureaux d'études

Le développement de parcs éoliens et l'intégration de la production sur le système électrique demandent l'apparition de nouveaux acteurs capables de proposer des services bien spécifiques: prédiction court terme, météorologie, études de participation au marché de l'électricité. Ces sociétés de service et/ou bureaux d'études représentent ainsi un potentiel de développement (de diversification et/ou reconversion de sociétés déjà existantes) important.

Les sociétés d'installation et de maintenance

La taille du marché français a conduit à la spécialisation d'entreprises de travaux publics dans le domaine des travaux de fondation et

d'installation: à la dizaine d'entreprises répertoriées en 2009, s'ajoutent les entreprises en charge des travaux de raccordement électrique. Au total ce sont une cinquantaine d'entreprises qui sont actives dans ce domaine, auquel s'ajoutent les entreprises spécialisées dans la maintenance tel que WINDTECHNICS.

Les fabricants de composants

Plusieurs dizaines d'entreprises produisent des composants vendus aux grands fabricants d'éoliennes étrangers. Certaines sont très spécialisées (par exemple ROLLIX – DEFONTAINE, un des principaux spécialistes mondiaux de couronnes d'orientations et roulements spéciaux pour éoliennes. Dans d'autres cas il s'agit de groupes de divers secteurs qui ont développé ou développent une activité spécifique sur le marché de l'éolien : CONVERTEAM (maintenant GE) et LEROY SOMER pour les génératrices, MERSEN (ex-CARBONE LORRAINE) pour les balais en graphite, NEXANS pour les câbles, SCHNEIDER ELECTRIC pour le matériel électrique, FERRY CAPITAIN pour des pièces de fonderie, etc. D'autres entreprises de taille plus réduite se spécialisent sur certaines composants : STROMAG FRANCE – ex-SIME, pour les freins, AEROCOMPOSITE OCCITANE et ASTRUM pour les pales.

Tableau 3 : Fabricants de composants en France (Source : Etude Windustry France – SER FEE)

<u>COMPOSANT</u>	Nombre d'entreprises positionnées sur le composant en France
Multiplicateur	42
Commandes & Contrôle – Composants. électroniques	42
Arbre principal	31
Système d'orientation pales	31
Système d'orientation nacelle	30
Moyeu et châssis	28
Pales	25
Freins	22
Mâts	20
Coque Nacelle	20
Alternateur	19

LES REPRESENTANTS DE LA FILIERE

Organisations internationales

EWEA : European Wind Energy Association

Cette organisation mondiale, située à Bruxelles, a été créée en 1982. Elle promeut l'utilisation du vent comme source d'énergie en Europe et dans le monde entier.

EWEA comprends aujourd'hui 600 membres de 60 pays différents avec, parmi eux des constructeurs d'éoliennes, des fournisseurs de composants, des instituts de recherches, des associations, des organismes financiers, des compagnies d'assurance et de conseil.

WWEA : World Wind Energy Association

WWEA a pour objectif de permettre aux acteurs de l'éolien de communiquer plus facilement à travers le monde entier. Elle conseille et influence des gouvernements nationaux et des organisations internationales, et encourage le transfert des technologies à l'international.

Fédérations professionnelles françaises

Le SER (Syndicat des énergies renouvelables) et l'association FEE (France énergie éolienne)

L'association FEE a été fondée en 1996. Elle regroupe aujourd'hui plus de 240 membres, soit la majorité des acteurs de la filière éolienne française. Depuis 2005, elle fait partie de la branche éolienne du Syndicat des énergies renouvelables (SER). L'association a pour objectif de promouvoir le développement de l'énergie éolienne en France :

- Soutenir la filière éolienne auprès des pouvoirs publics
- Proposer et mettre en place des normes et règles de bonnes pratiques avec ses membres adhérents
- Communiquer sur la filière, interagir avec les médias
- Assurer un suivi de tous les sujets juridiques, économiques, techniques, et environnementaux

L'association contribue particulièrement aux objectifs de la filière éolienne française à travers de sa plate-forme Windustry.

Les pôles de compétitivité

Clusters reconnus individuellement par l'État français, les « pôles de compétitivité » regroupent sur un même territoire des entreprises, établissements d'enseignement supérieur et organismes de recherche publics ou privés qui ont vocation à travailler en synergie pour mettre en œuvre des projets de développement économique pour l'innovation. Les principaux pôles de compétitivité dans le domaine de l'éolien sont les suivants :

Pôle Mer Bretagne et Pôle Mer PACA : ces pôles portent des projets collaboratifs innovants dans la filière maritime, y compris en matière d'exploitation des ressources énergétiques marines dont l'éolien off-shore. Ils sont respectivement situés à Brest en Bretagne et à La Seyne sur Mer en Région Provence Alpes Côte d'Azur.

Derbi : ce pôle de Perpignan est dédié au développement des énergies renouvelable dans le bâtiment et l'industrie. Il soutient également le développement de l'énergie éolienne. Pour cela, il met en avant les compétences sectorielles, contribue à l'émergence de la filière en région, et facilite l'accès des entreprises à la compétence scientifique et aux technologies de la région.

Cap Energie : localisé à Saint Paul lez Durance, en Provence Alpes Cotes d'Azur, ce pôle a pour mission de développer des énergies non génératrices de gaz à effet de serre. Il vise à tirer parti des atouts des Régions PACA et Corse ainsi que des îles de la Réunion et de la Guadeloupe pour développer une filière énergétique d'excellence adaptée aux mutations industrielles et accroître les parts de marché à l'international.

Zoom sur l'initiative Windustry

L'initiative Windustry France rassemble plus de 300 entreprises, actives sur le marché de l'éolien français ou qui se positionnent pour entrer sur ce marché. Cette initiative regroupe l'offre de sous-traitance française pour l'ensemble de la chaîne de valeur de l'éolien. Elle met en avant les savoir-faire industriels transposables à l'industrie éolienne terrestre comme maritime. Elle se décline également en plusieurs démarches locales autour de grands domaines d'activités (automobile, aéronautique, mécanique) le plus souvent, ou autour de zones d'activités portuaires (Dunkerque, Le Havre, Brest, Cherbourg, Nantes Saint-Nazaire, Bordeaux). Sont également associés à cette démarche différents ministères, administrations et acteurs régionaux (collectivités territoriales, réseau des DREAL et chambres de commerce et d'industrie).

www.windustry.fr

R&D et Innovation

LA RECHERCHE ET DEVELOPPEMENT A L'INTERNATIONAL

de recherche éoliens industriels et offre une formation continue sur la filière.

La thématique « éolienne » est identifiée dans de nombreux pays comme prioritaire pour la recherche, la démonstration et le déploiement industriel. Ces pays ont mis en place des dispositifs nationaux de soutien à la R&D et à l'innovation et le cas échéant, des programmes de recherche ciblés pour concentrer et mutualiser les financements et les compétences nationales, pour favoriser les consortiums, les échanges entre la recherche publique et privée et accompagner ainsi une politique d'innovation technologique pour la filière éolienne.

Le transfert technologique est important entre l'éolien terrestre et l'éolien en mer posé. Ainsi, les verrous technologiques liés à la performance des éoliennes ou aux outils de prédiction des ressources éoliennes sont similaires à ceux de l'éolien terrestre. En revanche, l'environnement marin présente des particularités qui exigent des développements et la levée de verrous spécifiques, par exemple dans les domaines suivants :

- Les matériaux
- La fiabilité des machines, compte tenu de leur grande taille et de l'accessibilité limitée
- Le raccordement électrique
- La logistique et les infrastructures d'installations et de maintenance des parcs éoliens marins

Instituts de recherche internationaux

IWES en Allemagne

L'Institut pour l'énergie éolienne et les technologies de systèmes énergétiques (*IWES*), créé par l'institut de recherche Fraunhofer avec le soutien financier de quatre Länder allemands et du *BMU* (Ministère Fédéral de l'Environnement) au 1^{er} janvier 2009, intègre et coordonne les recherches des laboratoires existants (on compte plus d'une cinquantaine d'universités allemandes qui s'intéressent à l'énergie éolienne, soit dans le domaine de la recherche, soit dans celui de l'enseignement).

Le *BMU* accorde à l'*IWES* un soutien de 25 M€ sur 5 ans. Le cluster de recherche « ForWind », qui réunit plusieurs universités, accompagne les projets

Zoom sur Alpha Ventus

L'initiative *RAVE*, lancée en 2008 et regroupant des études scientifiques et techniques menées sur le site pilote Alpha Ventus, est dotée d'un budget global de 50 M € sur cinq ans alloué par le *BMU* et est coordonnée par l'*IWES*. L'objectif de cette initiative est de mettre en relation les porteurs de projet industriels et universitaires pour créer des synergies, coordonner les projets et assurer la communication des résultats de recherche. Les travaux de recherche se concentrent sur l'analyse des propriétés du vent, les contraintes techniques auxquelles sont soumises les turbines et leurs fondations, l'intégration au réseau du courant produit, les impacts environnementaux et différents projets de mesures.

Risø au Danemark

Le Risø National Laboratory est l'institut de recherche qui possède la plus ancienne expérience internationale dans le développement de la technologie des turbines et de l'évaluation des ressources éoliennes. Il a formé un consortium avec différents instituts et universités du pays pour améliorer la coordination entre la recherche, la formation et l'industrie. Le Risø conçoit un nouveau centre d'essai qui devrait être opérationnel courant 2011 afin de satisfaire le besoin d'un site de test pour des éoliennes de très grandes tailles (200/250 m de diamètre pour le rotor). Ce site devrait accueillir sept très grandes éoliennes.

CENER en Espagne

La Navarre abrite le Centre de recherche sur l'énergie renouvelable (*CENER*), ouvert en 2002 pour conduire des recherches et fournir des essais et des services pour les entreprises clientes. Un tiers du financement provient de subventions d'administrations nationales et locales, le reste provient des services et des essais pour les entreprises clientes. Au début de l'année 2008 *CENER* a ouvert les portes de son nouveau centre de recherche éolien, le Laboratoire d'Essai d'Aérogénérateurs (*LEA*), qui accueille une soixantaine de chercheurs et qui a représenté un investissement de 50 M€ du gouvernement central espagnol, du gouvernement de Navarre, et d'autres centres de recherche associés. Il comporte un laboratoire pour le test des pales et de génératrices jusqu'à 5 MW, un laboratoire Matériaux Composites et Process, un laboratoire de tests sur site, et une soufflerie, ainsi qu'un accès à un parc éolien expérimental.

Le NaREC au Royaume-Uni

Le *NaREC* (National Renewable Energy Centre) mène des travaux de recherche et d'essai sur les pâles et les aérogénérateurs. Ils envisagent de mettre en place un site d'essai pour la filière éolienne en mer. Les financements alloués pour ces travaux dépassent les 50 M€. En complément de sa dimension technique, le centre *NaREC* a récemment ouvert un espace entièrement dédié à la formation des personnes et professionnels de la filière. L'objectif est de mettre en place un centre complet de formation accessible aux fournisseurs et doté des équipements et installations nécessaires pour des sessions de formation initiale ou continue. Le site d'essai pour l'éolien en mer sera également utilisé à des fins de formation des professionnels.

Dans le cadre de l'*EERP* (European Economic Recovery Plan), l'Union européenne a accordé fin 2010 un financement de 40 M€ pour la construction d'un site test en mer (*EOWDC*) qui sera situé à Aberdeen (Ecosse) et comptera 11 places disponibles pour des tests et essais d'éoliennes.

SVTC en Suede

Le *SVTC* (Swedish Wind Power Technology Centre), fondé par l'Agence Suédoise de l'Énergie, les industriels et *CHALMERS* (University of Gothenburg) vise à soutenir l'industrie éolienne suédoise en développant le savoir-faire sur la conception des éoliennes et en formant de nouveaux ingénieurs.

NOWITECH en Norvege

Le centre norvégien de recherche sur les technologies en mer (*NOWITECH*) a mis en place un programme pluriannuel pour la période 2009-2017. L'objectif de *NOWITECH* est la recherche précompétitive qui permet de poser des bases pour la création d'une filière industrielle rentable pour les parcs éoliens en mer. L'accent est mis sur la problématique « eau profonde » (supérieure à 30 m) en tenant compte des éoliennes en mer posées et flottantes. Le budget total (2009-2017) est de 38 M€ cofinancé par le Conseil norvégien de la recherche et les partenaires du centre *NOWITECH*.

OSWINnD aux USA

L'initiative *OSWInD* se traduit par un financement de 100 M\$ spécifiquement alloués pour des travaux de recherches et d'essais sur l'éolien en mer à travers l'American Reinvestment and Recovery Act de 2009 (ARRA) et des fonds du Département de l'Energie (*DOE*).

LA RECHERCHE ET LE DEVELOPPEMENT EN FRANCE

Compétences Académiques

La recherche académique française dans l'éolien ne se structure pas encore autour des activités d'un laboratoire ou d'une structure chef de file dans le domaine.

Le laboratoire ayant le niveau de recherche le plus significatif en France est le Centre Energétique et Procédés (CEP - centre de recherche commun MINES ParisTech –ARMINES) situé à Sophia-Antipolis. Ce laboratoire travaille principalement sur la prédiction de la production d'électricité et l'intégration de la production d'électricité d'origine éolienne sur le réseau français.

L'IFREMER, avec sa connaissance et ses travaux en milieu marin, ainsi que l'ONERA, avec ses travaux autour des pales d'éoliennes, sont également des acteurs scientifiques réputés dans l'éolien.

Par ailleurs, la recherche française est présente dans le domaine des briques technologiques clés des éoliennes comme les roulements, l'électrotechnique et l'aérodynamique. Récemment, l'Institut de Recherche Technologique Jules Verne sur les matériaux a été retenu dans le cadre de l'appel à projets d'Instituts de Recherche, et sera financé via les Investissements d'Avenir.

Soutien de l'Etat Français à la R&D

L'Etat souhaite accompagner la dynamique d'innovation, et met pour cela à disposition, en complément des dispositifs nationaux et européens existants, des fonds au travers des programmes d'Investissements d'Avenir. Un de ces programmes, géré par l'ADEME, est doté de 1.35 Md€ pour toutes les filières énergétiques et climatiques d'avenir. A cet effet, l'ADEME a publié en août 2011 une feuille de route et un appel à manifestation d'intérêt (AMI) sur le Grand Eolien.

Sites d'essai

Les évolutions attendues, en particulier dans l'éolien en mer, passeront par la mise en œuvre de démonstrateurs, non seulement pour les aspects technologiques (nouveaux matériaux et designs innovants), mais également pour les aspects organisationnels de la filière (partenariats industriels) et les modèles économiques associés. En raison des forts investissements capitalistiques nécessaires pour ce type de démonstrateurs et de la durée des projets, la mutualisation des compétences et des moyens disponibles paraît indispensable dans cette course à la compétitivité et à l'innovation qui est lancée.

Les démonstrateurs sont installés sur des sites dits « d'essai » pendant un période plus ou moins longue selon l'objectif de cette démonstration. On peut distinguer trois types de sites d'essai :

- site d'essai pour des prototypes, à terre, en zone côtière : permet les premiers tests sur de prototypes de « rupture » ;
- site d'essai pour des prototypes, en mer : permet le test de machines adaptées aux conditions réelles tout en contribuant à établir leur bancabilité ainsi que la qualification de fournisseurs ;
- site d'essai grande échelle (type Alpha Ventus, en Allemagne) : permet de démontrer la fiabilité des machines en conditions réelles de fonctionnement d'un parc et d'augmenter leur bancabilité.

Les sites d'essai répondent à un certain nombre de besoins identifiés par les acteurs :

- Instrumentation et essais d'endurance des prototypes/démonstrateurs (machines) ;
- Caractérisation des composants, services et sous-systèmes ;
- Collaboration entre acteurs (fournisseurs, laboratoires, constructeurs) ;
- Essais dans des conditions de vent et de biodiversité représentatives de celles des sites français ;
- Certification des machines, composants, services et sous-systèmes ;
- Qualification des fournisseurs ;
- Proximité entre les différents acteurs et infrastructures.

Plusieurs projets sont à l'étude, y compris le redéploiement de zones déjà attribuées pour la production. Des synergies possibles avec d'autres énergies marines renouvelables sont également envisagées.

Contributeurs : Georgina Grenon, Franck Delplace



4-Energies marines

Définition et technologies existantes

Les énergies marines désignent l'ensemble des technologies permettant de produire d'électricité à partir des différentes forces ou ressources du milieu marin. La mer est une source inépuisable d'énergies : l'énergie hydrolienne, l'énergie houlomotrice, l'énergie thermique des mers, l'énergie osmotique et l'énergie marémotrice en font partie.

LES DIFFERENTES TECHNOLOGIES

L'énergie hydrolienne

Cette technologie utilise l'énergie cinétique des courants marins. Une hydrolienne peut être comparée à une éolienne sous-marine. Il s'agit non pas d'utiliser la force motrice du vent mais celle des courants marins. Ces derniers ont plusieurs avantages comme leur prévisibilité – l'énergie liée aux marées – et le fait de pouvoir installer des fermes assez compactes, avec des turbines proches les unes des autres.

La taille des hydroliennes varie, les derniers prototypes à l'essai ont des rotors allant jusqu'à 20 mètres de diamètre.



Figure 1: Démonstrateur hydrolien
(Source : Alstom)

Energie houlomotrice

Le vent soufflant sur de grandes surfaces marines crée des vagues. L'énergie houlomotrice est l'énergie cinétique et potentiel due aux mouvements des vagues. La houle peut voyager sur de très longues distances et apporter sur une côte de l'énergie qu'elle a collectée très loin.

Différentes technologies sont à l'essai. Les plus répandues font appel à un flotteur ou un dispositif moteur, mis en mouvement par la houle et ancré sur le fond. Le mouvement est soit converti en

électricité immédiatement (exemple de la technologie Pelamis), soit transmis à une pompe qui met un fluide sous pression, fluide qui est à la fois transporté à terre pour produire de l'électricité ou de l'eau dessalinisée (exemple de la technologie CETO). Un troisième principe utilise une colonne d'eau comme un piston pour pousser de l'air et faire tourner une turbine génératrice (exemple colonne d'eau oscillante du LIMPET 500)



Figure 2: Démonstrateur houlomoteur (source « © EDF EN / sous licence Carnegie Wave Energie »)

L'énergie thermique des mers : une opportunité pour des zones extrêmes

Dans l'océan, en zone intertropicale, la différence de température entre l'eau de surface et l'eau profonde dépasse les 20°C. Le principe de l'énergie thermique des mers est d'exploiter une partie de la chaleur de l'eau avec une machine thermodynamique qui convertit la chaleur en énergie électrique.



Figure 3: Démonstrateur d'énergie thermique des mers en cours de développement par DCNS



4-Energies marines

L'énergie osmotique

Afin de produire de l'énergie osmotique, on installe une membrane semi-perméable en contact avec de l'eau douce sur une face et de l'eau de mer sur l'autre face, elle est donc soumise à une pression dite osmotique. Ce phénomène peut être mis à profit pour récupérer de l'énergie.

La faisabilité technico-économique de cette technologie est à l'étude. La clé sera le développement des membranes nécessaires au procédé, qui résistent à l'usure et dont les coûts de production soient acceptables.

L'énergie marémotrice

L'énergie marémotrice consiste à profiter du flux et du reflux de la marée pour alternativement remplir ou vider un bassin de retenue en actionnant des turbines incorporées dans le barrage qui entraîne un générateur d'électricité.

Aujourd'hui la France est un des pays pionniers dans cette technologie, sans qu'il y ait néanmoins de développement envisagé à court terme. Plusieurs pays dans le monde ont renoncé à des projets d'envergure. En effet les coûts, les faibles taux de réussite et les incidences sur l'écosystème sont jugés trop élevés. A ce jour, la Corée est un des seuls pays à poursuivre les efforts dans ce domaine, avec sa première usine marémotrice.



Figure 4 : L'usine marémotrice de La Rance en Bretagne (Source EDF)

Zoom sur le Grenelle de la mer, des orientations pour l'avenir

En juillet 2009, Le Grenelle de la Mer par sa contribution à la définition de la stratégie nationale pour la mer et le littoral, a permis d'identifier en particulier les objectifs et des actions pour le développement des énergies marines. Les réflexions des parties participants au Grenelle de la Mer ont ainsi conduit à des propositions d'actions structurées autour de trois lignes directrices :

- Soutenir et planifier le développement durable des énergies marines
- Engager une politique industrielle volontariste pour les énergies marines
- Agir en priorité en Outre-mer pour développer et produire de l'énergie renouvelable



4-Energies marines

Le contexte réglementaire

REGLEMENTATION DES INSTALLATIONS EXPLOITANT LES ENERGIES MARINES

L'implantation

Au titre du code général de la propriété des personnes publiques, pour l'occupation du domaine public maritime

Les installations de production d'électricité à partir des énergies marines (les installations elles-mêmes et leur raccordement à terre) doivent faire l'objet d'un titre domanial d'occupation, assorti d'une redevance fixée par les services fiscaux. (Articles L2124-1 à 3).

Le décret n°2004-308 du 29 mars 2004, relatif aux concessions d'utilisation du domaine public maritime en dehors des ports, constitue le cadre réglementaire de cette procédure domaniale. Ce décret prévoit notamment la possibilité d'imposer la constitution de garanties financières en vue du démantèlement des installations et de la remise en état du site.

Remarque : la loi portant engagement national pour l'environnement permet de dispenser ces installations de toute formalité au titre du code de l'urbanisme.

Au titre du code de l'environnement

Ces installations sont également soumises à autorisation au terme des dispositions de l'article L214-2.

Préalablement à la délivrance des autorisations, ces installations sont soumises à étude d'impact environnemental et enquête publique au titre du code de l'environnement et du code général de la propriété des personnes publiques.

L'obligation d'achat

Ces installations peuvent bénéficier de l'obligation d'achat de l'électricité produite (Article L314-1 du code de l'énergie) dans des conditions fixées par arrêté ministériel.

Le tarif en vigueur pour cette obligation d'achat est de 150 €/MWh pendant 20 ans.

L'appel d'offre

Lorsque les capacités installées sont en deçà des objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements, le ministre chargé de l'énergie peut recourir à la procédure d'appel d'offres ciblées pour des technologies souhaitées.

Le ministre chargé de l'énergie définit les conditions de l'appel d'offres que met en oeuvre la Commission de régulation de l'énergie sur la base d'un cahier des charges détaillé.



4-Energies marines

Les marchés

LE POTENTIEL MONDIAL

Le potentiel total théorique des Energies Marines dans le Monde a été estimé par l'Agence Internationale de l'Energie entre 20.000 et 90 000 TWh/an (comme référence, la consommation mondiale d'électricité est de l'ordre de 16.000 TWh/an). La contribution de chaque technologie au potentiel total est :

- Hydroliennes et marémotrices : entre 300 et 800 TWh/an.
- Houlomotrices : entre 8,000 et 80,000 TWh/an, dont 2000 TWh/an réalisable avec les technologies connues et à maturité
- Energie thermique des mers : près de 10,000 TWh/an
- Energie osmotique : 2,000 TWh/an



Figure 5: Zones compatibles avec le développement de l'ETM et leur différentiel de température (Source : World Energy Council)

LE MARCHÉ MONDIAL

Le marché pour l'énergie des mers en est encore à ses débuts, mais la filière commence à se développer dans certaines régions clés. Les divers potentiels de ressources et la maturité des technologies accélèrent le développement de cette industrie nouvelle.

Aujourd'hui le marché est tiré par la Grande Bretagne et dans une mesure moindre par l'Irlande, la France, le Portugal, l'Australie et les Etats Unis.

Les services publics et les promoteurs technologiques européens travaillent actuellement sur divers projets. Au cours de la dernière décennie, l'industrie marine a installé et testé des dizaines de pilotes différents, représentant une capacité totale de 14MW. Aujourd'hui il y a plus de 100 projets à travers 15 pays, totalisant 1GW dont approximativement 60% en énergie houlomotrice et 40% d'énergie hydrolienne.

La Grande Bretagne, et plus particulièrement l'Ecosse, reste le chef de file dans le domaine des énergies marines, affichant à la fois une volonté de construire une chaîne d'approvisionnement locale et d'atteindre ses objectifs ambitieux de développement des énergies renouvelables. Avec

plus de 1 GW de concessions déjà accordées, une première ferme en construction, et un potentiel estimé à plus de 10 GW toutes technologies confondues, la Grande Bretagne devrait tenir le premier rang de capacité d'énergie marine dans la décennie à venir. La France arrive en 2ème position en Europe avec un potentiel de 3 à 5 GW à installer à moyen terme.

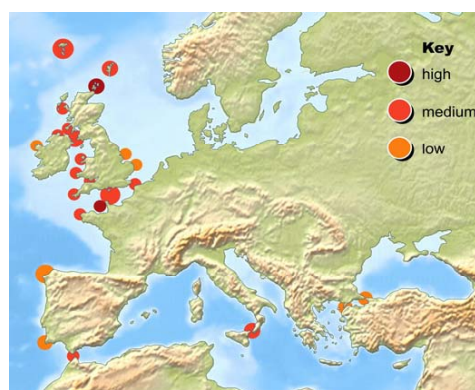


Figure 6 : Potentiel Européen pour l'Energie Hydrolienne (Source : Aqua-RET)

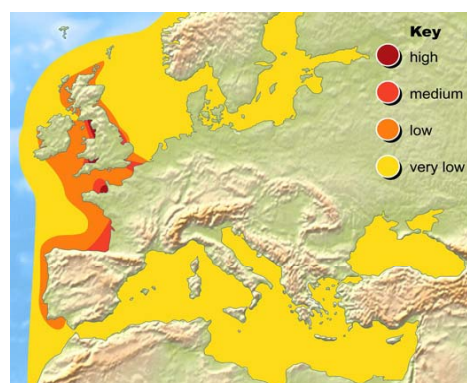


Figure 7: Potentiel européen pour l'énergie marémotrice (Source : Aqua-RET)

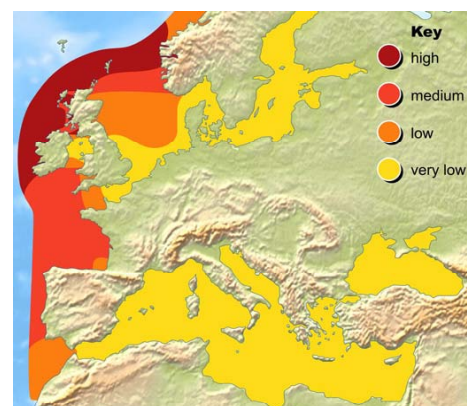


Figure 8 : Potentiel européen pour l'énergie houlomotrice (Source : Aqua-RET)



4-Energies marines

LE MARCHÉ FRANÇAIS

La France dispose d'un fort potentiel de développement pour les énergies marines renouvelables, compte tenu des atouts naturels de son territoire. Avec les connaissances actuelles, on estime le potentiel de puissance totale installable en France, à moyen terme, entre 3 et 5 GW.

Ces technologies marines renouvelables sont pour la plupart au stade de la recherche et de l'expérimentation. Aujourd'hui, à l'exception notable de l'usine marémotrice de la Rance, il n'y a pas encore de parc de production en France, mais de nombreux projets de démonstration.

L'énergie hydrolienne, le potentiel français

Les sites intéressants sont ceux où la vitesse du courant dépasse 1,75 m/seconde. En France, cela correspond essentiellement aux côtes Atlantiques et de la Manche qui ont des courants de l'ordre de 2 m/seconde, au littoral de la Bretagne et de la Normandie, possédant plusieurs sites où les courants atteignent des valeurs importantes : la chaussée de Sein (3 m/s), le Fromveur à Ouessant (4 m/s), le raz Blanchard (5 m/s).

Une première ferme pilote de petite taille est en construction par EDF à Paimpol-Bréhat, pouvant accueillir quatre machines de technologie Open Hydro (détenue partiellement par DCNS). Des prototypes d'Alstom, lauréat de l'appel à manifestation d'intérêt ADEME dans le cadre des programmes d'Investissements d'Avenir (2010), devraient également être testés sur ce site dès 2013.

Une troisième technologie française et lauréate du même appel à manifestation d'intérêt, Sabella, sera testée à Ouessant.

L'énergie marémotrice, la référence mondiale

En service depuis les années soixante, il n'y a pas d'autres projets de développement de cette technologie en France.

Energie houlomotrice, du potentiel à exploiter

Il existe plusieurs technologies brevetées en France et en cours de test. Le potentiel de cette technologie pour l'industrie française, à l'échelle mondiale, est très important

- DCNS et EDF détiennent la licence de la technologie CETO, où le convertisseur est entièrement sous l'eau et envoie de l'eau sous haute pression afin de produire de l'électricité à terre. Un premier démonstrateur sera

prochainement mis à l'eau à la Réunion, avec le soutien du plan de relance.

- HYDROCAP ENERGY détient le brevet de technologie SEACAP (principe utilisant une bouée en translation sur un pylône et un module de conversion d'énergie) avec le soutien de l'entreprise STX et de l'école de Nantes Centrale de Nantes (ECN).
- SBM, l'ECN et l'IFREMER détiennent le brevet de la technologie S3, lauréat en 2010 de l'appel à manifestation d'intérêt de l'ADEME.
- L'ECN porte aussi le projet SEA-REV, ainsi que la plateforme de démonstration et d'expérimentation SEM-REV au large du Croisic

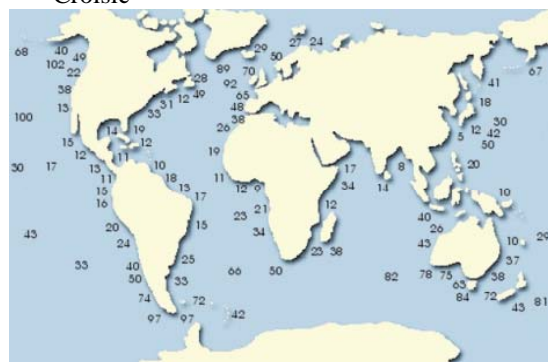


Figure 9 : Moyenne annuelle de la puissance des vagues, en kW/m de front aux vagues (Source : World Energy Council) –

Les technologies existantes requièrent au moins 20kW/m pour être exploitables.

L'énergie thermique des mers, la technologie française

Plusieurs utilisations de cette technologie sont en cours d'essai dans le monde, mais le premier prototype à grande échelle pour la production d'électricité est une technologie française, portée par DCNS. Un premier démonstrateur est attendu à la Martinique en 2015, en partenariat avec la Région Martinique et STX, et avec la contribution de l'IFREMER. Un premier prototype à échelle laboratoire a profité du soutien du plan de relance et est en exploitation à la Réunion. La principale technologie concurrente est développée par Lockheed Martin aux USA. D'autres principes technologiques, exploitant notamment les différentiels de température pour la production de froid, sont également à l'essai à la Réunion

L'énergie osmotique

Il n'y a pas encore de développement significatif de cette technologie en France.



4-Energies marines

Les acteurs de la filière

LES ACTEURS INDUSTRIELS







Exemples d'acteurs industriels étrangers

- Energéticiens: SSE, Vattenfall, Iberdrola, RWE, EDP R
- Constructeurs Hydrolien: Marine Current Turbines (GB), Tidal Generation Ltd (GB), Hammerfest Strom (Norvege), Voith Hydro (Allemagne), Verdant Power Ltd (USA), OPRC (USA)
- Constructeurs Houlomoteur: Pelamis (GB), Anaconda (GB), Wave Dragon (Denmark), Aqua Marine Power (GB), Ocean Power Technologies (GB), Voith Hydro (Allemagne), Oceantec (Espagne)
- Constructeurs ETM: Lockheed Martin

Exemples d'acteurs industriels français

- Énergéticiens: EDF EN, GDF-Suez
- Constructeurs Hydroliennes: Alstom (Clean Current - Canada), DCNS (Open Hydro - Irlande)
- Constructeurs Houlomoteurs: Alstom (AWS, GB), DCNS (CETO, Australie), Sabella, SBM
- Constructeurs ETM: DCNS, STX
- Installateurs: STX, Technip, Saipem, Geocan
- Bureau d'Etudes: Oceanide, L'Energie de la Lune

Exemples de démonstrateurs

Acteurs	Démonstrateurs
	Technologie houlomotrice CETO en cours de mise à l'eau à La Réunion.
	Brevet pour la technologie houlomotrice SEACAP , projet pour un prototype pré commercial.
Ecole Centrale de Nantes 	Développeur de la technologie houlomotrice SEA-REVE, dont le prototype est testé (projet de démonstrateur)
	EDF testera la technologie hydrolienne Open Hydro (détenue par DCNS) sur son site test est à Paimpol-Bréhat
	Avec la licence mondiale d'hydroliennes Clean Current, projet ORCA à Paimpol-Bréhat
	Premier petit prototype ETM construit à la Réunion. Démonstrateur en développement à la Martinique



4-Energies marines

L'ACCOMPAGNEMENT DE LA FILIERE

Syndicat des Énergies Renouvelables

Créé en 2009, la commission Energies Marines du syndicat des énergies renouvelables (SER) regroupe une vingtaine d'acteurs (laboratoires de recherche, industriels, développeurs de projets, etc.) exerçant une activité dans le secteur des énergies marines. Plusieurs missions ont été confiées à cette commission :

- Accompagner et promouvoir le développement d'une filière industrielle par la mise en place d'un cadre administratif et juridique adapté, la définition de conditions économiques favorables au développement des projets (financement de démonstrateurs, systèmes de soutien) et un soutien à la R&D, en étant force de proposition
- Susciter les opportunités de développement d'activité et d'emploi au service de la filière
- Identifier les compétences et expériences françaises et suivre les projets existants
- Entretenir et enrichir le dialogue avec les acteurs et usagers du monde marin : pêche, cultures marines, défenses, villes portuaires, opérateurs de logistique ;
- Promouvoir la filière auprès des pouvoirs publics et du grand public

Pôles de compétitivité

Clusters reconnus individuellement par l'État français, les « pôles de compétitivité » regroupent sur un même territoire des entreprises, établissements d'enseignement supérieur et organismes de recherche publics ou privés qui ont vocation à travailler en synergie pour mettre en œuvre des projets de développement économique pour l'innovation

Les principaux pôles de compétitivité dans le domaine des énergies marines sont les suivants :

Pôle de compétitivité de la région PACA

Le Pôle Mer PACA a été créé en 2005, et les énergies marines renouvelables font partie d'un des 10 programmes fédérateurs qui structurent les actions du pôle.

Le pôle travaille avec des entreprises et des laboratoires qui disposent d'un large panel de compétences reconnues notamment en robotique sous-marine, calcul dynamique structures et fluides, essais, simulateurs, environnement et biotechnologies

Le pôle Mer PACA renforce les complémentarités en étendant son territoire d'influence vers le Languedoc Roussillon, la Corse et les territoires ultramarins.

Pôle de compétitivité de la Bretagne

Le Pôle Mer Bretagne a été créé en 2005. Les atouts environnementaux (2700 km de côtes) et économiques de sa région lui permettant de s'investir dans les énergies renouvelables de la mer. C'est un réseau de plus de 300 adhérents, dont plus de la moitié sont des PME, une équipe d'ingénieurs et d'animateurs et 2900 chercheurs.

L'initiative IPANEMA

Des acteurs publics et privés, conscients de l'importance de structurer rapidement les programmes français visant au développement des énergies marines, s'étaient engagés dès octobre 2008 dans l'Initiative Partenariale Nationale pour l'émergence des Energies MARines (IPANEMA). Cette initiative fédère les acteurs du domaine afin d'élaborer des propositions détaillées pour le développement d'une filière scientifique et industrielle des énergies marines.



4-Energies marines

R&D et innovation

LA RECHERCHE ET LE DEVELOPPEMENT

La France compte des laboratoires d'excellence dans la plupart des disciplines nécessaires au développement des énergies marines renouvelables. Leurs activités de recherche sont néanmoins encore peu structurées et souffrent d'un manque de visibilité. La constitution d'une masse critique de chercheurs dans ce domaine est difficile. La dynamique actuelle visant à créer une plateforme commune de recherche (IEED) pourrait structurer et mobiliser les différents acteurs de la filière.

La robustesse des structures, les solutions de maintenance en mer de ces installations et des raccordements électriques jusqu'au réseau, comptent parmi les principaux défis technologiques et organisationnels de la filière.

Accompagner l'innovation

Aujourd'hui l'innovation est encouragée :

- par le soutien à la constitution de partenariats public-privé ;
- en facilitant l'accès au capital pour innover sur des technologies propres ;
- en favorisant des actions directes de groupes industriels locaux à l'aide des Pôles de Compétitivités ;
- par les programmes de soutien à la recherche et développement (Investissements d'Avenir) ;
- en facilitant l'accès aux financements européens (NER300, FP7, Eurogia+, ...).

Les principaux soutiens financiers

L'Etat accompagne la dynamique d'innovation, notamment au travers de deux dispositifs récents de financement mis en œuvre dans le cadre des Investissements d'Avenir. Le premier, géré par l'ANR, est doté de 1Md€ pour la création d'Instituts d'Excellence en Energie Decarbonée (IEED) ; le second est doté de 1,35 Mds€ pour le financement de démonstrateurs et de plateformes d'expérimentation pour les filières d'avenir dans le domaine des énergies décarbonées et de la chimie verte.

Pour organiser le soutien à la filière, l'ADEME a élaboré en 2009, avec un comité d'expert du secteur, une feuille de route technologique des énergies marines. Sur cette base, un premier appel à manifestation d'intérêt (AMI) pour des projets innovants a été lancé. Cinq projets ont été désignés lauréats en décembre 2010.

Le soutien global de l'Etat à la R&D repose également sur les dispositifs transversaux existants,

par exemple le financement des projets par le fonds unique d'investissement (FUI), ou encore le fonds démonstrateur européen NER300.

Sites d'essai

Les importantes évolutions attendues sur ces technologies passeront par la mise en œuvre de démonstrateurs, non seulement pour les aspects technologiques (nouveaux matériaux et designs innovants) mais également pour les aspects organisationnels de la filière (partenariats industriels) et les modèles économiques associés. En raison des forts investissements en capitaux nécessaires pour ce type de démonstrateurs et de la durée des projets, la mutualisation des compétences et moyens disponibles paraît indispensable dans cette course à la compétitivité et à l'innovation qui est lancée.

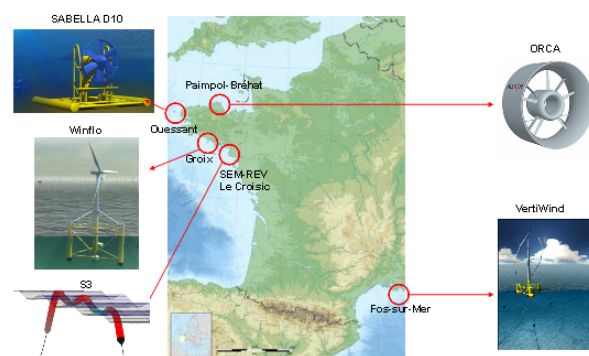


Figure 9 : Prototypes lauréats de l'AMI ADEME/Investissements d'Avenir et localisation prévue pour leur site d'essai (Source : Ifremer)

INSTITUTS DE RECHERCHE FRANÇAIS

IFREMER

L'IFREMER contribue fortement au développement des énergies marines. Créé en 1984, cet établissement public se concentre sur l'exploration des océans et de ses ressources, sur le milieu marin et le littoral, et participe au développement durable des activités maritimes. Source d'innovation pour le milieu marin, c'est le seul institut de ce type en Europe.

L'IFREMER est présent sur vingt-six sites répartis sur tout le littoral métropolitain et en Outre-Mer. L'Institut, dont le siège est à Paris, est organisé autour de 5 centres, le centre de Bretagne regroupant la plus importante communauté océanographique en Europe.



4-Energies marines

Ses principales missions, dans le cadre du développement des énergies marines renouvelables, sont :

- de contribuer, au niveau national et européen, à l'organisation de la recherche dans ce domaine et à la structuration de la filière;
- de mettre en œuvre des programmes de recherche sur les problématiques environnementales associées au développement de ces filières
- de contribuer, par la mise en œuvre de programmes de recherche et la participation aux projets industriels, au développement technologique des systèmes de production ;
- de conduire des études de simulation numérique et expérimentales grâce à des moyens d'essais appropriés (études hydrodynamiques, comportement des matériaux, études acoustiques,...) mis à disposition des développeurs de technologies ;
- d'assurer le suivi des littoraux et de la mer.

Ecole Centrale de Nantes

L'Ecole Centrale de Nantes (ECN) forme, entre autres, des ingénieurs spécialisés dans les Energies Marines. L'Ecole héberge également un Laboratoire de Mécanique des Fluides (LMF), dont le cœur de métier est l'étude de la modélisation, la simulation et l'expérimentation des écoulements de fluides. Le LMF possède des infrastructures expérimentales uniques : bassin des carènes, zone d'essai sur houle bidimensionnelle, soufflerie aérodynamique et bancs d'essai moteurs. Leur vocation est de servir les communautés scientifiques française et européenne. Ces équipements sont ouverts à la recherche et au développement effectués dans l'industrie navale et offshore, la plaisance et l'aviron.

ENSTA Bretagne

L'ENSTA Bretagne est un établissement public d'enseignement supérieur et de recherche sous tutelle de la Direction Générale de l'Armement (DGA) du ministère de la Défense. Elle partage ce statut avec 3 autres écoles, l'Ecole Polytechnique à Palaiseau, l'ISAE (Institut supérieur de l'aéronautique et de l'Espace) à Toulouse, et l'ENSTA ParisTech (Ecole Nationale Supérieure de Techniques Avancées) à Paris. L'ENSTA Bretagne mène des activités de R&D principalement axées sur les sciences et technologies de l'information et de la communication et sur la mécanique des structures navales. Elle est ainsi administrateur du « GIS Europôle Mer » et des pôles de compétitivité «Mer Bretagne» et «ID4CAR». L'ENSTA Bretagne

est également membre des pôles de compétitivité «Image et réseaux » et « EMC2 ».

Il propose également un Mastère en Energies Marines Renouvelables. Cette formation, accréditée par la Conférence des Grandes Ecoles, fait intervenir l'ENSTA Bretagne, l'Ecole Navale, Télécom Bretagne, l'IUEM/UBO, l'ENIB, Ifremer et le Cetmef avec l'objectif de former les chefs de projet et les directeurs de programme qui sauront concevoir et développer la filière des énergies marines renouvelables.

IFP Energies Nouvelles

IFP Energies Nouvelles est un organisme public de recherche, d'innovation et de formation intervenant dans les domaines de l'énergie, du transport et de l'environnement. Sa mission est d'apporter, aux acteurs publics et à l'industrie, des technologies performantes, économiques, propres et durables pour relever les défis sociétaux liés au changement climatique, à la diversification énergétique et à la gestion des ressources en eau.

Pour accompagner le développement des Energies Marines, l'IFP Energies Nouvelles s'appuie sur son expertise dans les domaines du forage et de la production pétrolière offshore. Ingénierie de conception, mécanique des structures, mécanique des fluides, physico-chimie des matériaux sous contraintes, optimisation hydrauliques de machines tournantes : autant de compétences qui seront mises à contribution dans les programmes de recherche qui sont en cours de lancement. Les recherches seront conduites en collaboration avec des partenaires académiques et industriels, avec l'appui des pôles de compétitivité Mer-Bretagne et PACA.

INSTITUTS DE RECHERCHE INTERNATIONAUX

NAREC / EMEC en Grande Bretagne

Le National Renewable Energy Centre (Narec, centre national des énergies renouvelables) permet de tester des modèles réduits de prototypes dans un environnement contrôlé. L'European Marine Energy Centre (EMEC, centre européen des énergies marines) permet l'installation en pleine mer de prototypes grâce à plusieurs sites disposant de connexions au réseau électrique terrestre. Wave Hub assure les mêmes fonctions, mais uniquement pour les dispositifs de conversion de l'énergie des vagues. Chacun de ces centres d'essais est couplé à des infrastructures de recherche.

Contributeurs : Georgina Grenon, Franck Delplace



5- Solaire photovoltaïque

Définition et technologies existantes

L'énergie solaire photovoltaïque transforme le rayonnement solaire en électricité grâce à des cellules photovoltaïques intégrées à des panneaux installés sur des bâtiments ou posés sur le sol.

LES DIFFERENTES TECHNOLOGIES

Les systèmes photovoltaïques sont composés de cellules permettant la transformation de l'énergie lumineuse en courant électrique continu. Ces cellules sont assemblées sous forme de modules (ensemble de cellules couplées) qui sont implantés sur des supports de fixation permettant d'assurer la résistance mécanique et l'étanchéité du système.

Le courant continu issu des modules est transformé en courant alternatif via un onduleur. Il est ensuite injecté sur le réseau de distribution d'électricité si le panneau est raccordé, ou bien consommé directement sur le lieu de production. Dans tous les cas, un système de stockage (généralement des batteries) peut être couplé au système.

Quatre générations technologiques coexistent, à des stades différents de maturité :

- Cellules en Silicium Cristallin
- Cellules en Couches Minces
- Cellules organiques
- CPV : les rayons lumineux sont concentrés par des lentilles optiques sur une petite surface photovoltaïque à haut rendement.

Les panneaux de première génération : au silicium

Les panneaux de première génération sont constitués de fines plaques de silicium mono ou multi-cristallin. Ces cellules ont un bon rendement (15 à 20%) et le prix le plus bas du marché. Elles représentent plus de 80% des cellules existantes.

La durée de vie de ces panneaux est estimée à 35 ans.

Les panneaux de deuxième génération : à couches minces

Les panneaux de deuxième génération sont fabriqués en déposant une ou plusieurs couches semi-conductrices et photosensibles sur un support de verre, de plastique ou d'acier.

Cette technologie permet de diminuer les coûts de fabrication mais le rendement des cellules est moindre.

Différents produits sont disponibles. Certains intègrent dans leur composition des éléments chimiques rares (comme l'indium, le sélénium, le Gallium) et parfois même controversés, comme le tellure de cadmium.

Les panneaux de troisième génération : cellules organiques

Les panneaux de troisième génération sont constitués de molécules organiques. Il y a trois types de cellules photovoltaïques organiques : les moléculaires, celles en polymères et les organiques hybrides.

Ces technologies sont encore au stade de la recherche et développement. Néanmoins, ces cellules sont déjà utilisées dans certaines applications spécifiques à faible consommation et forte valeur ajoutée comme les calculatrices ou le rechargement des appareils nomades.

CPV : le photovoltaïque concentré

Les centrales photovoltaïques à concentration utilisent des lentilles optiques qui concentrent la lumière sur de petites cellules photovoltaïques à haute performance. Pour fonctionner, il est nécessaire de suivre le soleil tout au long de la journée avec un système mécanique pivotant. Cette technologie n'est aujourd'hui économiquement viable que dans les zones où l'ensoleillement est très important.



Chaîne de valeur

Focus sur la chaîne de valeur du solaire photovoltaïque en France

Les laboratoires de recherche

En France, une trentaine de laboratoires sont actifs dans le domaine du solaire photovoltaïque.

Leurs activités de recherche portent essentiellement sur la filière du silicium cristallin, la plus mature aujourd'hui dans l'industrie du photovoltaïque. Le champ de la recherche s'étend également sur les technologies de deuxième et troisième génération : couches minces, cellules photovoltaïques de type organique ou hybride et concepts à très hauts rendements.

Les principaux laboratoires sont issus du CEA, du CNRS, des universités et des écoles d'ingénieurs. Deux instituts sont spécialisés : l'INES (Institut National de l'Énergie Solaire) et l'IRDEP (Institut de recherche et développement sur l'énergie photovoltaïque).

Les équipementiers et fournisseurs de matériaux

En France, une quarantaine d'équipementiers et de fournisseurs de matériaux sont actifs dans le domaine du solaire photovoltaïque.

Les équipementiers fournissent le matériel nécessaire à la production de cellules et de modules : pompes à vide, équipements réalisant les dépôts sous vides, fours de ségrégation, robots industriels multi-axes, machines de sérigraphie, lasers de micro-usinage, éléments de transport pour les cellules, filtres purificateurs et revêtements, de fours, de pièces usinées, etc...

Les fournisseurs de matériaux approvisionnent les fabricants en silicium raffiné, lingots et plaquettes, silane, gaz spéciaux ou liquides de polissage.

Les fabricants de cellules et de modules

Une petite vingtaine d'entreprises de fabrication de cellules et de modules photovoltaïques est implantée en France.

Elles conçoivent, fabriquent et commercialisent les cellules et/ou les modules. Parmi les fabricants de modules, certains peuvent intégrer toute la chaîne de fabrication ou intervenir uniquement au niveau de l'encapsulation des cellules.

En France, seulement un fabricant dispose d'une capacité de production intégrée.

En 2011, la capacité de production française est estimée proche de 800 MW pour les modules et de 300 MW pour les cellules.

Les fabricants de matériel électrique

Près de cinquante entreprises sont impliquées en France dans la fabrication de matériel électrique pour les installations solaires photovoltaïques.

Le passage du module photovoltaïque à un système opérationnel nécessite en effet l'intégration de nombreux composants électriques : boîtes de jonction, câblage, connectiques, parafoudres, interrupteurs sectionneurs, armoires et coffrets, cartes électroniques, compteurs d'électricité, optimiseurs de productible, trackers ou héliostats, éléments de stockage, tableaux électriques, monitoring des installations, groupes électrogènes ou encore systèmes électroniques.

Les fabricants de composants de structure

Plus de soixante entreprises interviennent en France dans la fabrication de composants de structure.

Ces composants permettent l'intégration des systèmes photovoltaïques dans les toitures ainsi que la réalisation des structures porteuses pour les centrales au sol.

Ces acteurs peuvent être spécialisés dans les profilés ou la fabrication d'encapsulant, dans les produits de bardage, les fixations et ossatures secondaires, la visserie, les tuiles composites, les membranes d'étanchéité, les bicouches bitumées, les panneaux de signalisation ou encore les ombrières de parking, verrières, façades et auvents.

L'aval de la chaîne de valeur

Près de 5 000 entreprises sont positionnées en France à l'aval de la chaîne de valeur, qui est le maillon qui s'est le plus développé ces dernières années dans le solaire photovoltaïque.

Ces entreprises sont positionnées sur différents métiers de l'aval : maître d'ouvrage, développeur, bureau d'études, distributeur, grossiste, fournisseur de services spécialisés (maintenance, suivi de performance, suivi juridique, assurance, formation, etc.), assembleur (qui fournissent aux installateurs des systèmes complets en répondant à un cahier des charges), installateur et exploitant.

Le photovoltaïque n'est cependant pas toujours leur activité principale.



Le contexte réglementaire

Des procédures simplifiées pour les installations résidentielles ; un contrôle fort pour les centrales au sol

LE CONTEXTE REGLEMENTAIRE

NATIONAL

L'installation de dispositifs photovoltaïques est soumise à plusieurs réglementations (code de l'urbanisme, de la construction, de l'environnement, de l'énergie...) et nécessite d'effectuer un certain nombre de démarches préalables suivant le type de l'installation.

Pour les installations de puissance inférieure à 3kWc une simplification des démarches administratives a été mise en place en 2009. A l'opposé, depuis 2009, les installations au sol de puissance supérieure à 250kWc sont soumises à des procédures contraignantes afin de s'assurer qu'elles présentent un impact paysager, environnemental et urbanistique le plus faible possible.

La réglementation d'urbanisme

Les installations sur bâtiments modifient l'aspect général du bâtiment et sont soumises à déclaration préalable de travaux ou à permis de construire selon que le bâtiment est existant ou neuf. L'obtention de l'autorisation d'urbanisme s'étale sur 1 à 3 mois.

Pour une installation au sol de moins de 250 kW, seule une déclaration préalable de travaux est requise. Elle s'obtient en moins de trois mois.

Pour les installations au sol de plus de 250 kW, un permis de construire doit être demandé, ce dernier doit être accompagné d'une étude d'impact environnemental (sauf exception cette étude doit se dérouler au printemps) et d'une enquête publique (décret 2009-1414 du 19 novembre 2009, article R-122 et R-123 du code de l'environnement). Ces premières étapes s'étalent en général sur 1 an.

Démarche au titre de l'électricité

Chaque producteur d'électricité doit normalement faire une demande d'autorisation d'exploiter au titre électrique.

Les installations photovoltaïques de moins de 250 kWc sont dispensées de demandes.

Une simple déclaration sur Internet est suffisante pour les installations de puissance comprise entre 250 kW et 4,5MW.

Pour une installation de plus de 4,5MW, une autorisation par courrier auprès du ministère en charge de l'énergie est obligatoire. Son obtention s'étale sur 4 mois.

L'obligation d'achat

Pour les installations photovoltaïques souhaitant bénéficier de l'obligation d'achat et de puissance supérieure à 250 kW, il est nécessaire de demander une certification ouvrant droit à l'obligation d'achat auprès de la DREAL (direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement).

Les installations de moins de 250 kW sont dispensées de demandes.

Demande de raccordement

Une installation photovoltaïque souhaitant être raccordée au réseau doit effectuer une demande de raccordement au réseau. A l'exception des centrales raccordées auprès du gestionnaire de réseau de transport, cette demande ne peut être faite que lorsque l'autorisation d'urbanisme a été accordée.

Au bout de trois mois une proposition technique et financière (PTF) est faite par le gestionnaire de réseau qui indique le prix du raccordement.

Le porteur a 3 mois pour accepter la proposition.

La date de dépôt de la demande de raccordement fixe aujourd'hui le niveau du tarif d'achat.

Les dernières étapes

Une fois l'autorisation d'urbanisme accordée et la PTF acceptée, le producteur peut réaliser sa centrale photovoltaïque. Celle-ci sera ensuite raccordée au réseau selon le planning contenu dans la proposition de raccordement. Une fois raccordée, la personne signe son contrat d'achat avec EDF Obligation d'achat.



Les marchés

LE MARCHÉ MONDIAL

Le marché du photovoltaïque est en très forte croissance depuis 20 ans, notamment depuis 2000. La production annuelle de cellules a été multipliée par 100 entre 2000 et 2010.

Mais la plus forte croissance mondiale en capacité installée a été atteinte en 2010 avec 16 GW installés en 2010 (sur un parc existant de 40 GW), contre près de 7 GW installés en 2009.

A l'échelle mondiale, l'Allemagne, l'Espagne, les États-Unis et la Chine sont parmi les pays les plus impliqués dans le développement de la filière.

L'Asie concentre la plus grande partie de la production de cellules (82,3%) et devance largement la production européenne (13,1%) et américaine (4,6%).

La technologie de silicium polycristalin est toujours dominante, représentant plus de la moitié du marché installé en 2010.

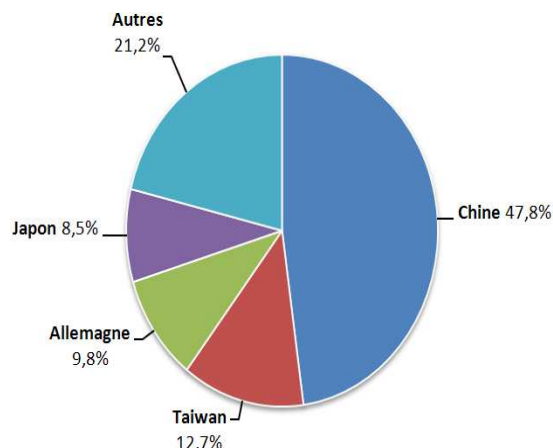


Figure 1 : Production de cellules par pays en 2010 (source : Eurobserv'er)

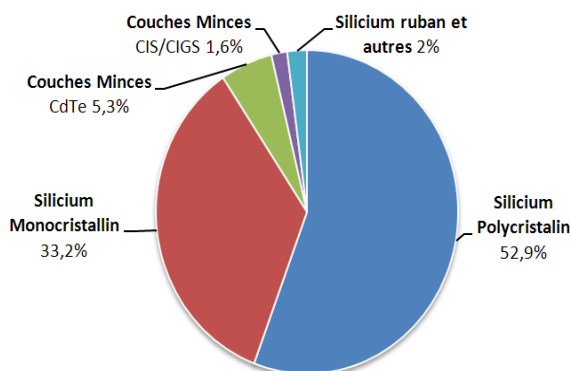


Figure 2 : Production de cellules par type de technologie en 2010 (source : Eurobserv'er)

LE MARCHÉ EUROPEEN

Capacités installées

L'union européenne reste le principal lieu d'implantation des centrales photovoltaïques, avec 13 GWc installés durant l'année 2010 - soit plus du double qu'en 2009 où 5,9 GWc avaient été installés - ce qui représente la moitié de la capacité installée à ce jour (29 GWc).

Plus de trois quarts de la puissance installée dans le monde en 2010 est en Europe. Le pays chef de file est l'Allemagne qui a confirmé sa place de premier producteur mondial d'électricité photovoltaïque avec 17,4 GWc de capacité installée cumulée à la fin 2010.

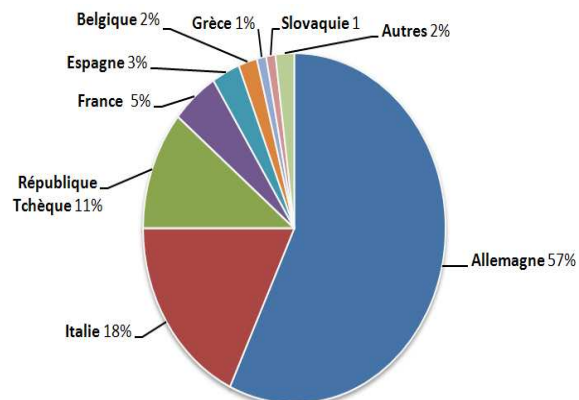


Figure 3 : Puissance photovoltaïque installée supplémentaire en 2010 dans l'Union Européenne (MWc) (source : Eurobserv'er)

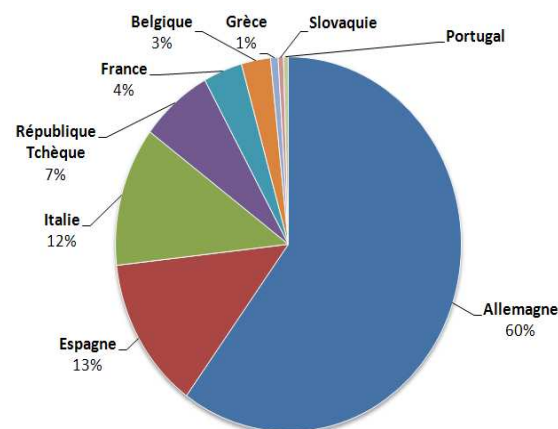


Figure 4 : Puissance photovoltaïque cumulée dans les pays de l'UE en 2010 (source : Eurobserv'er)

Mesures incitatives

La plupart des pays européens disposent aujourd'hui d'une stratégie incitative appuyée sur des tarifs d'achat de l'électricité d'origine photovoltaïque conjugués, dans plusieurs cas, à des aides fiscales complémentaires.

Si ces dispositifs de soutien ont contribué au développement des installations solaires photovoltaïques en Europe et à l'augmentation de la portion d'électricité produite par ces panneaux, ils n'ont pas suffi à doter l'Europe d'une position industrielle prépondérante. La part de l'Europe dans la production mondiale de cellules est passée de 19,8% en 2009 à seulement 13,1% en 2010 et cette tendance se poursuit en 2011.

LE MARCHÉ FRANÇAIS

Capacités installées

Fin 2010, la puissance raccordée des panneaux photovoltaïques dépassait 1GWc, soit le triple du parc photovoltaïque français installé à la fin de l'année 2009.

En effet le rythme des raccordements s'est accéléré dans la plupart des régions métropolitaines, mais plus encore en Aquitaine, Midi Pyrénées, Provence-Alpes- Cotes d'Azur et Rhône-Alpes qui totalisent plus de la moitié des nouvelles puissances raccordées.

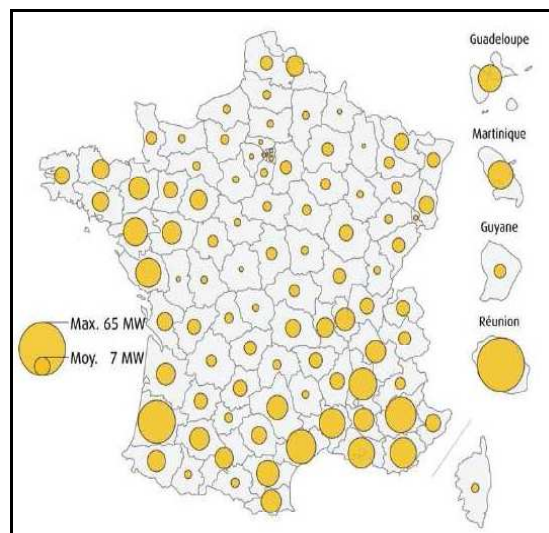


Figure 5 : Puissance photovoltaïque raccordée par département au 20 septembre 2010 (source : SER)

L'économie du marché

La filière industrielle française est minoritaire sur son propre marché. La balance commerciale est déficitaire d'environ 1,5 Md€ sur l'activité photovoltaïque.

Les effets de levier du dispositif de soutien français sont variables selon les segments de la chaîne de valeur.

Selon le syndicat des énergies renouvelables, le nombre d'emplois directs dans la filière photovoltaïque en 2010 était de 25000. La majorité des emplois en France sont aujourd'hui concentrés sur une partie minoritaire de la valeur ajoutée sur la chaîne de valeur. L'objectif est de permettre à des acteurs de se développer sur l'ensemble de la chaîne de valeur.

Les acteurs de la filière

LES ACTEURS INDUSTRIELS

Historiquement dominée par les entreprises allemandes, américaines et dans une moindre mesure japonaise, l'industrie de fabrication des cellules photovoltaïques connaît aujourd'hui de profondes évolutions avec la naissance de nouveaux acteurs.

Ainsi, depuis 2008, un grand nombre d'usines asiatiques ont vu le jour pour constituer la principale capacité de production de cellules photovoltaïques à base de silicium cristallin.

L'essor de la filière photovoltaïque se traduit également par une augmentation du nombre d'entreprises spécialisées dans l'assemblage des modules en panneaux et dans l'installation et l'entretien des dispositifs photovoltaïques.

Les 10 premiers fabricants de cellules Photovoltaïques (en MWc)				
Entreprises	Pays	Technologie des cellules	Production 2010	Capacité de production 2011
Suntech Power	Chine	Crystalline (mono /multi) / thin Film (a-Si,mc-Si)	1575	2400
JA Solar	Chine	Crystalline (multi)	1460	3000
First Solar	USA	thin film modules (CdTe)	1412	2254
Trina Solar	Chine	Crystalline (mono)	1064	1900
Yingli Green Solar	Chine	Crystalline (multi)	1062	1700
Q-Cells	Allemagne	Crystalline (mono /multi) / Thin film (CIGS,CdTe)	1014	1335
Motech Industries	Taiwan	Crystalline (mono-multi)	945	1800
Sharp	Japon	Crystalline (mono /multi) / thin Film (a-Si,mc-Si)	910	1400
Gintech	Taiwan	Crystalline (mono-multi)	827	1500
Kyocera	Japon	Crystalline (mono-multi)	650	1000

Figure 6 : Les 10 premiers fabricants de cellules photovoltaïques (en MWc) en 2010/2011(source : Eurobserv'er)

Solaire photovoltaïque

	R&D	Équipements de production	Matériaux solaires + Wafer	Cellules Modules	Matériel Electrique	Ensembleurs + composants structures	Installateurs / ingénierie
Valeur ajoutée*	Répartie sur la chaîne de valeur			16% + 21%	20%		20%
Emplois**	1 220	680	600	1 910	1 670	2 150	16 680 (68%)
Acteurs (exemples)	<ul style="list-style-type: none"> •CEA / INES •CNRS •IRDEP •Pôles de compétitivité •EDF ENR •PV Alliance 	<ul style="list-style-type: none"> •ECM •Semco •Vincent •Adixen •Eolite •Mersen (ex Carbone Lorraine) •EFD •Vesuvius 	<ul style="list-style-type: none"> •Air Liquide •Saint Gobain •Mersen •Arkema •Total •Axter •Tenesol 	<ul style="list-style-type: none"> •Photowatt •MPO •Apollon Solar •EMIX •S'Tile •Fonroche •Solsia •Bosch •Nexcis •Tenesol •Solaire Direct 	<ul style="list-style-type: none"> •Ainelec •Comeca •Comel •Emelec •Leroy Somer •Saft •Socomec •Schneider E. •SMA France •Alstom Grid 	<ul style="list-style-type: none"> •Photowatt •Clipsol •Tenesol •Apex Solar •Fonroche •Solaire Direct •Giordano •Exosun •Auverson •Mecosun •Suncco 	<ul style="list-style-type: none"> •EDF EN •GDF Suez •Solaire Direct •Evasol •Cegelec •Aerowatt •Suncco

Figure 7 : Chaîne de valeur et principaux acteurs de la filière Photovoltaïque en France (janvier 2011, source: SER / PWC / DGEC)

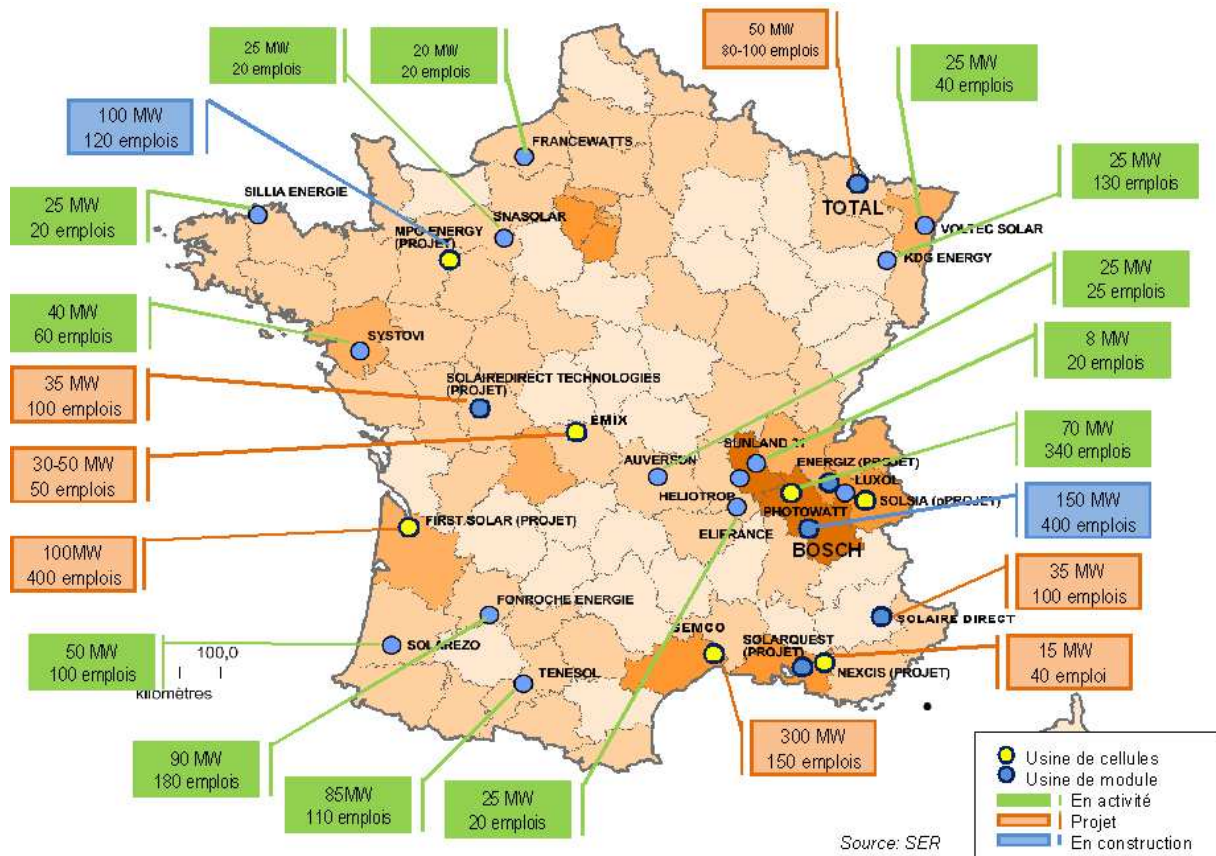


Figure 8 : Industrie et projets industriels Photovoltaïque sur l'hexagone (Avril 2011, source : SER)



Zoom sur la fabrication de cellules et de modules

L'amont de la filière industrielle française est peu développé avec une capacité de production de cellules de 90 MW, pour 320 emplois directs :

- un acteur historique: Photowatt (70 MW),
- deux acteurs de niches, Solems et Free Energy.

Un projet d'usine d'une capacité de production de 100 MW/an est en cours de construction par le consortium PV 20- MPO- Emix. Plusieurs projets sont également à l'étude, dont celui de First Solar (Cd-Te 150 MW/an) et celui de PV alliance (Hétérojonction: 100 MW/an).

La filière d'encapsulation et de fabrication de modules est plus développée et dynamique, représentant 380 MW pour 615 emplois directs, repartis dans plusieurs usines. Les deux acteurs principaux sont Tenesol (90 MW) et Fonroche (70 MW). En complément, Bosch Solar construit actuellement une usine de 100 MW/an à Venissieux qui représentera 400 emplois directs.

Zoom sur les actions de l'Etat pour le soutien de la filière photovoltaïque

Dans le contexte Européen, l'Etat dispose de trois axes principaux de soutien à la filière :

1. Soutien au développement d'un marché local
 - Tarifs, appel d'offres, réglementation
 - Prise en compte de l'impact environnemental, critères de qualité, labellisation, normalisation
2. Soutien à la R&D
 - Aides et subventions
 - Soutien aux structures de recherche, notamment partenariales, publiques-privées
3. Accompagnement à la structuration de la filière
 - Travaux menés dans le cadre du Comité stratégique aux écoindustries (COSEI)
 - Formation et certification des professionnels
 - Certification d'équipements et d'installations

LES REPRESENTANTS DE LA FILIERE

Fédérations professionnelles

EPIA

Installée à Bruxelles, l'European Photovoltaic Industry Association (EPIA), est l'association industrielle dédiée au marché de l'énergie photovoltaïque. Cette association a pour objectif de promouvoir le photovoltaïque à un niveau national, européen et mondial, ainsi que d'assister ses membres dans le développement de leur entreprise

à la fois dans l'Union Européenne et sur les marchés d'exportation.

Avec plus de 240 membres issus de tout le secteur photovoltaïque, l'EPIA est la plus grande association industrielle de photovoltaïque. En outre, elle est la seule structure représentative de la filière photovoltaïque en Europe.

Ses membres sont présents à toutes les étapes de la chaîne de valeur : de la production du silicone, des cellules et des modules de production aux systèmes de développement et à la génération d'électricité photovoltaïque jusqu'à la commercialisation des systèmes photovoltaïques.

EPIA est membre fondateur de :

- l'EREC : European Renewable Energy Council
- l'ARE : Alliance for Rural Electrification
- PV CYCLE : European association for the recovery of photovoltaic modules

EPIA est en outre membre de :

- l'IEA-PVPS : International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme
- l'EUFORES : European Forum for Renewable Energy Sources
- l'EPIA qui coordonne la plateforme de technologie photovoltaïque européenne

Enfin, l'EPIA est active à un niveau national à travers des collaborations avec des associations et agences nationales (comme le syndicat des énergies renouvelables en France). Ces collaborations nationales sont essentielles pour assurer le développement d'un véritable marché photovoltaïque européen.

PV Cycle

PV CYCLE a été fondé en juillet 2007 pour accompagner l'engagement de l'industrie photovoltaïque à mettre en place un programme de retrait volontaire et de recyclage pour les modules en fin de vie et de prendre la responsabilité des modules photovoltaïques à travers leur entière chaîne de valeur.

A travers PV Cycle, l'industrie photovoltaïque veut installer un règlement général pour la gestion des déchets et le recyclage qui atteindrait les plus hautes collections de recyclage de modules photovoltaïque économiquement atteignable et environnementalement possible.

PV Cycle représente aujourd'hui près de 90% du marché photovoltaïque européen.

SER (Syndicat des énergies renouvelables) et SOLER

SOLER est la branche solaire photovoltaïque du syndicat des énergies renouvelables qui réunit

environ 200 membres dans la filière, présents à toutes les étapes de la chaîne de valeur.

SOLER représente ainsi plus de 80% des acteurs industriels actifs sur le marché français du photovoltaïque et a pour mission :

- de représenter la filière photovoltaïque auprès des pouvoirs publics ;
- de permettre l'implication des entreprises adhérentes lors d'élaboration de normes et règles de bonnes pratiques ;
- d'assurer la promotion de la filière industrielle française, notamment auprès des médias ;
- de donner des informations aux membres sur la profession et son environnement ;
- d'assurer un suivi de tous les sujets juridiques, économiques, techniques, et environnementaux.

SOLER participe également à la gestion des appellations QualiSol, QualiPV et AQPV.

ENERPLAN

ENERPLAN est une association créée en 1983 qui représente les acteurs français de l'énergie solaire et agit pour la promotion et le développement de la filière.

Il regroupe des industriels, ensembleurs, des bureaux d'études, des installateurs, des architectes, un « Espace Info Energies » et des énergéticiens.

Enerplan travaille en partenariat avec l'ADEME, les pouvoirs publics et les autres organisations professionnelles

Les pôles de compétitivité

Clusters reconnus individuellement par l'État français, les « pôles de compétitivité » regroupent sur un même territoire des entreprises, des établissements d'enseignement supérieur et des organismes de recherche publics ou privés qui ont vocation à travailler en synergie pour mettre en œuvre des projets de développement économique pour l'innovation.

Les principaux pôles de compétitivité dans le domaine du solaire sont Tenerrdis, Derbi, Capenergies et S2E2

Tenerrdis

Ce pôle rassemble plus de 185 acteurs et a labellisé plus de 500 M€ d'investissements depuis 2005 sur trois technologies principales.

Il se concentre sur cinq axes stratégiques : animation et coordination des acteurs de la recherche partenariale, prospective sur les

compétences et la formation, soutien aux PME, développement international, et coordination nationale inter-pôles.

Le pôle Tenerrdis a également signé une charte de coopération avec les trois pôles de compétitivité des nouvelles technologies de l'énergie : Capenergies, Derbi et S2E2.

Derbi

Le Pôle de compétitivité DERBI réunit en région Languedoc-Roussillon, les entreprises, laboratoires, universités, centres de formation, fédérations professionnelles, organismes financiers et collectivités territoriales impliqués dans le développement des énergies renouvelables appliquées au bâtiment et à l'industrie, et donc notamment le solaire photovoltaïque.

Capenergies

Localisé à Saint Paul lez Durance, en Provence Alpes Cotes d'Azur, ce pôle a pour mission de développer des énergies non génératrices de gaz à effet de serre.

Capenergies regroupe aujourd'hui plus de 400 acteurs présents en PACA, en Corse, à Monaco ainsi que sur les îles de la Guadeloupe et de la Réunion, représentant l'ensemble de la palette des énergies concernées, des PME-PMI et TPE aux grands groupes industriels en passant par les laboratoires et organismes de recherche ainsi que les centres de formation.

Il vise à tirer parti des atouts de ses régions pour développer une filière énergétique d'excellence adaptée aux mutations industrielles et accroître les parts de marché à l'international.

S2E2

S2E2 a été labellisé en 2005 et il est basé à Tours en région Centre. Il vise à la mobilisation des compétences technologiques et des potentialités de ses membres, et de leurs partenaires, afin de mettre au point des solutions industrielles innovantes et pertinentes, d'apporter des réponses à ces défis environnementaux planétaires et cruciaux, de proposer des alternatives aux produits et technologies actuels.

Pouvant porter sur les matériaux, les procédés, les composants, les systèmes ou sous-systèmes, ou les produits finis, les projets du Pôle S2E2 ont comme dénominateur commun l'obtention de gains significatifs en matière d'efficacité énergétique. Exemples de R&D associé : panneaux solaires photovoltaïques intelligents, cellules solaires optimisées, système de panneaux de signalisation routière autonomes



La recherche et le développement

Les travaux de R&D français portent sur toutes les générations de modules (silicium cristallin à homojonction, couches minces, nouvelles génération : cellules multi jonctions, photons à basse énergie, organiques...).

A ce jour, chacune de ces technologies offre des perspectives d'innovation des cellules, avec des caractéristiques de rendement et coût pouvant répondre à des besoins spécifiques du marché.

Les perspectives d'innovation sont également très significatives dans le domaine des équipements industriels de fabrication ainsi que dans le domaine des matériaux et des systèmes électriques associés aux panneaux photovoltaïques.

La R&D dans le photovoltaïque en France s'organise autour de l'Institut national de l'énergie solaire (INES), créé en juillet 2006, et de plusieurs centres de recherche amont dont en particulier l'Institut de recherche et développement sur l'énergie photovoltaïque (IRDEP, institut mixte CNRS -EDF -ENSCP).

Zoom sur la Feuille de Route Photovoltaïque 2010 (ADEME)

Principales cibles 2020

Validation des règles technologiques et de marché pour une intégration massive des installations photovoltaïques au système électrique

Emergence d'industriels spécialistes des technologies « intégrées au bâti »

Réduction des coûts d'investissement de 2010 d'au moins un facteur 2 pour les solutions photovoltaïques connectées au réseau

Emergence d'au moins deux champions nationaux dans la fabrication de cellules/modules couches minces

Consolidation des plateformes de R&D pour transfert accru des résultats de recherche vers des industriels bien établis ou des jeunes pousses

Pour y arriver, principaux verrous à lever :

Réduire le coût des systèmes photovoltaïques

Soutenir les filières de production pour conserver les compétences technologiques de base

Comprendre les nouveaux modèles d'affaires utilisant l'électricité photovoltaïque

Réduire l'impact environnemental

Intégrer les technologies photovoltaïques dans les composants bâtiments

Adapter l'éducation et la formation

ACTEURS PRINCIPAUX DE LA RECHERCHE

L'INES

L'INES a été créé en 2006, pour encourager l'utilisation et le développement de l'énergie solaire en France. Il est installé sur le technopôle de Savoie « technolac », près de Chambéry.

Cet institut s'organise autour de deux plateformes :

- **la R&D et l'innovation** : centre d'excellence en recherche solaire à l'échelle nationale et internationale, l'INES porte des travaux sur les nouvelles technologies solaires tout le long de la chaîne de valeur, en incluant les applications du type bâtiments résidentiels et tertiaires. Il appuie les transferts technologiques vers les partenaires industriels.
- **la formation et l'évaluation** : enseignement en matière d'énergie solaire (et de maîtrise de l'énergie dans le bâtiment) au niveau national et international à tous publics, publication des documents multimédia, accompagnement et analyse des projets, diffusion des procédés, des méthodes et des logiciels concernant la filière.

L'IRDEP

L'IRDEP se positionne à l'international sur les technologies de modules photovoltaïques de 2ème et de 3ème générations par rapport à la technologie silicium en place.

Les thèmes de recherche sont :

- les cellules solaires en couches minces à base du matériau CuInSe₂ (CIS - cuivre indium sélénium) préparé par électrolyse (projet CISEL).
- les nouveaux concepts à très hauts rendements (projet PV - THR).

Le site ERDF R&D accueille sur un site de 800m² les équipes de l'IRDEP. Il rassemble environ 45 personnes du CNRS, d'EDF et de Chimie-ParisTech.

LE SOUTIEN AUX FINANCEMENTS DE PROJETS

L'Etat soutient la R&D à travers les dispositifs existants depuis plusieurs années et au total plus de 100 M€ ont été déjà engagés pour accompagner la filière. Par exemple, dans le cadre du Fonds Unique

d'Investissements (FUI), 9 projets ont été labellisés pour un total de 14 M€ d'aides depuis 2007.

Ces moyens pour la R&D ont été récemment renforcés dans le cadre des Investissements d'Avenir, des FUI et des programmes d'Oséo.

Exemples de projets structurants financés par OSEO ISI

Projet	Partenaires	Technologie	Investissement / Aides
Solar Nano Crystal	PV alliance, EMIX, Semco, Apollon Solar, CEA	Silicium haute performance rendement >20%, 1€/Wc	129M€ / 5 ans, 46M€ d'aide
PV 20	MPO, Emix, Semco, Tenesol, Yrisolar, Armines	Silicium haute performance 100MW rendement >20%, 1€/Wc	25M€ / 4 ans, 10M€ d'aide
Solcis	Nexcis, Semco, Impika, Eolite, SOlems, CNRS	Couches minces CIGS rendement >12%, 1€/Wc	230M€ / 3 ans, 10M€ d'aide
Oscar	Plasto, Alcan, Arkema	rendement >10%, 1€/Wc	20M€ / 4 ans, 6M€ d'aide

Contributeurs : Georgina Grenon, Julien Marchal



6-Solaire thermodynamique

Définition et technologies existantes

L'énergie solaire thermique est récupérée sous forme de chaleur par l'intermédiaire d'un système (absorbeur) qui transforme le rayonnement solaire en chaleur (énergie calorifique). La chaleur ainsi récupérée – et fortement concentrée - peut être utilisée pour la production d'électricité ou directement en tant que vapeur.

LES DIFFERENTES TECHNOLOGIES

Le principe de ces technologies est de concentrer le rayonnement solaire sur un récepteur permettant de chauffer à haute température un fluide caloporteur. Ce fluide transporte la chaleur qui actionnera ensuite une turbine afin de faire tourner un générateur d'électricité, ou bien sera récupérée pour un procédé industriel.

Le système de concentration constitue le principal poste d'investissement d'une centrale (environ 50%), c'est donc un élément essentiel pour assurer la viabilité économique de la filière.

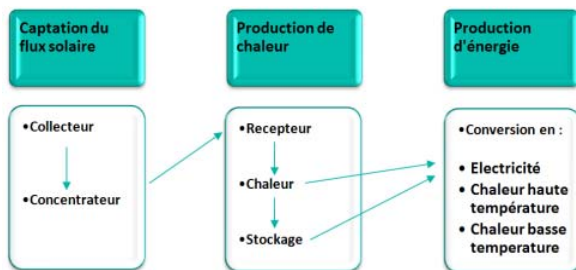


Figure 1 : Cycle de production (source : SER)

Cylindro-parabolique

Ce système se compose de plusieurs rangées parallèles de miroirs cylindro-paraboliques qui tournent autour d'un axe horizontal permettant aux miroirs de suivre le soleil. Les miroirs peuvent dépasser les 100 m de long, avec une surface de 5 à 6 m de diamètre.

La lumière se concentre sur un tube récepteur en acier inoxydable dont le revêtement est conçu pour permettre aux tuyaux d'absorber et de concentrer le rayonnement solaire, tout en émettant très peu de rayonnement infrarouge. Les tuyaux sont isolés dans une enveloppe en verre sous vide.

Le fluide caloporteur circulant dans ces tuyaux est ensuite pompé à travers des échangeurs afin de produire de la vapeur surchauffée.

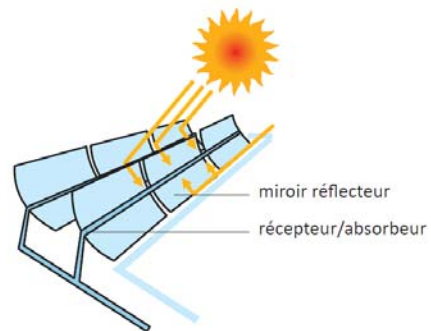


Figure 2 : Collecteurs cylindro parabolique (source : SER)

Fresnel

Cette technologie est une variante du principe cylindro-parabolique. A la place d'un grand miroir cylindrique, des ensembles de petits miroirs plans, positionnés côte à côte, s'inclinent en fonction de la position du soleil.

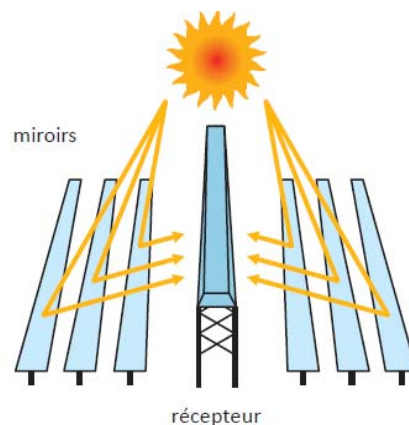


Figure 3 : Collecteurs Fresnel linéaires (source SER)



6-Solaire thermodynamique

Centrales à Tour

Les rayons du soleil sont renvoyés sur la tour grâce à de simples miroirs plans et viennent chauffer un fluide circulant dans la tour.

De la même façon, le fluide est ensuite dirigé soit vers un stockage, soit vers l'échangeur où la chaleur est transmise à de l'air ou de l'eau, à une température qui peut varier de 600 à 1000°C.

Le passage de cet air ou de cette vapeur à haute température dans le groupe turbo générateur produit de l'électricité.

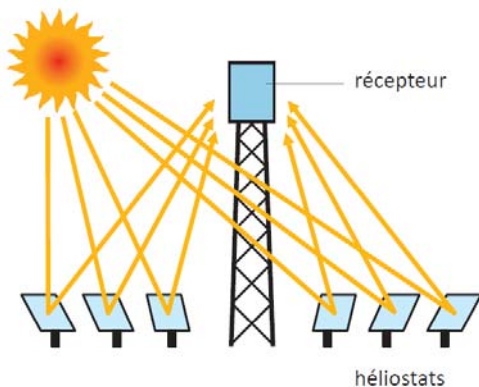


Figure 4 : Centrales à tour (Source : SER)

Disques Paraboliques (Dish-Stirling)

La technologie du Dish Stirling consiste en un système constitué d'un concentrateur solaire en forme de parabole équipé d'un ensemble de miroirs incurvés. La parabole est placée sur des « trackers » et suit le soleil tout au long de la journée ; elle concentre la radiation sur l'unité d'absorption de chaleur du moteur Stirling, placée au point focal de la parabole. L'énergie solaire thermique ainsi concentrée est transformée en électricité directement injectable sur le réseau.

Le procédé de conversion comprend un moteur Stirling utilisant un fluide interne (généralement de l'hydrogène ou de l'hélium) en circuit fermé. Le fluide est chauffé et pressurisé par le récepteur solaire, qui provoque la rotation du moteur.

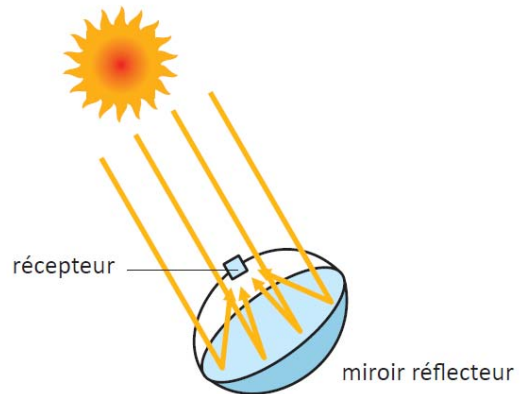


Figure 5 : Collecteurs parabolique (Source : SER)

Zoom : Fluides de travail, caloporteurs et/ou de stockage

Ces fluides sont des vecteurs énergétiques de la chaleur produite grâce à la concentration de flux lumineux.

On distingue différents types de fluides utilisés :

- Sels fondus : mélanges binaires ou ternaires de nitrate (ou nitrite) de sodium/potassium qui permettent un stockage intermédiaire si la température de sortie du fluide caloporteur se situe au-dessus de 350°C, généralement autour de 500°C. Ils peuvent devenir fluides caloporteurs dans les centrales à tours
- Huiles thermiques : fluide caloporteur utilisé dans les capteurs cylindro-paraboliques (400°C)
- Fluides organiques à basse température d'évaporation (butane, propane,...): Utilisés dans les cycles à basse température
- Eau et vapeur d'eau : utilisées soit comme fluide thermodynamique soit comme fluide caloporteur et thermodynamique (génération directe de vapeur)
- Gaz (Hydrogène, Hélium) : entraîne un moteur thermique placé au foyer d'une coupole parabolique
- Air : utilisé soit comme caloporteur, soit comme fluide thermodynamique dans une turbine à gaz, le récepteur remplaçant la combustion



6-Solaire thermodynamique

Chaîne de valeur

ETUDES

Les études permettent de connaître l'intensité du soleil, les caractéristiques géophysiques du sol pour la pose de la structure. Elles permettent également de faire une analyse de l'impact environnemental du projet.

Cette étape d'étude est donc essentielle à la présélection des sites les plus propices et à la détermination des caractéristiques d'installation les plus appropriées.

FABRICATION DU « SOLAR BLOCK »

Le « solar block » est le cœur technologique spécifique des technologies solaires thermodynamiques. Il peut fortement varier d'un site à l'autre, et couvrir plusieurs kilomètres carrés. Il est composé de réflecteurs, récepteurs, fluides caloporteurs, ainsi que d'éléments de structure, d'électronique de contrôle et de suivi du soleil

FABRICATION DU « POWER BLOCK »

Le « power block » est, dans la plupart des projets, essentiellement constitué par la turbine de génération d'électricité et/ou équipements de récupération de la vapeur produite, à laquelle il faut ajouter éventuellement les dispositifs liés au stockage. Dans des installations plus complexes où l'hybridation gaz est installée, des turbines et des systèmes plus complexes sont nécessaires.

Différents systèmes de génération d'électricité sont possibles : turbine à gaz, cycle de Rankine vapeur, moteur Stirling, cycle de Rankine organique, etc.

Le système doit s'adapter aussi au type de fluide et à la technique de captage et de stockage choisies.

Les cycles de Rankine vapeur sont actuellement, les plus largement déployés.

GENIE CIVIL

Cette étape de génie civil comprend les travaux de terrassement et de préparation du terrain – devant être particulièrement plat- pour pouvoir accueillir le « solar block » avec un parfait alignement.

MONTAGE DE L'INSTALLATION

Cette étape comprend l'installation des bases, des dispositifs de suivi du soleil (trackers), du solar block et du power block

RACCORDEMENT

Pour assurer l'injection de l'électricité produite par l'installation dans le réseau de distribution d'électricité.

EXPLOITATION ET MAINTENANCE

Cette étape s'étend durant toute la durée de vie du parc et comprend notamment le contrôle à distance et les services de maintenance réactive et préventive



6-Solaire thermodynamique

Le contexte réglementaire

Un permis de construire pour encadrer le lieu d'implantation, un classement ICPE au cas par cas

LE CONTEXTE REGLEMENTAIRE

NATIONAL

Les installations solaires thermodynamiques sont soumises aux mêmes règles que les centrales photovoltaïques au sol auxquelles peuvent éventuellement s'ajouter les règles ICPE. S'agissant en règle générale d'installations de plusieurs mégawatts, la procédure décrite ci-dessous correspond à des installations de plus de 250 kW.

L'installation de dispositifs photovoltaïques est soumise à plusieurs réglementations (code de l'urbanisme, de la construction, de l'environnement, droit électrique...) et nécessite d'effectuer un certain nombre de démarches préalables suivant le type de l'installation.

Les installations solaires thermodynamiques sont soumises à des procédures d'urbanisme contraignantes afin de s'assurer qu'elles présentent un impact paysager, environnemental et urbanistique le plus faible possible.

La réglementation d'urbanisme

Un permis de construire doit être demandé, cette demande doit être accompagnée d'une étude d'impact environnemental (sauf exception cette étude doit se dérouler au printemps) et d'une enquête publique (décret 2009-1414 du 19 novembre 2009, article R-122 et R-123 du code de l'environnement). Ces premières étapes s'étalent en général sur une année.

Réglementation ICPE

Certaines technologies utilisées pour des installations thermodynamiques utilisent des fluides caloporteurs ou disposent de dispositifs de stockage de l'énergie produite soumis à la réglementation des installations classées pour l'environnement. Le cas échéant, le porteur de projet de centrale doit réaliser un dossier de classement ICPE et le soumettre au préfet. Celui-ci pourra en retour imposer des prescriptions particulières au projet.

Démarche au titre de l'électricité

Chaque producteur d'électricité doit normalement faire une demande d'autorisation d'exploiter au titre électrique.

Une simple déclaration sur Internet est suffisante pour les installations de puissance comprise entre 250 kW et 4,5MW. Pour une installation de plus de 4,5MW, une autorisation par courrier auprès du ministère en charge de l'écologie est obligatoire. Elle peut être obtenue dans un délai de quatre mois.

L'obligation d'achat

Il est nécessaire de demander une certification ouvrant droit à l'obligation d'achat auprès de la DREAL (direction régionale de l'environnement de l'aménagement et du logement).

Demande de raccordement

Une installation thermodynamique souhaitant être raccordée au réseau doit effectuer une demande de raccordement au réseau. A l'exception des centrales raccordées auprès du gestionnaire de réseau de transport, cette demande ne peut être faite que lorsque l'autorisation d'urbanisme a été accordée.

Au bout de trois mois une proposition de raccordement est faite qui indique le prix du raccordement.

Le porteur a trois mois pour accepter la proposition.

La date de demande de raccordement fixe aujourd'hui le niveau du tarif d'achat applicable à l'installation.

Les dernières étapes

Une fois l'autorisation de construire accordée et l'accord du préfet donné au titre du classement ICPE, le producteur peut réaliser sa centrale. Celle-ci sera ensuite raccordée au réseau selon le calendrier détaillé dans la proposition de raccordement. Une fois raccordée, l'entreprise propriétaire et exploitante de la centrale signe son contrat d'achat avec EDF Obligation d'achat.



6-Solaire thermodynamique

Les marchés

LE MARCHÉ MONDIAL

Capacités installées et projets

En 2010, la capacité mondiale installée est voisine de 1GW – dont plus de la moitié en Europe (en Espagne au principal). De nouveaux projets de centrales solaires thermodynamiques émergent aujourd'hui, notamment grâce aux politiques incitatives qui se mettent en place dans plusieurs pays et à la coopération internationale.

La plupart des centrales thermodynamiques en activité sont en Espagne et aux Etats-Unis. Ces deux pays sont encore les seuls à commercialiser l'électricité produite par cette technologie.

Des projets de centrales à concentration sont également en cours de construction en Italie, au Maroc et en Algérie pour une capacité totale d'environ 625 MW.

Les estimations sur le potentiel futur de ces technologies divergent selon les scénarii, mais elles s'accordent sur le fait que cette filière devait connaître une très forte croissance dans la décennie à venir. L'AIE estime par exemple qu'à l'horizon 2020, la capacité mondiale installée sera de 148 GW et que sur cette même période, 200 000 emplois sont attendus. L'ESTELA¹ prévoit un objectif européen de 30 GW de capacité installée et de 89,8 TWh/an de production à ce même horizon.

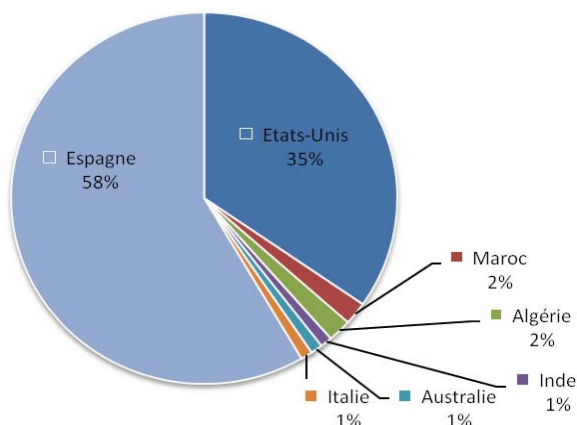


Figure 6 : Capacité d'opération cumulée 2009 (Source : Emerging energy research)

¹ European Solar Thermal Electricity Association

Les zones favorables dans le monde



Figure 7 : Les zones favorables dans le monde (Source : ESTELA)

L'essentiel de la croissance de ce marché est attendu aux Etats-Unis, en Espagne, en Afrique du Nord, au Moyen Orient, en Inde et en Australie. Les autres zones identifiées comme favorables, notamment en raison de leur ensoleillement, sont en Afrique australe, au Mexique, au Pérou, au Chili, en Turquie, dans certaines régions du sud de l'Asie centrale, au Brésil et en Argentine.

Coût de production

Le coût de production de l'électricité dépend fortement de l'ensoleillement. Ce coût est en deçà du coût de production du solaire photovoltaïque, qui – contrairement au solaire thermodynamique – peut être utilisé à des puissances significativement inférieures et plus facilement intégrables aux bâtiments.

Zoom sur le schéma incitatif

Les deux pays chef de file ont mis en place des schémas incitatifs très différents.

En Espagne : Le tarif est compétitif avec un bonus de stockage pour promouvoir la production d'électricité de base, mais la capacité est limitée à 50 MW par centrale.

Aux Etats-Unis : Il n'existe pas de tarif mais une obligation pour les énergéticiens d'améliorer leur mix énergétique et, pour certains cas, des aides à l'investissement. Les centrales ne sont pas limitées en taille et des projets de très grande capacité sont en cours de développement, avec une diminution des coûts attendue par effets d'échelle. Enfin n'y a pas d'incitation au stockage de l'énergie.



6-Solaire thermodynamique

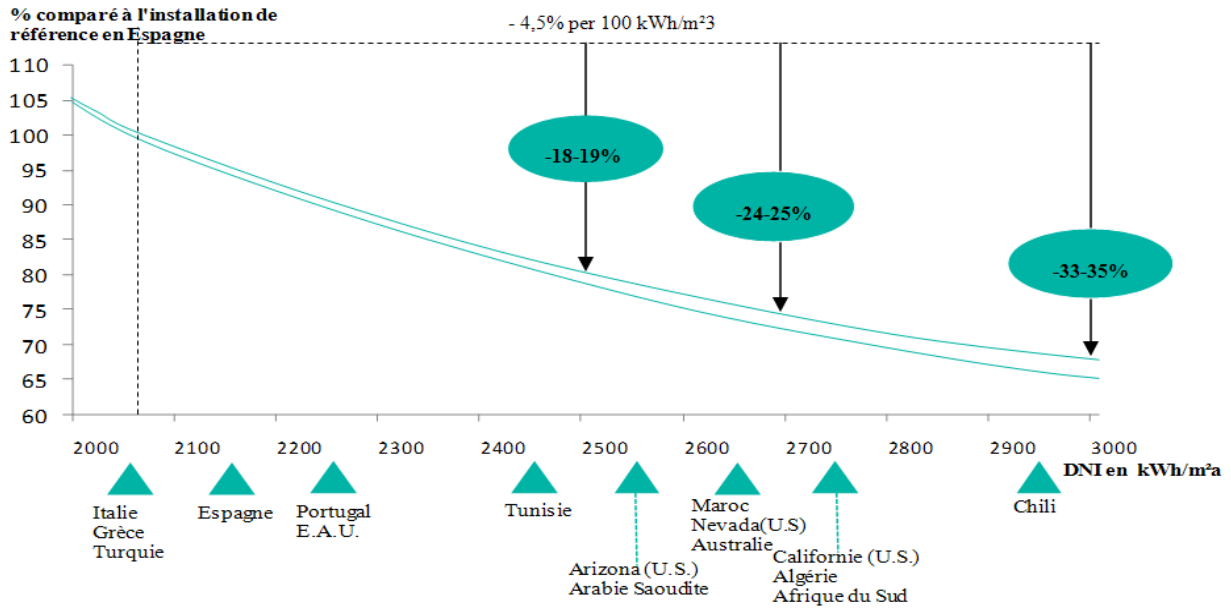


Figure 8 : Diminution des coûts de l'électricité produite en fonction de l'ensoleillement (Source : ESTELA)

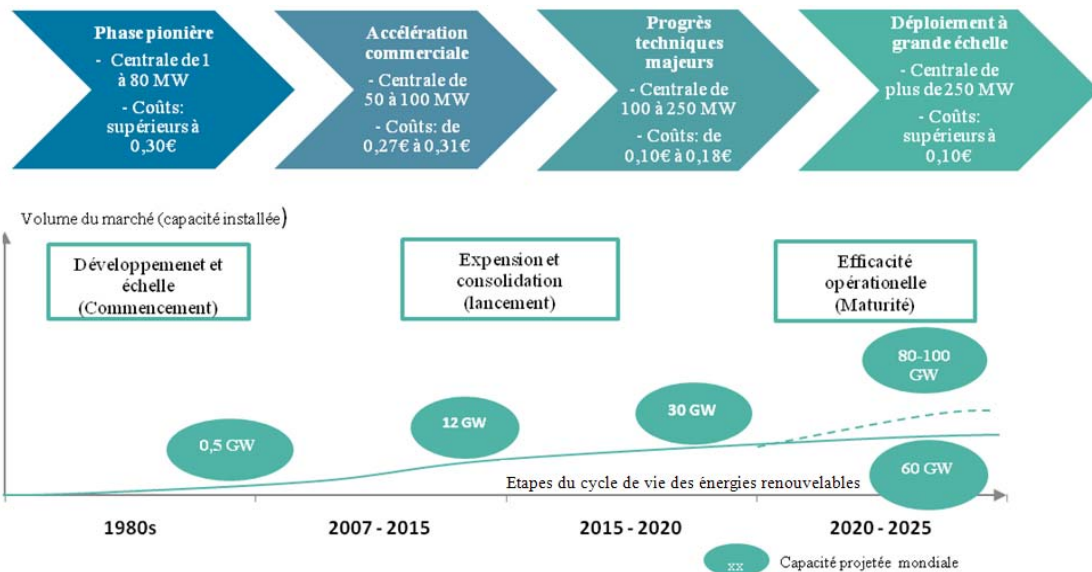


Figure 9 : Evolution attendue des coûts et échelles de production (Source : ESTELA)



6-Solaire thermodynamique

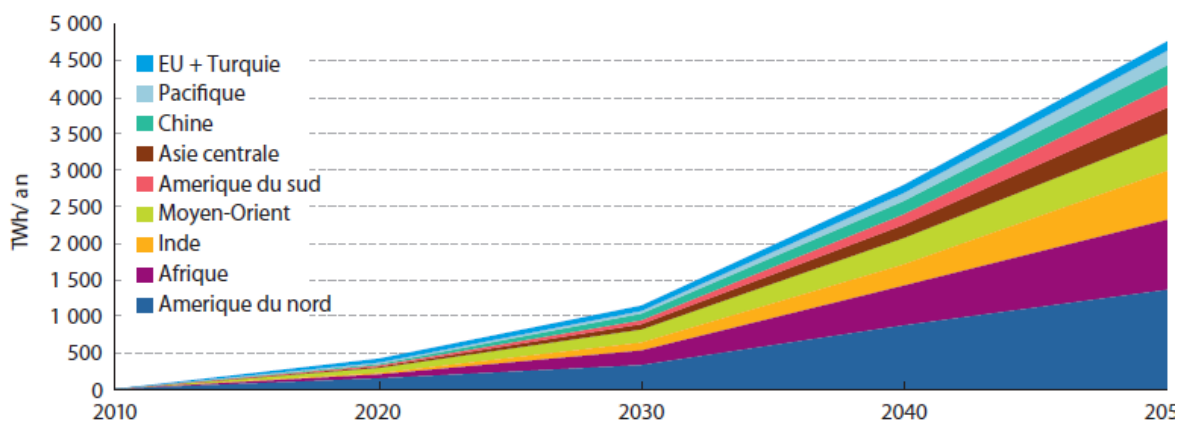


Figure 10 : Perspectives de croissance de la production CSP par région en TWh/an (Source : AIE)

LE MARCHÉ FRANÇAIS

Dans les conditions connues à ce jour, le potentiel de marché reste faible en France métropolitaine, faute d'ensoleillement suffisant conjugué au coût élevé des terrains nécessaires.

Les acteurs français, qui ont déjà des capacités compatibles, peuvent néanmoins se positionner sur ce marché à l'export, en forte croissance. En plus des technologies Fresnel déjà disponibles sur le territoire national, la France compte des fabricants de turbines, d'alternateurs, de miroirs, de trackers, de structures métalliques, de récepteurs, et aussi des groupes d'ingénierie, électriciens, chaudronniers, chaudiéristes,... Des programmes de recherche ont été lancés afin soutenir le développement de centrales à concentration solaire. Il existe des centres de recherche déjà mobilisés comme celui de l'INES ou du CNRS.

Tarifs et conditions de rachat

L'arrêté de 2011 détaille les conditions d'achat de l'électricité produite à partir d'une installation solaire thermodynamique. Un tarif de 12 c€/kWh est disponible. Les installations souhaitant bénéficier de l'obligation d'achat à des conditions plus avantageuses devront répondre aux appels d'offres correspondants qui seront prochainement lancés par l'Etat.



6-Solaire thermodynamique

Les acteurs de la filière

LES ACTEURS INDUSTRIELS

Tableau 1 : Les principaux acteurs

Exemples parmi les principaux acteurs					
	<i>Etudes</i>	<i>Solar Block</i>	<i>Power Block</i>	<i>Développement et Installation</i>	<i>Opération & Maintenance</i>
France	CNIM - Bertin Solar Euromed SAED Sogreah	Areva (Fresnel) CNIM (Fresnel) Alstom (Tours) Saint Gobain (miroirs) Arkema (fluides) Schneider Electric (contrôle) Siemens (recepteurs)	GE France Alstom Altawest Siemens	Technip Total Solar Euromed Dalkia Sogreah Entrepose Contracting Enertime SAED	Total Solar Euromed Dalkia Veolia
International		Acciona Solar Millenium Abengoa Skyfuel Ferrotaal ACS Cobra	ABB ...	Acciona Abengoa Solar Millenium Torresol Energy ACS Cobra Novatec Biosol	ENEL RWE Acciona Abengoa ACS Cobra

Capacité installée annoncée par acteur pour 2010

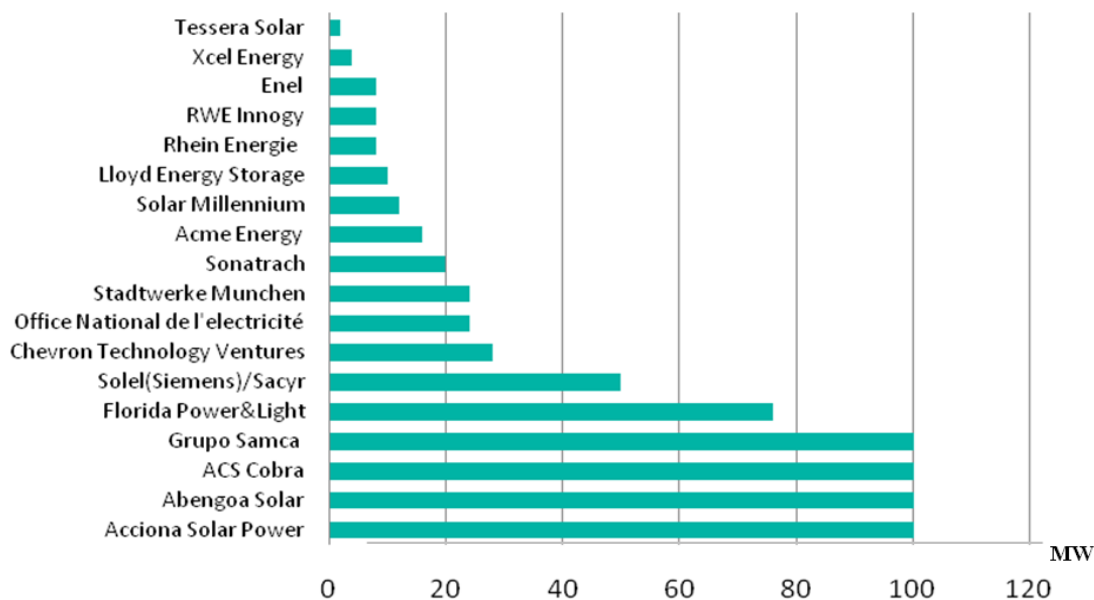


Figure 11 : Capacité par acteur en MW (source : Emerging energy research)



6-Solaire thermodynamique

LES ACTEURS DE LA FILIERE

Organismes Français

Organismes internationaux

SER

ESTELA

ESTELA (Association Européenne de l'Electricité Solaire Thermodynamique à Concentration) est une association représentant l'industrie de l'électricité solaire thermodynamique à concentration, active à Bruxelles depuis mars 2008. Elle représente de façon directe ou indirecte plus de 130 entreprises, soit la plupart des entreprises européennes du secteur de l'électricité solaire thermodynamique à concentration, implantées en Espagne, Allemagne, Italie, France, Portugal, Grèce, Irlande, Belgique, au Royaume-Uni et aux Pays-Bas ainsi qu'en Algérie. L'une des principales activités d'ESTELA est d'entretenir une collaboration avec les institutions de l'Union Européenne

La commission solaire thermodynamique du SER regroupe les acteurs français du secteur : centres de recherche, bureaux d'études, fabricants de composants, développeurs de projet et exploitants. Au total, plus de trente entreprises participent à cette commission qui représente la filière auprès des pouvoirs publics, réalise des outils d'information, et assure une veille active sur tous les sujets juridiques, économiques, techniques et environnementaux liés à l'énergie solaire thermodynamique.

Plan Solaire Méditerranéen

Ce programme a pour objectif de permettre aux pays situés sur le pourtour méditerranéen en Afrique du Nord et au Proche Orient de développer une production d'électricité d'origine renouvelable de 20GW d'ici 2020. Le fort potentiel solaire et éolien de ces pays permettrait d'approvisionner, en électricité à faible contenu CO₂, le marché local en forte croissance et d'en exporter une partie vers les pays européens.

Les pôles de compétitivité

Clusters reconnus individuellement par l'État français, les « pôles de compétitivité » regroupent sur un même territoire des entreprises, des établissements d'enseignement supérieur et des organismes de recherche publics ou privés qui ont vocation à travailler en synergie pour mettre en œuvre des projets de développement économique pour l'innovation. Les principaux pôles de compétitivité dans le domaine du solaire thermodynamique sont Tenerrdis et Derbi.

Desertec

Initié en 2009, le projet Desertec vise à exploiter les potentiels énergétiques des déserts du Moyen-Orient et d'Afrique du Nord, grâce à un vaste réseau de centrales solaires à concentration et de parcs éoliens. L'objectif est de faire coopérer l'Europe, le Moyen Orient et l'Afrique du Nord afin de produire de l'électricité et de l'eau salée. D'ici 2050, 15% des besoins en électricité de l'Europe et une grande partie de ceux des pays producteurs pourraient être assurés. Le projet rassemble un consortium d'entreprises parmi lesquelles des entreprises françaises.

Tenerrdis

Ce pôle rassemble plus de 185 acteurs et a labellisé plus de 500 M€ d'investissements depuis 2005 sur trois technologies principales. Il se concentre sur cinq axes stratégiques : Animation et coordination des acteurs de la recherche partenariale, prospective sur les compétences et la formation, soutien aux PME, développement international, et coordination nationale inter-pôles. Le pôle Tenerrdis a également signé une charte de coopération avec les trois pôles de compétitivité des nouvelles technologies de l'énergie : Capenergies, Derbi et S2E2.

Derbi

Le Pôle de compétitivité DERBI réunit en région Languedoc-Roussillon, les entreprises, laboratoires, universités, centres de formation, fédérations professionnelles, organismes financiers et collectivités territoriales impliqués dans le développement des énergies renouvelables appliquées au bâtiment et à l'industrie. Il a pour mission de développer, au niveau régional, national et international, l'innovation, la recherche, la formation, le transfert de technologie, le développement et la création d'entreprises dans ces domaines



6-Solaire thermodynamique

R&D et Innovation

Au cours des trois dernières décennies, les efforts de R&D dans la filière ont principalement eu lieu en Australie, en Europe et aux États-Unis. Aujourd'hui, d'autres acteurs commencent à investir dans ce domaine. Les besoins de R&D sont très importants et exigent des financements conséquents.

Les recherches relatives aux procédés solaires sont orientées vers la production de vecteurs tels que l'électricité et l'hydrogène ainsi que la production de froid. Les recherches consacrées au transport et au stockage de l'énergie thermique nécessitent la synthèse et la caractérisation de nouveaux matériaux (tels que des composites poreux réactifs à base de carbone) et l'étude de problématiques complexes de génie des procédés.

Capenergies

Localisé à Saint Paul lez Durance, en Provence Alpes Cotes d'Azur, ce pôle a pour mission de développer des énergies non génératrices de gaz à effet de serre.

Capenergies regroupe aujourd'hui plus de 400 acteurs présents en PACA, en Corse, à Monaco ainsi que sur les îles de la Guadeloupe et de la Réunion, représentant l'ensemble de la palette des énergies concernées, des PME-PMI et TPE aux grands groupes industriels en passant par les laboratoires et organismes de recherche ainsi que les centres de formation.

Il vise à tirer parti des atouts de ses régions pour développer une filière énergétique d'excellence adaptée aux mutations industrielles et accroître les parts de marché à l'international.

INSTITUTS DE RECHERCHE

La recherche et le développement en France

Des compétences en matière de recherche existent dans plusieurs laboratoires publics et privés en nombre restreint.

INES

L'Institut National de l'Énergie Solaire est l'un des premiers centres européens dédié à la recherche, à l'innovation ainsi qu'à la formation sur l'énergie solaire. Porté par le Conseil Général de la Savoie et

la Région Rhône-Alpes avec les équipes du CEA, du CNRS, de l'Université de Savoie et du CSTB, il réunit aujourd'hui 220 collaborateurs.

PROMES

PROMES est une Unité Propre du CNRS rattachée à l'Institut des Sciences de l'Ingénierie et des Systèmes (INSIS) conventionnée avec l'université de Perpignan. PROMES anime le laboratoire d'excellence (Labex) SOLSTICE (SOLAire : Sciences, Technologies, Innovations pour la Conversion d'Énergie). L'une des missions originales de PROMES est de développer des recherches avec les grandes installations à concentration françaises du CNRS à Font Romeu (Fours solaires) et du Conseil Général des Pyrénées Orientales à Targasonne (Tour solaire de Thémis). Ces recherches peuvent être conduites jusqu'au stade du démonstrateur de recherche comme pour le projet PEGASE. Par ailleurs, le laboratoire a en charge le développement de la plateforme nationale de recherche sur le solaire à concentration grâce au projet Equipex SOCRATE (SOLAire Concentré : Recherches Avancées et Technologies Energétiques) et est très actif dans le management du pôle de compétitivité DERBI.

PROMES a ouvert ses équipements à la communauté de recherche européenne à travers le projet SFERA. Plus généralement, le laboratoire a des collaborations fortes au plan européen grâce à SOLLAB et au projet SOLHYCARB par exemple.

Les premiers sites test français

Zoom : sur le grand four solaire d'Odeillo et la central Themis

En 1968-1969 un grand four solaire fut construit à Odeillo près de Font Romeu (2400 heures annuelles de ciel clair).

Aujourd'hui utilisées dans le cadre de projets de recherche et développement collaboratifs avec le secteur industriel et les centres de formation de haut niveau, les installations solaires du laboratoire PROMES/CNRS comportent au total un four solaire de 1 mégawatt, et 11 fours solaires de moyenne puissance capable de produire de très hautes températures (plus de 3000°C). Ils sont équipés d'une grande variété de réacteurs, d'équipements modulaires, d'outils de diagnostic in-situ, d'analyse et de caractérisation de matériaux.



6-Solaire thermodynamique

Après cette première étape, la décision fut prise de construire la centrale expérimentale de Thémis, non loin d'Odeillo.

Inaugurée en 1983 à Targassonne dans les Pyrénées Orientales, la centrale Themis constitue alors une véritable référence internationale en matière de conversion de l'énergie solaire en électricité. Fermée en 1986 pour des raisons économiques, elle renaît aujourd'hui grâce à deux projets de R&D. L'opération pilote de la centrale Themis a permis à la France d'être pionnière dans le domaine du solaire thermodynamique.



Figure 12 : Centrale Themis

Partenariats internationaux

SOLLAB

Le laboratoire virtuel SOLLAB, créé fin 2004, associe, sur la base d'un accord, les quatre laboratoires les plus actifs en Europe à savoir le CIEMAT (Espagne), le DLR (Allemagne), l'ETH (Suisse) et le CNRS (Laboratoire PROMES à Odeillo).

Exemples d'autres plateformes de recherche internationales

- Le centre de recherche et démonstrateurs de production de Solar de America en Espagne
- DLR Institute of Solar Research et la central de production de Julich en Allemagne
- L'institut Weizmann en Suisse
- le NREL (laboratoire national) aux États-Unis
- le centre CSIRO en Australie

Contributeurs : Georgina Grenon, Philippe Lorec, Pierre Convert, Julien Marchal.



7-Captage stockage du CO₂ et valorisation

Définition et technologies existantes

Une grande diversité de technologies pour traiter le CO₂ issu d'installations fortement émettrices

La filière du captage et stockage du CO₂ (CSC) et de sa valorisation couvre l'extraction du dioxyde de carbone des installations fortement émettrices pour la production d'énergie (centrales à combustibles fossiles, notamment à charbon) ou la production industrielle (aciéries, cimenteries, etc.), sa purification et compression, son transport (par canalisations ou bateaux) vers des sites de stockage (on-shore et off-shore) et son injection de façon définitive et sûre dans des formations géologiques adaptées. Au lieu d'être stocké, le CO₂ peut également être valorisé en tant que matière première dans des procédés industriels.

LES DIFFERENTES TECHNOLOGIES

La filière du CSC est une filière émergente avec différentes voies technologiques en cours de développement. Trois principales voies sont à distinguer pour le captage du CO₂, décrites plus en détail ci-dessous. Le transport et le stockage font appel à des compétences issues notamment des domaines des hydrocarbures et de l'exploitation du sous-sol. La valorisation, complémentaire au stockage, comprend une multitude de voies à maturité fortement variable.

Les trois principales techniques de captage

Le captage peut se faire selon trois principales voies : la post-combustion, l'oxy-combustion et la pré-combustion. Ces trois voies technologiques

sont applicables aux chaudières industrielles ou aux installations de production d'électricité :

- **le captage en post-combustion** vise à séparer le CO₂ des rejets gazeux issus de la combustion à l'aide de technologies d'absorption, d'adsorption, de cryogénie, de cycle calcium et de séparation membranaire ;
- **le captage par oxy-combustion** consiste à réaliser une combustion en absence d'azote afin que les fumées de combustion soient riches en CO₂. L'oxygène nécessaire pour

cette voie est produit soit de manière conventionnelle, soit apporté par combustion en boucle chimique (voir infra), la séparation étant ensuite opérée par dépressurisation ;

- **le captage en pré-combustion** consiste à produire un combustible qui ne contient pas de carbone : le combustible fossile primaire est transformé en gaz de synthèse composé d'hydrogène et de CO₂. Le CO₂ est alors séparé de l'hydrogène. L'hydrogène peut ensuite être brûlé pour produire de l'électricité ou utilisé dans la synthèse chimique ou la production de carburants.

Zoom : Combustion en boucle chimique

La technologie de combustion en boucle chimique dite CLC (« Chemical Looping Combustion »), permet de s'affranchir de l'étape de séparation de l'oxygène de l'air, coûteuse en énergie.

L'apport d'oxygène est réalisé via un oxyde métallique, alternativement oxydé à l'air et réduit par le combustible, l'oxygène est directement converti en CO₂ et en eau.

En partenariat avec Total Gaz et Énergies Nouvelles, IFP Energies nouvelles a conçu et réalisé une unité pilote CLC, où il met en œuvre son expertise des lits fluidisés. Ces travaux doivent conduire, à brève échéance, au dimensionnement d'une unité de démonstration.

Autres solutions technologiques de captage

L'application du captage du CO₂ à des secteurs industriels tels que la sidérurgie, la pétrochimie ou la production de ciment nécessite l'adaptation des technologies et équipements pour répondre aux particularités des installations émettrices utilisées dans ces secteurs.

A titre d'exemple, une des voies technologiques prometteuses permettant de réduire les émissions de CO₂ de la sidérurgie consiste en la mise en place d'un procédé de recyclage des gaz de haut fourneau et de captage de CO₂.

Aujourd'hui, les efforts de développement et de déploiement portent sur l'ensemble des voies de captage qui font face à des enjeux technologiques importants. Outre les enjeux propres à chaque voie



7-Captage stockage du CO₂ et valorisation

(comme par exemple l'adaptation de la post-combustion au régime flexible de la centrale électrique, l'optimisation de la combustion à l'oxygène pour la voie de l'oxy-combustion et le développement de turbines à hydrogène pour la pré-combustion), il s'agira notamment de tester les technologies à grande échelle et de réduire leur consommation énergétique (« pénalité énergétique »).

Différentes technologies dites de « première génération » sont actuellement testées dans le cadre de projets démonstrateurs (absorption, adsorption, production d'oxygène pour l'oxy-combustion, etc.).

D'autres technologies (de deuxième génération) sont étudiées et développées telles que le captage en post-combustion par anti-sublimation (givrage – dégivrage des gaz).

Les principales technologies utilisées pour le transport du CO₂

Le transport du CO₂ s'appuie sur les technologies et procédés mis en œuvre dans des secteurs connexes qui concernent l'acheminement d'hydrocarbures (et notamment du gaz naturel sous pression) ou le traitement et le transport de gaz industriels. Les efforts de recherche et développement sont ainsi moindres que pour le captage et le stockage du CO₂, des canalisations de transport de CO₂ existent par ailleurs d'ores et déjà (chaque année, environ 3 000 km de canalisations transportent près de 50 000 000 t de CO₂, essentiellement aux États-Unis¹).

Les principaux axes de recherche concernent l'adaptation des matériaux au transport de flux de CO₂ supercritique et contenant un très faible niveau de substances annexes, les effets accidentels liés à la perte de confinement d'une canalisation de transport, ainsi que les méthodes et équipements de surveillance des réseaux de transport.

Les principales technologies utilisées pour le stockage du CO₂

Le stockage fait appel à des compétences relatives à l'exploration et l'exploitation du sous-sol. Trois principaux types de formations géologiques sont susceptibles d'accueillir le CO₂ capté : les aquifères salins profonds, des gisements de pétrole ou de gaz naturel épuisés et les veines de charbon profondes inexploitées et inexploitable. L'évaluation des capacités de stockage mondiales reste à entreprendre. Il s'agira de valider et d'affiner des premières estimations indiquant actuellement un potentiel de stockage (notamment dans les aquifères salins profonds) équivalent à 250

– 500 fois les émissions mondiales annuelles de CO₂.²

Parmi les technologies nécessaires pour le stockage du CO₂ on peut notamment citer :

- **la caractérisation préalable des sites de stockage** : en faisant entre autre appel à des campagnes sismiques, des informations sur les caractéristiques des formations souterraines sont obtenues
- **la modélisation du comportement des gaz injectés** : il s'agit d'anticiper le comportement des flux de CO₂ injectés en les modélisant en fonction des caractéristiques du site de stockage
- **les différents procédés d'injection** : l'injection inclut également le forage, la mise en place de tubages et la cimentation
- **la surveillance des sites de stockage à long terme** : mise en place de capteurs de détection in-situ et à la surface, techniques de modélisation 3D à long terme

Les principales voies de valorisation du CO₂

Il y a de nombreuses voies de valorisation en fonction de l'utilisation prévue de la molécule de CO₂ : utilisation directe sans transformation, transformation chimique, transformation biologique. Au sein de ces trois segments, une douzaine de voies de valorisation ont été identifiées comme indiqué dans la figure n°2.

De manière générale, la valorisation se développe en complément au stockage de CO₂, sachant que le potentiel de ce marché apparaît, à ce stade, inférieur à celui associé au stockage de CO₂. Les différentes voies de valorisation mettent en œuvre des technologies et procédés propres à chaque voie. Certains axes de recherche transversaux peuvent néanmoins être cités :

- développement de catalyseurs performants pour l'activation de la molécule de CO₂
- la maîtrise des réactions thermochimiques
- la production décarbonée d'hydrogène

¹ <http://www.metstor.fr/>

² AIE, Technology Roadmap CCS, 2009



7-Captage stockage du CO₂ et valorisation

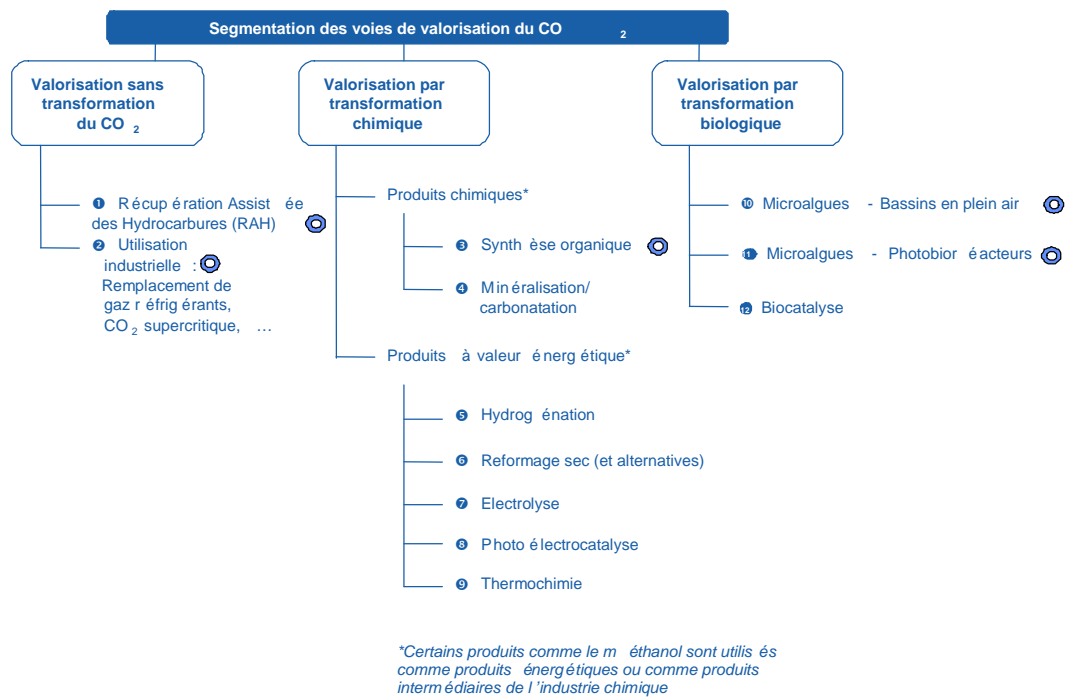


Figure 1 : Etude ADEME (réalisée par Alcimed) - Panorama des voies de valorisation du CO₂, 2010

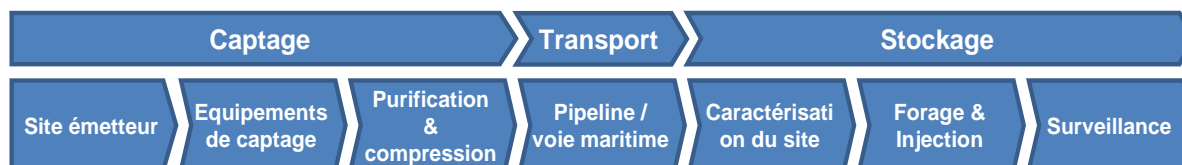


7-Captage stockage du CO₂ et valorisation

Chaîne de valeur

Du captage du CO₂ jusqu' à la surveillance des sites de stockage

DU CAPTAGE AU STOCKAGE DU CO₂ – PRINCIPALES SOUS-ETAPES DE LA CHAÎNE DE VALEUR



Captage du CO₂ – de l'identification du site émetteur jusqu'au conditionnement du CO₂ à des fins de transport

Lors du captage du CO₂ - première étape de la chaîne de valeur - il s'agit d'évaluer pour le site émetteur l'opportunité de mise en place d'une solution de captage et de choisir la plus adaptée.

La mise en place des équipements de captage nécessite des modifications majeures du site et des procédés concernés, soit en amont de la combustion (voies de l'oxy – et pré – combustion, la dernière n'étant pas applicable à un site existant), soit en aval sur les rejets gazeux de l'installation (voie de la post-combustion).

Le déploiement du captage peut également être lié à une réorganisation complète du procédé comme dans la sidérurgie avec la mise en place d'une boucle de recyclage des gaz du haut fourneau.

Les études et débats sur la capacité d'un site émetteur à accueillir un dispositif de captage du CO₂ ont conduit à définir le concept de prêt-à-capter (« capture ready »).

Après la séparation du flux de CO₂ des rejets gazeux du site, des étapes de purification et compression sont nécessaires préalablement à l'acheminement vers le site de stockage. Des substances annexes captées sont séparées du CO₂ et ce dernier est comprimé afin d'être transporté à l'état supercritique.

Transport du CO₂

Le transport du CO₂ se fait soit par canalisation soit par navire, et s'appuie sur des technologies existantes. En cas de déploiement commercial réussi et massif de la filière, les infrastructures de transport nécessiteront d'être adaptées afin de permettre leur maillage et la mutualisation de leur usage par plusieurs émetteurs et/ou stockeurs.

Le transport du CO₂ à l'état supercritique par canalisation est la voie privilégiée aujourd'hui. En cas de longues distances entre le site émetteur et le site de stockage, des navires semblables à ceux transportant du gaz de pétrole liquéfié peuvent également être utilisés.

Stockage du CO₂ – de la caractérisation des sites potentiels jusqu'à la surveillance du CO₂ injecté

Le choix d'un site de stockage nécessite au préalable un important travail de caractérisation. Il s'agit, conformément à la directive européenne 2009/31/CE relative au stockage géologique du dioxyde de carbone, d'identifier et de caractériser des formations géologiques propices au stockage du CO₂ de façon permanente et ne présentant pas de risque significatif de fuite ni de risque significatif pour l'environnement ou la santé.

Les données collectées et traitées doivent permettre de construire un modèle géologique (statique et dynamique) du site ciblé. Ce modèle est utilisé pour évaluer l'aptitude du site à accueillir du CO₂ en vue de son stockage pérenne, puis, si le site est retenu, comme outil de gestion du stockage.

Dans le cadre du permis exclusif de recherches, des forages d'exploration et des essais d'injection de CO₂ peuvent être nécessaires pour obtenir des données nécessaires à la caractérisation des sites de stockage. Pour les sites de stockage confirmés pour lesquels l'opérateur a obtenu l'autorisation d'exploiter délivrée par l'administration, le CO₂ capté en amont peut être injecté.

L'évolution du site de stockage est suivie grâce à un plan de surveillance détaillé mis en place par l'opérateur. Le plan de surveillance, dernière étape de la chaîne de valeur, couvre les périodes de l'exploitation, de la fermeture et de la « post-fermeture ».



7-Captage stockage du CO₂ et valorisation

Le contexte réglementaire

Un cadre législatif et réglementaire prenant notamment appui sur la directive européenne sur le stockage géologique du CO₂

LE CONTEXTE REGLEMENTAIRE

EUROPEEN

La directive européenne 2009/31/CE relative au stockage géologique du dioxyde de carbone (2009/31/CE) du 23 avril 2009 joue un rôle moteur en Europe.

Cette directive établit un cadre juridique pour le stockage géologique sûr et pérenne du dioxyde de carbone sur le territoire des Etats membres, leurs zones économiques exclusives et leurs plateaux continentaux. Elle prévoit qu'une formation géologique ne peut faire l'objet d'un permis de stockage que si le demandeur démontre que dans les conditions d'utilisation envisagées, il n'existe ni risque de fuite, ni risque pour l'environnement ou la santé humaine. Pendant l'exploitation, l'exploitant procède à la surveillance des installations et de la formation géologique. Le permis de stockage fait l'objet d'un réexamen périodique tous les 5 ans puis tous les 10 ans. Cet examen peut éventuellement conduire au retrait du permis. Enfin, l'exploitant doit apporter des garanties financières d'un montant suffisant pour assurer que toutes les obligations découlant du permis délivré peuvent être remplies. Au terme de l'exploitation et après une période de postfermeture qui ne peut être inférieure à 20 ans, le site est transféré à l'Etat qui devient responsable de la surveillance et de la mise en œuvre éventuelle de mesures correctives. Préalablement à ce transfert, outre le versement d'une contribution financière à l'Etat, l'exploitant doit notamment démontrer que le dioxyde de carbone restera confiné parfaitement et en permanence. Cette directive doit être transposée dans le droit national des Etats membres.

LE CONTEXTE REGLEMENTAIRE

NATIONAL

« Loi Grenelle 1 » - Loi de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement du 03 août 2009

L'article 22 de la loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement (« Loi Grenelle 1 ») prévoit que « (l) le captage et le stockage du dioxyde de carbone seront soutenus par l'organisation d'un cadre juridique adapté et l'allocation de financements particuliers. ».

L'article 19 de cette même loi prévoit que « (t)out projet de construction d'une centrale à charbon

devra être conçu pour pouvoir équiper celle-ci, dans les meilleurs délais, d'un dispositif de captage et stockage du dioxyde de carbone. Aucune mise en service de nouvelle centrale à charbon ne sera autorisée si elle ne s'inscrit pas dans une logique complète de démonstration de captage, transport et stockage du dioxyde de carbone. »

« Loi Grenelle 2 » - Loi portant engagement national pour l'environnement du 12 juillet 2010

Les dispositions de niveau législatif de la directive 2009/31/CE ont été transposées dans le cadre de la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement (« Loi Grenelle 2 »).

L'article 80 détaille, conformément aux dispositions de la directive 2009/31/CE, les dispositions relatives à la recherche de formations souterraines aptes au stockage géologique de dioxyde de carbone

L'article 256 donne habilitation au gouvernement pour adopter toutes mesures de modification de la partie législative du code de l'environnement afin d'en adapter les dispositions au droit communautaire de l'air et de l'atmosphère et de la prévention des pollutions et des risques. L'ordonnance n° 2010-1232 du 21 octobre 2010, ratifiée par la loi n°2011-12 du 5 janvier 2011 a été prise sur la base de cette habilitation. Ses articles 5 à 9 transposent les dispositions de niveau législatif de la directive 2009/31/CE relative à l'exploitation des sites de stockage et à l'accès des tiers.

Ces dispositions ont été codifiées dans les sections 5 (recherche de site de stockage) et 6 (exploitation et accès des tiers) du chapitre IX du titre II du livre II du code de l'environnement relatif à l'effet de serre.

L'encadrement des installations de stockage géologique du dioxyde de carbone se fonde d'une part sur la législation des « installations classées pour la protection de l'environnement » (ICPE) pour réglementer l'exploitation des sites de stockage géologique de dioxyde de carbone et d'autre part sur le code minier (en cours de modification par ailleurs) pour l'encadrement des activités d'exploration et l'attribution de droits patrimoniaux (permis exclusif de recherche et concession de stockage). La transposition de la directive 2009/31/CE est en cours de finalisation. Un décret en Conseil d'Etat transposera les dispositions de niveau réglementaire.



Les marchés

Un marché à très fort potentiel à l'échelle mondiale et des territoires français mobilisés pour participer au développement d'une offre française

LE MARCHÉ MONDIAL

Le captage et stockage du CO₂ est aujourd'hui considéré comme une voie potentiellement majeure de réduction des émissions de gaz à effet de serre. L'exploration de cette voie est assez récente et liée à la prise de conscience des effets du réchauffement climatique et aux engagements internationaux associés.

Les véritables programmes de recherche n'ont vu le jour qu'au début des années 1990. Les premières réflexions structurantes sur le potentiel de la filière ont eu lieu au niveau international, avec notamment le programme « gaz à effet de serre » de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE).³ Fin 2005, le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) publiait également un rapport de référence sur le sujet.⁴

Différents scénarii et projections soulignent le fort potentiel du captage et stockage de CO₂ en cas de déploiement commercial réussi. L'AIE estime qu'en 2050 le CSC peut contribuer à hauteur de 19% aux réductions des émissions annuelles de CO₂ à l'échelle mondiale (figure n°3), ce qui représenterait une contribution plus importante que celle imputable à l'ensemble des filières d'énergie renouvelable.

La Commission Européenne indique qu'en 2030 les émissions de CO₂ évitées grâce au CSC pourraient représenter environ 15% des réductions requises dans l'Union.⁵

Les enjeux économiques sont considérables : d'après l'AIE, sans utilisation du CSC, le coût de la division par deux des émissions mondiales d'ici 2050 augmenterait de 70%. Le potentiel de marché mondial du CSC en 2030 est estimé par le Boston Consulting Group à 120 Milliards d'euros par an (captage de 4 Gt/an à 30€/t).⁶

La filière est déjà devenue une première réalité économique aujourd'hui avec cinq sites intégrés, de taille commerciale, dans le monde (Sleipner et Snohvit en Norvège, In Salah en Algérie, Rangely et Weyburn-Midale en Amérique du Nord) et environ 70 projets en cours. Un engagement financier international de 26 à 36 milliards de dollars pour le soutien à de nouveaux projets est recensé par l'AIE en juin 2010.⁷

Une analyse des différentes collaborations internationales permet d'identifier les acteurs les plus fortement impliqués, tels que les États-Unis, le Royaume-Uni, l'Australie ou encore la Norvège. La Chine affiche un intérêt marqué à la fois pour le stockage et la valorisation du CO₂, dans un contexte d'utilisation massive de charbon.

LE MARCHÉ FRANÇAIS

En France, à partir des émissions actuelles du secteur de la production d'électricité et des secteurs industriels (sidérurgie, cimenterie, raffinerie et autres), on estime que le volume concerné pourrait approcher les 80 Mt de CO₂/an. Le CSC pourrait permettre d'éviter environ 1 Gt de CO₂ entre 2020 et 2050, ainsi que quelques dizaines de millions de tonnes par an à long terme.⁸

Les intérêts français portent essentiellement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone provenant d'installations industrielles les plus émettrices pour lesquelles il n'existe pas ou peu d'alternatives techniques (aciéries, raffineries, cimenteries).

Le développement et déploiement du CSC favoriseront également le maintien et la création d'emplois dans les bassins industriels concernés. Les emplois directs associés aux secteurs industriels fortement émetteurs (acier, ciment, chaux et plâtre) se chiffrent à environ 60 000 aujourd'hui.

³ AIE, Greenhouse Gas R&D Programme, <http://www.ieaghg.org/index.php?/about-us.html>

⁴ Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), « Piégeage et stockage du dioxyde de carbone », 2005

⁵ Directive européenne 2009/31/CE

⁶ BCG, « Développer les éco-industries en France », 2008

⁷ AIE/Carbon Sequestration Leadership Forum, « CCS Progress & Next Steps », 2010

⁸ IFP, Projet SocECO₂, 2010



7-Captage stockage du CO₂ et valorisation

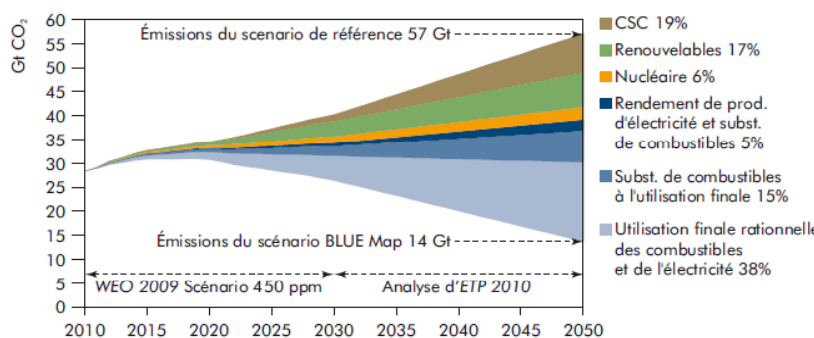


Figure 2 : Options de réduction des émissions de CO₂, 2010-2050 (source AIE)



Figure 3 : Les 41 grands émetteurs français en 2005 (source IFPEN, SocEco2)

Quatre territoires particulièrement investis dans cette filière

Les travaux menés sous l'égide de l'ADEME fin 2010 sur la feuille de route technologique de la filière ont permis de mettre en avant quatre territoires particulièrement investis dans la filière :

- Pour le **Béarn**, c'est un élément du plan de reconversion industrielle dans la vallée du Gave de Pau, Pyrénées Atlantiques (64). Le projet pilote CSC intégré de TOTAL (voir infra), en partenariat avec AIR LIQUIDE, contribue à la redéfinition de la plateforme de Lacq comme centre de formation et de recherche. Des structures comme le pôle de compétitivité AVENIA, la structure de reconversion industrielle CHEMPARC et l'association APESA travaillent sur le sujet, en collaboration avec les compétences reconnues d'une part des entreprises comme Total et Air Liquide, et d'autre part l'Université de Pau et IFP Energies nouvelles.

- La zone s'étalant de la **vallée de la Seine jusqu'au Havre** est également fortement impliquée dans le développement du CSC. Les capacités de stockage sont étudiées dans le cadre du projet « FranceNord », soutenu par l'ADEME. La communauté de communes du Havre met en œuvre depuis plusieurs années une stratégie de développement du Port et de la zone industrielle associée dans laquelle le CSC peut jouer un rôle important. La création de la Chaire Industrielle de Recherche sur le CO₂ de Mines-ParisTech, avec l'appui de l'Université du Havre et de la majorité des établissements compétents au niveau national, et à laquelle contribuent de grands industriels français ainsi que la région du Havre (via le Grand Port Maritime, la Ville et la CODAH), montrent l'importance accordée par ce territoire à cette technologie.
- **La Lorraine** pourrait accueillir le seul projet au monde de démonstration industrielle du CSC pour la sidérurgie. Prévu à Florange, il est porté par ArcelorMittal et fait suite au programme de recherche « ULCOS » (Ultra-Low CO₂ Steelmaking, voir infra). L'importance de cette industrie dans la région et pour le pays est historique et reconnue au plus haut niveau.
- **Le Grand Port Maritime de Marseille** s'est engagé dans une stratégie globale de réduction des émissions de CO₂ sur la Zone Industrielle Portuaire (ZIP) de Fos-Lavéra. Dans le cadre de cette stratégie de réduction, quatre axes de diminution massive des volumes de CO₂ émis (récupération assistée de pétrole, bio-rémediation du CO₂ avec production d'algues, valorisation du CO₂ pour des applications industrielles, stockage géologique du CO₂) sont étudiés.



7-Captage stockage du CO₂ et valorisation

Le projet de TOTAL à Lacq

Depuis janvier 2010, TOTAL opère à Lacq, dans le sud-ouest de la France, un projet intégré de captage-transport-injection de CO₂. Celui-ci est capté à la sortie d'une chaudière modifiée de la plate-forme industrielle de Lacq, transporté par pipe sur 27 km et injecté à 4500 mètres de profondeur dans le gisement de gaz de Rousse qui est en fin de vie. Pendant la durée du pilote, plusieurs milliers de tonnes de CO₂ seront captées et stockées. L'objectif du pilote est de tester, en vue d'applications à plus grande échelle sur d'autres opérations, le captage par oxycombustion et le stockage dans un gisement de gaz épuisé.

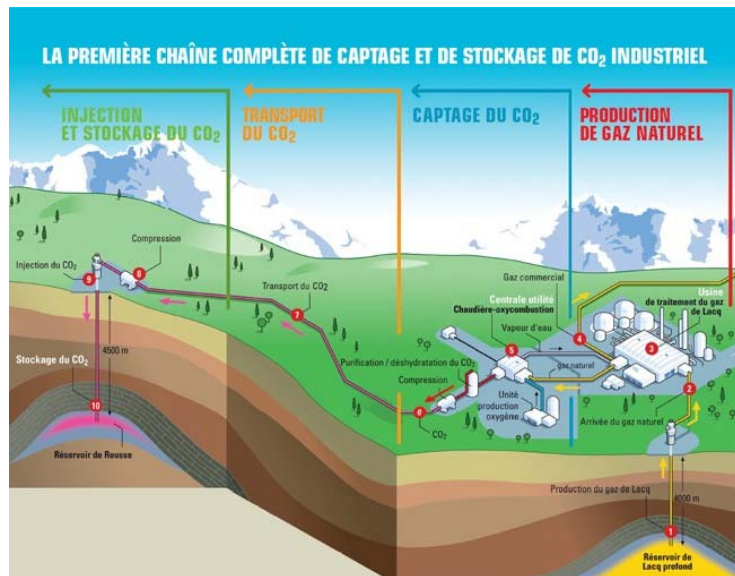


Figure 4 : Projet CSC de TOTAL à Lacq (source TOTAL)

Le programme de recherche européen « ULCOS »

Le site web dédié au programme résume son contenu de la manière suivante :⁹

« ULCOS est l'abréviation d'Ultra-Low Carbon dioxide (CO₂) Steelmaking, ce qui signifie « Processus sidérurgiques à très basses émissions de CO₂ ». Il s'agit d'un consortium de 48 entreprises et organisations issues de 15 pays européens, réunies au sein d'une initiative de coopération en R&D afin de réduire de manière drastique les émissions de dioxyde de carbone liées à la production d'acier. Ce consortium regroupe toutes les principales entreprises sidérurgiques de l'Union européenne, ainsi que des partenaires du secteur de l'énergie et de l'ingénierie, des instituts de recherche et des universités. Il est soutenu par la Commission européenne.

L'objectif du programme ULCOS est de réduire les émissions de CO₂ d'au moins 50 % par rapport aux méthodes de production actuelles les plus performantes. »

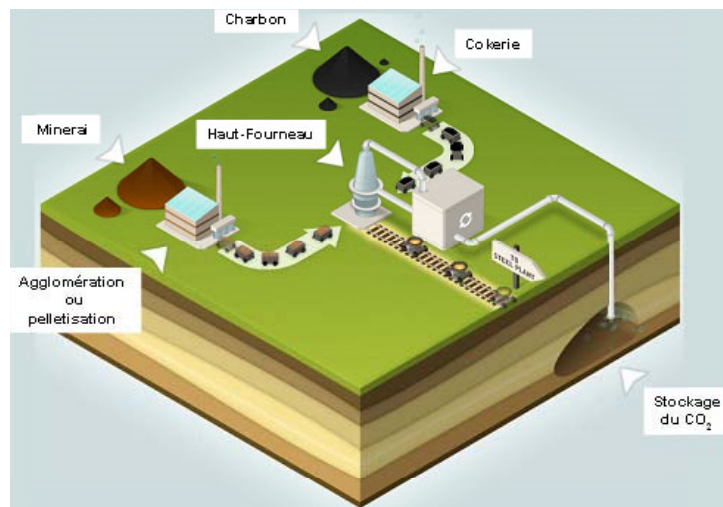


Figure 5 : Captage & stockage du CO₂ appliqué à la production d'acier⁹

Le projet porté par ArcelorMittal, associant un consortium de sidérurgistes européens, fait suite aux travaux du programme ULCOS et vise à déployer une des technologies identifiées sur le site de Florange en Lorraine.

⁹http://www.ulcos.org/fr/about_ulcos/home.php



7-Captage stockage du CO₂ et valorisation

MODELE ECONOMIQUE

Le niveau d'incitation venant des marchés carbone (prix du quota de CO₂) n'apparaît pas suffisant aujourd'hui. Par ailleurs, les dispositifs publics existants de soutien à la filière (PEER, NER 300) pour le financement de démonstrateurs à taille commerciale de CSC ne pourront financer (partiellement) qu'un nombre limité de projets.

Une des priorités d'action pour permettre à moyen terme le développement de la filière est aujourd'hui d'identifier des modèles économiques adaptés à cette activité.

Parmi les hypothèses fréquemment évoquées dans les instances communautaires et internationales, on peut citer :

- un tarif d'achat de l'électricité décarbonée,
- la réduction de la quantité de quotas alloués dans le cadre du dispositif ETS européen
- un système de bonus-malus
- une taxe dédiée
- ou encore des standards de performance en g CO₂/kWh



7-Captage stockage du CO₂ et valorisation

Les acteurs de la filière

Des acteurs industriels français maîtrisant l'ensemble de la chaîne de valeur

LES ACTEURS INDUSTRIELS

Les acteurs français sont aujourd'hui capables de couvrir l'ensemble des maillons de la chaîne de valeur, en fournissant des équipements et services à haute valeur ajoutée tout au long de la chaîne.

Différents types d'acteurs interviennent : les opérateurs de sites émetteurs ont recours à des ingénieries et fournisseurs de solutions techniques pour équiper leurs sites ; en aval des opérateurs avec des compétences de domaines connexes comme le pétrole interviennent. Des prestations sur mesure (fourniture d'équipements et de technologies, conseil, support R&D, analyse des risques) sont fournies par de plus petites structures (PME/PMI/ETI).

Le captage

Les industriels émetteurs

Ils interviennent sur la première étape de la chaîne de valeur en tant qu'émetteurs, mais peuvent également intégrer les autres étapes en tant qu'intégrateur. C'est notamment le cas :

- des énergéticiens (comme EDF et GDF SUEZ)
- des industriels (comme ARCELORMITTAL ou LAFARGE)

Équipementiers / ingénieries

Les équipements et procédés pour le captage, la purification et la compression du CO₂ sont essentiellement fournis par des acteurs se positionnant en tant que prestataires « EPC » (engineering, procurement, construction) comme ALSTOM ou fournisseurs de technologies comme AIR LIQUIDE ou PROSERNAT.

Opérateurs aval

Le transport et le stockage

Les acteurs du monde pétrolier se positionnent sur ces segments, en s'appuyant sur leurs compétences historiques, et en associant des prestataires pour la fourniture d'équipements de mesure, la

modélisation des gaz et la caractérisation du sous-sol, des organismes de conseil et de support R&D. On retrouve ainsi sur ces segments des acteurs comme TOTAL, SCHLUMBERGER ou TECHNIP.

Les acteurs de la valorisation

De nombreux acteurs français se positionnent sur la valorisation du CO₂. C'est le cas de grands groupes industriels tels que TOTAL ou AIR LIQUIDE, présents sur des voies matures comme la récupération assistée de pétrole ou l'utilisation industrielle du CO₂, ou encore RHODIA qui s'intéresse entre autres à la production de méthanol par hydrogénation.

Des PME/PMI/ETI fournisseurs de technologies et de services tout au long de la chaîne de valeur

Les PME/PMI/ETI ont un rôle important à jouer avec une valeur ajoutée tout d'abord sur la fourniture d'études et d'équipements spécifiques (exemples : SETARAM & IMAGEAU pour l'instrumentation notamment du stockage).

Elles sont également présentes sur l'analyse des risques et la gestion transversale de projet, épaulant ainsi un futur intégrateur (exemples : GEOGREEN et OXAND avec une activité développée spécifiquement pour cette filière), ou encore sur la conception de sites et l'analyse du sous-sol.

Enfin elles proposent des prestations « sur mesure » et innovantes.

Aujourd'hui, il n'y a qu'un nombre limité de PME/PMI/ETI visibles au sein de la filière du CSC, alors qu'un nombre important de sociétés est présent dans les domaines connexes en termes de compétences requises comme le pétrole, la métrologie et l'environnement.

Ces PME/PMI/ETI ont un véritable rôle à jouer dans la structuration du futur tissu industriel, en étroite collaboration avec les pôles de compétitivité.



7-Captage stockage du CO₂ et valorisation

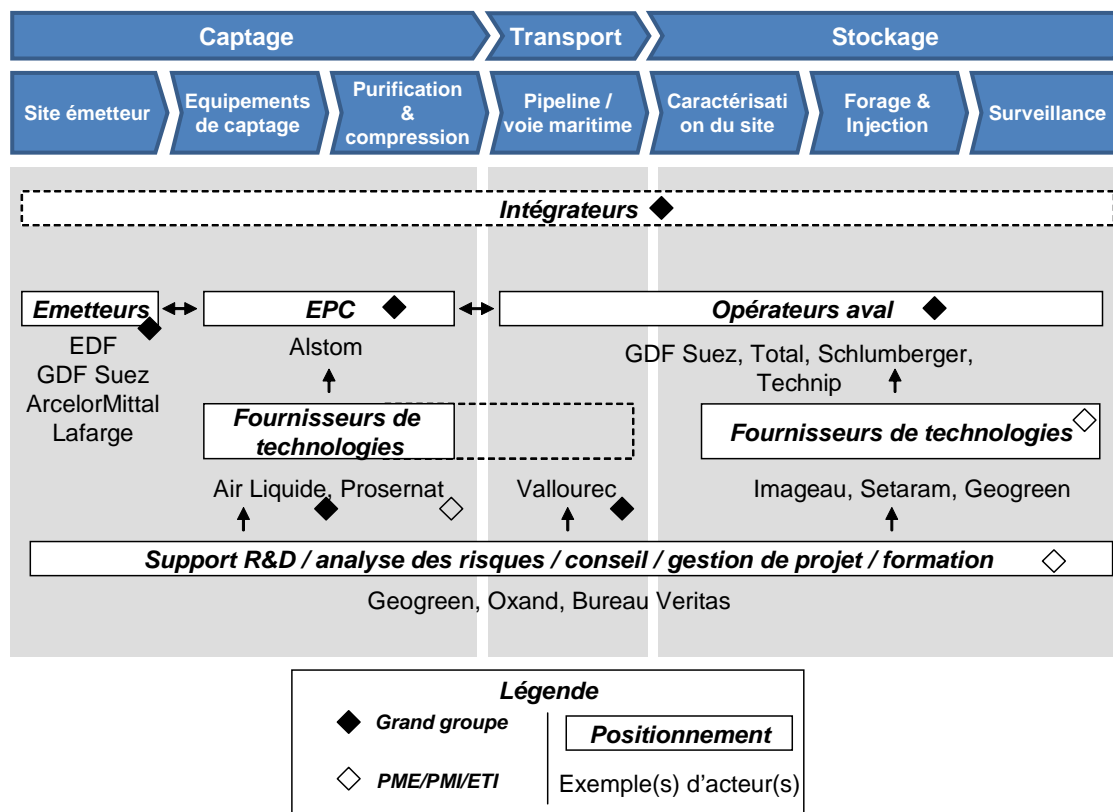


Figure 6 : Acteurs industriels français – exemples et schématisation du positionnement

AUTRES ACTEURS

L'association des acteurs de la filière : le Club CO₂

Le Club CO₂ est né en 2002 à l'initiative de l'ADEME, avec l'appui d'IFP Energies nouvelles et du BRGM qui assurent son secrétariat. Il regroupe aujourd'hui les principaux acteurs de la filière.

Les pôles de compétitivité

AVENIA, un pôle de compétitivité d'Aquitaine, s'intéresse aux énergies du sous-sol et regarde ainsi notamment le maillon du stockage du CO₂. Les pôles AXELERA et RISQUES sont également fortement engagés dans la filière du CSC. TRIMATEC situé dans le sud-est, est un pôle de compétitivité s'intéressant au captage. Cet acteur travaille sur la séparation membranaire de gaz, notamment sur le captage du CO₂ issu de la combustion du carbone.

La communauté scientifique

Parmi les EPST et les Universités les plus impliqués dans cette filière, on peut citer : CNRS, INRA, Mines Paris-Tech, Nancy, Paris (IPGP), Grenoble, Montpellier, Pau, Toulouse, Le Havre, Bordeaux, Lyon, Orléans, Metz, Strasbourg.

Le BRGM et IFP Energies nouvelles sont fortement impliqués dans la filière (voir page suivante « R&D innovation »).

La coopération internationale

La dimension internationale de la filière du CSC s'explique avant tout par l'enjeu d'ordre mondial que représente la lutte contre le réchauffement climatique, ainsi que par sa proximité avec des secteurs industriels fortement internationalisés, en particulier celui de l'énergie. De plus, les centrales de production d'énergie à base de combustibles fossiles et les sites industriels, tels que les cimenteries ou aciéries, sont des unités émettrices de CO₂ fortement déployées à l'échelle internationale. Il s'agit d'une filière émergente avec des barrières financières et sociétales importantes nécessitant d'avoir recours à une mutualisation des efforts et des risques. Les coopérations internationales servent donc de plateforme de promotion permettant aux États impliqués de mettre



7-Captage stockage du CO₂ et valorisation

en avant les compétences des acteurs nationaux dans une logique de positionnement sur le futur marché mondial.

De nombreuses initiatives internationales ont ainsi vu le jour au cours des dernières années. La liste ci-dessous donne un premier aperçu des principales initiatives, quelles soient européennes ou internationales, qui ont été mises en place.

Europe :

- EU Zero Emissions Technology Platform for - Fossil Fuel Power Plants (ZEP)
- European Industrial Initiative on CCS (CCS EII)
- EU CCS Demonstration Project Network
- Berlin Forum – Sustainable Fossil Fuels Working Group

AIE :

- Working Party on Fossil Fuels (WPF) de l'AIE
- IEA Greenhouse Gas R&D programme
- Biennial Regulatory Review

- IEA Clean Coal Centre

Autres :

- Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF)
- Global Carbon Capture & Storage Institute (GCCSI)
- Carbon Capture Use & Storage (CCUS) Action Group (Forum des Economies Majeurs)

Le rôle de la France au sein de ces initiatives internationales

La France participe aujourd'hui à ces initiatives. Cette participation est indispensable pour contribuer à la visibilité de la filière française à l'international et pour identifier des opportunités de marché.

La participation à l'ensemble de ces initiatives permet non seulement de suivre l'avancement de la filière à l'international, de présenter les activités françaises devant un cercle élargi de participants, de participer aux travaux de rédaction de feuilles de route et d'établir un réseau de contacts.



7-Captage stockage du CO₂ et valorisation

Recherche & développement et innovation

Une filière émergente avec de forts besoins de R&D

AXES DE RECHERCHE ET D'INNOVATION

Le captage et stockage du CO₂ et sa valorisation représentent une filière à caractère émergent avec aujourd'hui un nombre limité de projets intégrés, de taille commerciale, opérationnels dans le monde. La période de 2015 – 2025 est aujourd'hui ciblée pour la commercialisation des technologies utilisées et leur déploiement progressif. Parmi les principaux axes de recherche et d'innovation pour la mise en place de ces technologies on peut citer la réduction de la surconsommation énergétique du captage du CO₂, la maîtrise des substances annexes lors du transport des flux captés, la caractérisation des sites de stockage ou encore le développement de catalyseurs performants pour l'activation du molécule du CO₂ à des fins de valorisation. D'autres exemples de thématiques de recherche et d'innovation sont donnés ci-dessous :

Captage

- Le développement de nouvelles générations de procédés de captage, telles que la combustion en boucle chimique ou la voie cryogénique
- L'intégration énergétique des systèmes de captage dans le schéma global de la production d'énergie
- L'adaptation des procédés de captage à la variation de charge de la centrale électrique (flexibilité)
- Le développement de systèmes de captage spécifiques pour les procédés industriels fortement émetteurs - secteur sidérurgique
- La purification et déshydratation du CO₂

Transport

- Méthodes de détection de fuites
- Modélisation de la dispersion du flux de CO₂ dans l'atmosphère en cas de fuite

Stockage

- Modélisation géologique et dynamique des sites de stockage
- Choix des matériaux pour la construction des puits d'injection

- Développement de techniques et méthodes de surveillance à long terme à coûts compétitifs
- Capacités et défis propres au stockage en aquifères salins
- Perceptions et attentes sociales, communication et éléments pédagogiques associés

EXEMPLES D'ACTEURS

IFP Energies nouvelles (IFPEN)

Les travaux conduits par IFPEN en matière de CSC visent à assurer la cohérence de la chaîne complète de captage, transport et stockage du CO₂, avec une forte volonté de participer à une opération de démonstration intégrée de la chaîne.

Fort de son expérience acquise dans le domaine des hydrocarbures, IFPEN travaille notamment sur les procédés de captage en post-combustion (amélioration des performances pour abaisser la pénalité énergétique) et en oxy-combustion (développement du procédé par boucle chimique), ainsi que sur le développement de modèles numériques et de techniques de surveillance pour le stockage de CO₂. A titre d'exemple, le simulateur « Coores » développé par IFPEN permet de modéliser le comportement hydrodynamique du CO₂ dans un milieu poreux.

IFPEN coopère avec les organismes de recherche SINTEF (Norvège) et TNO (Pays-Bas) dans le cadre de l'alliance « Tri4CCS » qui vise à garantir la sécurité et la faisabilité économique de la filière du captage, transport et stockage du CO₂.

BRGM

Le BRGM est l'établissement public de référence dans le domaine des sciences de la Terre pour gérer les ressources et les risques du sol et du sous-sol. Ses actions s'articulent autour de 4 missions : recherche scientifique, appui aux politiques publiques, coopération internationale, sécurité minière.

Dans le domaine du CSC, le BRGM travaille sur une meilleure connaissance des aquifères profonds propices au stockage et l'évaluation de leur potentiel. Au-delà des aquifères profonds, les travaux du BRGM visent à mieux comprendre les conséquences physiques, bio-géochimiques et thermocinétiques de l'utilisation du sous-sol.



7-Captage stockage du CO₂ et valorisation

L'étude des critères de sécurité et des impacts environnementaux du stockage géologique du CO₂ constitue également une part importante de l'activité du BRGM.

Au niveau européen, le BRGM est fortement engagé dans la dynamique académique, notamment au travers du réseau « CO₂GeoNet » et dans le cadre de projets co-financés par le PCRD.

INERIS

Créé en 1990, l'Institut National de l'Environnement industriel et des RISques (INERIS) est un établissement public qui a pour mission d'évaluer les risques pour l'homme et l'environnement liés aux installations industrielles, aux substances chimiques et aux exploitations souterraines.

Institut pluridisciplinaire, il regroupe aujourd'hui environ 600 personnes et travaille depuis fin 2002 sur les différents maillons de la filière du CSC. L'INERIS est actuellement engagé dans 8 actions de recherche et d'appui au niveau national et 3 projets européens sur ce thème. L'INERIS y met en œuvre plusieurs de ses compétences historiques, dont notamment la sécurité des installations industrielles, l'évaluation des risques sanitaires et environnementaux, l'évaluation des risques liés à différents types de stockages souterrains.

LES PRINCIPAUX DISPOSITIFS DE SOUTIEN A LA R&D

ADEME

L'ADEME est un acteur de tout premier plan dans l'accompagnement et le financement de projets de recherche dans la filière du captage, stockage et valorisation du CO₂. Entre 2001 et 2009, plus de 20 projets de R&D ont été soutenus par des fonds de l'agence, et dans le cadre du Fonds Démonstrateur, trois démonstrateurs de recherche ont été financés en mai 2010.

La feuille de route technologique élaborée par l'ADEME avec un comité d'experts de la filière constitue un document de référence pour les acteurs en matière d'enjeux technologiques et visions de développement de la filière. La révision de cette feuille de route a été organisée et finalisée fin 2010.

ANR

Les 4 appels à projets de l'ANR des années 2005 à 2008 sur le captage & stockage de CO₂ ont permis de favoriser la constitution d'un tissu dense de recherche en la matière en France. Lors de ces appels à projets, 33 projets ont été financés à hauteur de 27 M€ et couvrant l'ensemble des maillons de la chaîne de valeur. Le captage, stockage du CO₂ et sa valorisation ont été repris dans la programmation 2011 de l'agence au sein du programme « SEED » (systèmes énergétiques efficaces et décarbonés) avec un appel à projets clôturé début mai 2011.

INVESTISSEMENTS D'AVENIR

Les technologies de captage, transport, stockage et valorisation du CO₂ sont soutenues par les investissements d'avenir.

Dans le cadre du programme « Energie et économie circulaire » dotée de 3,6 Mds € la filière est éligible à l'obtention de financement sur deux actions :

- la mise en place d'Instituts d'Excellence en matière Energies Décarbonées (« IEED »), dotée d'1 Mds €
- la mise en place de « démonstrateurs & de plateformes technologiques en énergies renouvelables et décarbonées et chimie verte », dotée d'1,35 Mds €

Contributeurs : Christian OESER, Lionel PERRETTE, Sabine CAVELLEC



Définition et technologies existantes

Un vecteur énergétique très prometteur dans la décarbonisation des usages énergétiques

La géothermie ou « chaleur de la terre » couvre l'ensemble des applications permettant de récupérer la chaleur contenue dans le sous-sol ou dans les nappes d'eau souterraines (la température de la terre et de l'eau souterraine est d'autant plus élevée que l'on se rapproche du centre de la terre). En fonction de l'application, les calories ainsi récupérées servent à la production de chaleur et/ou de froid ou à la production d'électricité.

La géothermie propose une grande variété de solutions en fonction des besoins de l'utilisateur.

Trois principaux segments peuvent être distingués en fonction de la température de la chaleur qui est récupérée :

- la très basse énergie ;
- la basse & moyenne énergie ;
- la haute énergie.

Le tableau ci-dessous donne un premier aperçu des principaux équipements et usages pour chacun des trois segments.

Tableau 1 : Segmentation de la géothermie

Segment	Principaux équipements /systèmes utilisés	Température de la ressource	Profondeur des forages	Usages
Très basse énergie	Pompes à chaleur géothermiques (PACg)*	○ < 30°C	○ Faible ○ < 100 – 300m	○ Usage domestique (chauffage & refroidissement) ○ Habitat collectif ○ Tertiaire
Basse énergie Moyenne énergie	Réseaux de chaleur géothermiques**	○ < 90 °C ○ 90 – 150 °C	○ Intermédiaire ○ < 2000m	○ Usage directe pour le chauffage d'un ensemble de bâtiments ○ Chaleur industrielle ○ Production d'électricité
Haute énergie	Centrales de production électrique***	○ >150°C	○ Elevée ○ > 2000m	○ Production d'électricité ○ Chaleur industrielle

* D'autres systèmes font également partie de ce segment : les puits canadiens ou provençaux (alimentation du bâtiment en air tempéré passant par un conduit enterré) et les fondations thermoactives ou pieux géothermiques (capteurs de chaleurs installés au cœur des fondations du bâtiment).

** D'autres systèmes utilisés concernent les usages agricoles (serres agricoles, pisciculture, etc.) et industriels.

*** La géothermie de haute énergie peut également servir à de la cogénération (production simultanée de chaleur et d'électricité) ou à la production de vapeur haute pression pour un industriel.



8-Géothermie

Très basse énergie - pompes à chaleur géothermiques

Afin de pouvoir exploiter la chaleur du sol à des profondeurs peu élevées et donc à basse température, il est nécessaire de remonter le niveau de température en utilisant un apport externe d'énergie.

Ainsi, une pompe à chaleur géothermique permet de puiser de l'énergie thermique (chaleur) présente naturellement dans le sous-sol et de la restituer à un niveau plus élevé de température pour chauffer des maisons de particuliers, de l'habitat collectif ou des immeubles du tertiaire. Inversement, elle permet de refroidir les bâtiments en transférant de l'énergie thermique qu'ils contiennent au sous-sol qui va la diffuser.

La pompe à chaleur est ainsi reliée à des dispositifs permettant de capter l'énergie du sous-sol : soit directement en pompant de l'eau du sous-sol, soit par l'intermédiaire d'un fluide circulant dans des capteurs enfouis (sondes géothermiques, voir figure n°1).

Basse & moyenne énergie – réseaux de chaleur géothermiques

La géothermie de basse et moyenne énergie concerne l'exploitation des aquifères à des profondeurs élevées. Compte tenu de l'importance des investissements de forage du sous-sol, on l'associe généralement aux réseaux de chaleur. Ces réseaux, aptes à desservir plusieurs milliers de logements par opération, permettent ainsi de répartir sur un plus grand nombre de postes de consommation la charge des investissements afin de préserver la compétitivité de la chaleur géothermique de basse et moyenne énergie.

Selon les cas, la production peut se faire soit via un puits unique associé à un échangeur thermique, soit plus fréquemment via un « doublet géothermique »



Figure 2 : Schéma d'une installation de réseau de chaleur urbain géothermique (tel qu'existant en région parisienne) (source : PPI chaleur 2009 – 2020)

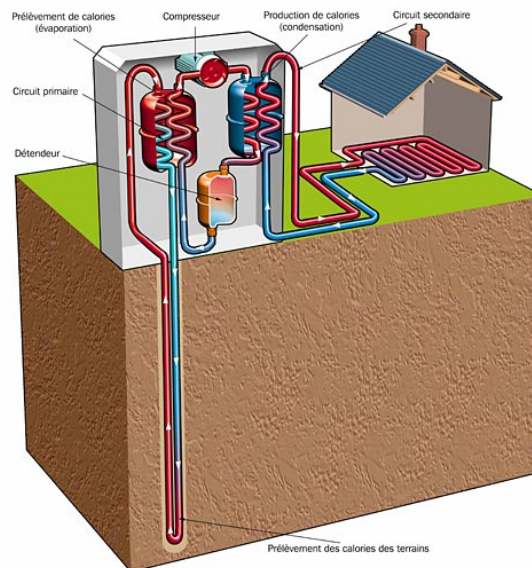


Figure 1 : Fonctionnement d'une pompe à chaleur géothermique (source ADEME/BRGM)

(un forage de production, un forage d'injection ; voir infra) assorti d'un échangeur. Réinjecter l'eau après prélèvement des calories est nécessaire pour ne pas rejeter dans le milieu naturel des eaux en général chargées en sels minéraux et en métaux contre-indiqués. Il s'agit également de maintenir la pression du réservoir géothermal exploité.

Une opération type de la région parisienne permet de chauffer environ 4 000 à 5 000 équivalent-logements. L'eau géothermale exploitée est captée à environ 2 000 m de profondeur ; sa température atteint 80°C.



8-Géothermie

Haute énergie centrales de production électrique

Deux principaux types d'application sont à distinguer au sein du segment de la géothermie haute énergie.

En fonction des conditions géologiques, la ressource est exploitée soit directement soit indirectement. L'exploitation directe consiste à pomper (et éventuellement réinjecter) de l'eau très chaude naturellement contenue dans le sous-sol qui, une fois remontée à la surface, permet d'alimenter un cycle vapeur de production d'électricité. Alors que l'exploitation indirecte consiste à aller récupérer de la chaleur naturellement contenue dans le sous-sol à de très grandes profondeurs en injectant de l'eau en un point et en la récupérant à un autre endroit une fois qu'elle est réchauffée.

Deux principales technologies de production existent en fonction de la température et de la qualité de l'eau ou de la vapeur récupérée : production en cycle simple (« flash steam » et « dry

steam »), ou après échange de chaleur en cycle binaire (cycle de Rankine ORC).

L'extraction directe de la vapeur d'eau ou de l'eau très chaude dans des zones volcaniques permet d'alimenter une centrale géothermique de production électrique à la surface (voir infra). En Guadeloupe, « Géothermie Bouillante » (créé en 1995 par des filiales du BRGM et d'EDF) gère un site de production électrique de ce type d'une capacité de production d'environ 15 MWe.

L'injection et la récupération d'eau dans des roches chaudes très profondes (4 000m – 5 000m) au sein de systèmes géothermiques améliorés dits « EGS » (enhanced geothermal systems) représente le deuxième type d'application pour la production électrique à partir de ressources géothermales.

À Soultz-sous-Forêts est exploité et développé un site pionnier de ce type, sous la maîtrise d'œuvre d'un groupement européen d'intérêt économique avec une forte implication d'Electricité de Strasbourg (ES Géothermie).

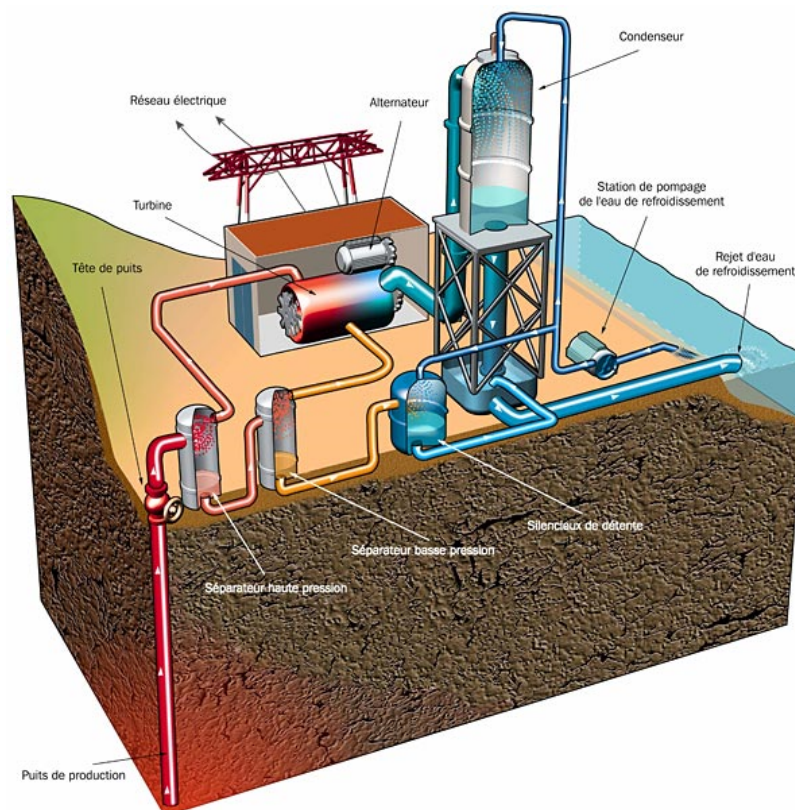


Figure 3 : Fonctionnement d'une centrale géothermique (source ADEME/BRGM)



8-Géothermie

Chaîne de valeur

Des études en amont à l'exploitation de l'énergie géothermique en quatre principales étapes

LA GEOTHERMIE DE TRES BASSE ENERGIE

La chaîne de valeur de la géothermie de très basse énergie (PACg) consiste essentiellement en 4 étapes comme indiqué dans le schéma ci-dessous :

- Les études préalables

- L'accès à la ressource, comprenant notamment le forage et la mise en place du système de captage de l'énergie du sous-sol
- La mise en place des équipements de production d'énergie (pompes à chaleur géothermique)
- L'exploitation et la maintenance.

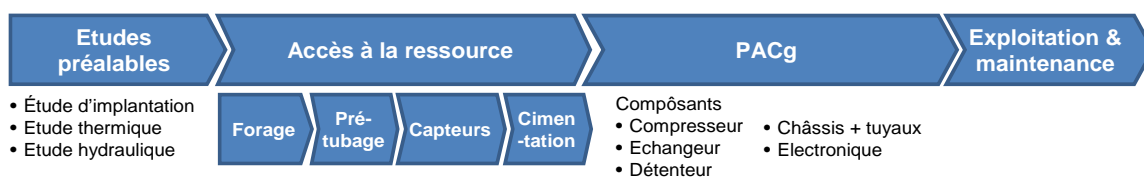


Figure 4 : Schéma de la chaîne de valeur de la géothermie de très basse énergie

LA GEOTHERMIE DE BASSE ET MOYENNE ENERGIE

Dans le segment de la basse et moyenne énergie, le présent document considère avant tout les réseaux de chaleur géothermiques, représentant la principale utilisation dans ce segment en France. En comparaison avec le segment de la très basse énergie, la complexité accrue des réseaux de

chaleur et les enjeux financiers importants associés renforcent les liens entre étapes et acteurs associés :

- Les études préalables sont faites systématiquement et se décomposent notamment en études de pré-faisabilité et études de faisabilité.
- L'accès à la ressource comprend notamment des forages à des profondeurs bien plus élevées que pour les pompes à chaleur géothermiques.

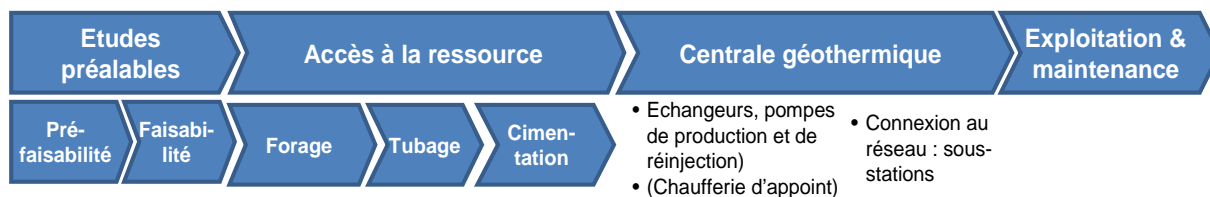


Figure 5 : Schéma de la chaîne de valeur de la géothermie de basse et moyenne énergie



8-Géothermie

LA GEOTHERMIE DE HAUTE ENERGIE

Pour la géothermie de haute énergie, les phases en amont de la mise en place des installations de production d'énergie sont particulièrement importantes, vu la complexité de l'accès à la ressource très profonde compte tenu de l'aléa géologique et du travail à de grandes profondeurs. L'exploration possible du site après obtention d'un titre dit permis exclusif de recherches permet de mettre en évidence des réservoirs profonds dans lesquels peut circuler de l'eau géothermale. Une fois ce réservoir démontré par des techniques

appropriées (campagnes et/ou études sismiques, magnéto-tellurique), des forages pilotes et des travaux de caractérisation du réservoir sont réalisés, afin de confirmer son exploitabilité. Le développement consécutif du site après obtention d'une concession de gîte géothermique de haute température se fait en deux principales étapes : le forage de puits de production, et la mise en place des installations à la surface.

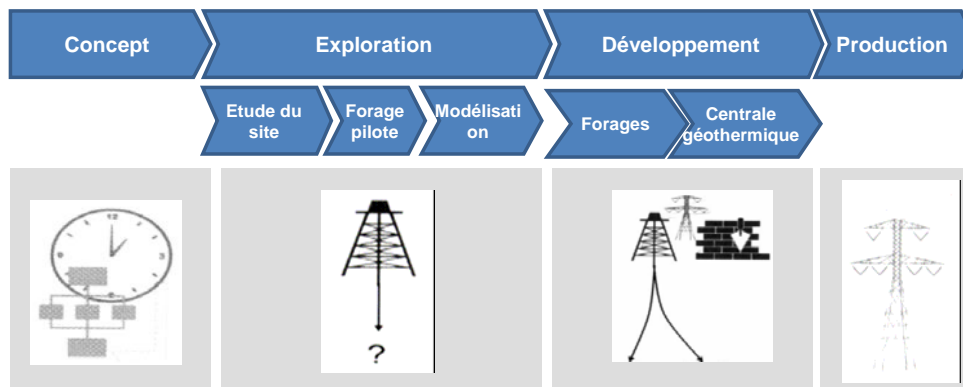


Figure 6 : Schéma de la chaîne de valeur de la géothermie de haute énergie



Le contexte réglementaire

Le code minier comme élément central du cadre réglementaire

LE CONTEXTE REGLEMENTAIRE

NATIONAL

Les principaux textes réglementaires qui s'appliquent à l'exploitation des eaux souterraines par forage et à l'exploitation des calories souterraines, donc aux opérations de géothermie, sont :

- le Code minier et ses textes d'application, qui relèvent du ministre chargé des mines
- le Code de l'environnement qui relève du ministre chargé de l'environnement
- le Code de la Santé Publique, qui relève du ministre chargé de la santé
- le Code Général des Collectivités Territoriales qui relève du ministre de l'intérieur

A noter que le Code de l'énergie s'applique lui aussi à ce type d'installation pour ce qui relève de la partie liée à l'exploitation d'une centrale de production d'électricité.

Le code minier

La géothermie relève du code minier qui en son article L112-1 assimile les gîtes géothermiques à des mines :

« Relèvent du régime légal des mines les gîtes renfermés dans le sein de la terre dont on peut extraire de l'énergie sous forme thermique, notamment par l'intermédiaire des eaux chaudes et des vapeurs souterraines qu'ils contiennent, dits " gîtes géothermiques ". »

L'exploration et l'exploitation d'une ressource minière nécessitent des autorisations accordées par l'Etat. Dans ce cadre, le Code minier et ses décrets associés réglementent trois grands types d'action, auxquels correspondent des procédures distinctes :

- la recherche (titre II) dont les procédures visent à octroyer un droit à rechercher les gîtes miniers et prévoient un droit privilégié pour le titulaire à exploiter la ressource qu'il identifierait ;
- l'exploitation (titre III) dont les procédures visent à donner le droit de retirer les richesses du sous-sol, notamment par la notion de concession ;
- l'exécution des travaux (titre VI) dont les procédures visent à protéger l'environnement, les personnes (tiers et travailleurs) et les biens (approche relative aux impacts).

En ce qui concerne la géothermie, le décret n°78-498 précise les procédures relatives à la recherche et à l'exploitation des gîtes géothermiques (ce qu'on appelle les « titres miniers »). Pour cette approche relative à la ressource, il distingue :

- les gîtes géothermiques à haute température (plus de 150°C), pour lesquels les procédures sont identiques aux autres mines et décrites par le décret n°2006-648 (permis exclusif de recherche, concession) ;
- les gîtes géothermiques à basse température (moins de 150°C) pour lesquels le décret n°78-498 décrit les procédures spécifiques à ce type de géothermie (autorisation de recherche et permis d'exploitation) ;
- les gîtes géothermiques à basse température et de minime importance (moins de 100 mètres de profondeur et moins de 200 thermies par heure – 230 kW – par référence à une température de 20°C), pour lesquels le décret n°78-498 prévoit une simple déclaration faite en application de l'article L411-1 du code minier.

Dans l'ensemble de ces cas, l'exécution des travaux est soumise à la procédure de demande d'autorisation d'ouverture des travaux miniers, précisée par le décret n°2006-649. L'article 3 de ce décret soumet toutes ces opérations à une procédure d'autorisation qui, à la différence de la déclaration, nécessite la rédaction d'une étude d'impact et entraîne l'instruction de la demande par le préfet avec enquête publique et consultation des services concernés.

La déclaration au titre de l'article L 411-1 du Code minier englobe tous les travaux souterrains de plus de 10 mètres de profondeur ; cette déclaration concerne un champ d'opérations nettement plus large que les seules procédures relatives au Code minier (forages d'eau, sondages géotechniques par exemple) et poursuit un objectif d'inventaire des ouvrages et de connaissance du sous-sol.

L'autorisation d'ouverture de travaux miniers vaut autorisation au titre de la loi sur l'eau (article 1er du décret 2006-649).

Le code de l'environnement

Le code de l'environnement ne traite pas de la géothermie en particulier, mais uniquement, dans le cadre de la préservation des ressources en eau et de la prévention des pollutions, des risques et des nuisances, pour certaines activités pouvant avoir un impact sur la ressource en eau.



8-Géothermie

Il existe deux réglementations principales :

Une réglementation relative à l'eau et au milieu aquatique.

Les dispositions sont issues de la loi sur l'eau de 1992 puis celle de 2003.

Cette réglementation impose:

* Une procédure d'autorisation et de déclaration (article L 214-1 et suivant)

* Une nomenclature eau qui concerne trois cas de figure :

- la réalisation d'ouvrages souterrains ;
- les prélèvements d'eau souterraine ;
- les rejets dans le milieu naturel.

Une réglementation concernant les installations classées pour la protection de l'environnement.

Cette réglementation est inscrit dans le livre V "Prévention des pollutions, des risques et des nuisances" au titre 1er "Installations classées pour la protection de l'environnement"

Le code général des collectivités territoriales

Depuis le 1^{er} janvier 2009, tout particulier utilisant ou souhaitant réaliser un ouvrage de prélèvement d'eau souterraine (puits ou forage), à des fins d'usage domestique doit déclarer cet ouvrage ou son projet en mairie, auprès du maire de la commune concernée. Les informations relatives à cette déclaration sont tenues à disposition du représentant de l'Etat dans le département et des agents des services publics d'eau potable et d'assainissement (décret 2008-652 du 2 juillet 2008 pris en application de l'article L. 2224-9 du code général des collectivités territoriales).

Une fiche déclarative est définie dans l'arrêté de 17 décembre 2008.

Le code général de la santé publique

Le Code de la Santé Publique s'applique au cas particulier des forages destinés à un usage alimentaire (notamment eau destinée à la consommation humaine ou utilisée dans l'industrie agroalimentaire).

Si l'ouvrage destiné à un usage thermique est également utilisé pour une application entrant dans ce champ, il est soumis au Code de la Santé Publique.

Ainsi, lorsque le prélèvement d'eau dans le milieu naturel est destiné à la consommation humaine ou à une entreprise agroalimentaire, il est soumis à autorisation (articles R1321-6 à R1321-10 et R1322-4 du code de la santé publique).

Le captage doit respecter les prescriptions énoncées par son arrêté d'autorisation spécifique, pris en application de la législation sur l'eau et du code général de la santé. Il doit éviter les risques de pollution par retour d'eau (double réseau ou manchon souple). Les matériaux utilisés ne doivent pas être susceptibles d'altérer la qualité de l'eau.

Pour un usage alimentaire et/ou sanitaire collectif (captage d'alimentation en eau potable - AEP), le captage et la zone affectée par le prélèvement est protégé par des prescriptions spécifiques détaillées dans les différents périmètres de protection du captage

Le code de l'énergie

Concernant la production d'électricité, le code de l'énergie crée dans ses articles L311-5 à L311-9 la procédure d'autorisation d'exploiter et de déclaration. La procédure est définie par le décret n°2000-877 du 7 septembre 2000.

Le code de l'énergie crée également dans ses articles L314-1 à L314-13 le principe de l'obligation d'achat. En effet, Electricité de France et les distributeurs non nationalisés sont tenus d'acheter à des prix réglementés l'électricité produite à partir de source d'énergies renouvelables. C'est aussi le cas pour la géothermie (voir « mesures incitatives » de la géothermie haute énergie dans la partie suivante).



8-Géothermie

Les marchés

Une dynamique favorable sur les marchés de la géothermie

LE MARCHÉ INTERNATIONAL

Géothermie de très basse énergie

L'Union Européenne occupe un rôle de précurseur dans le déploiement des pompes à chaleur géothermiques (PACg) avec plus de 100 000 unités vendues par an depuis 2005 et un marché représentant aujourd'hui environ 9 GWth. Le nombre total de PACg vendues est estimé à plus de 900 000 unités dans l'Union européenne. La Suède, l'Allemagne et la France représentent les plus grands marchés avec environ 70% des PACg installées à l'échelle européenne en 2009.¹

Géothermie de basse et moyenne énergie

L'Union Européenne représente un marché très important en matière de géothermie basse et moyenne énergie (usages directs) avec une puissance installée de l'ordre de 2 900 MWth en 2010. Cette puissance est répartie pour 45,6 % pour le chauffage de locaux, 28,8 % pour le chauffage de bains et de piscines, 14,7 % pour le chauffage de serres, 5,2 % dans le cadre de l'aquaculture. Le reste est utilisé dans le cadre d'applications agricoles, industrielles et de rafraîchissement.

La Hongrie est le premier marché en Europe avec une capacité installée de l'ordre de 700 MWth et utilise ces ressources géothermiques notamment pour le chauffage de bains, piscines et serres et au sein de réseaux de chaleur. Puis viennent l'Italie (600 MWth), et la France avec une expérience particulièrement importante dans le domaine des réseaux de chaleur (principalement dans le bassin parisien, voir plus bas).¹

Géothermie de haute énergie

A l'échelle mondiale, de l'ordre de 10 000 MWe de capacité de production électrique sont installés aujourd'hui. Les principaux pays producteurs sont les Etats-Unis, les Philippines, l'Indonésie et le Mexique. L'Europe dispose d'une capacité installée d'environ 1 500 MWe, dont 840 MWe en Italie, 570 MWe en Islande, 90 MWe en Turquie, 23

MWe au Portugal, 15 MWe en France et 7 MWe en Allemagne.²

L'utilisation directe de la ressource en cycle simple représente aujourd'hui la principale voie d'exploitation (deux tiers de la capacité mondiale installée). Les systèmes géothermiques améliorés (« EGS ») sont à un stade pré-industriel avec un potentiel de marché considérable : 4 500 MWe en 2020 dans l'Europe des 27. L'Agence Internationale de l'Energie (AIE) table sur la mise en route de 50 projets d'EGS d'ici 2020.³

Les évolutions des dernières années indiquent un potentiel de croissance important pour la production d'électricité à partir de géothermie. En effet, grâce à une diversification des technologies et l'augmentation du prix des énergies fossiles, la filière a affiché une croissance (puissance installée) de 20% entre 2005 et 2010.⁴

LE MARCHÉ FRANÇAIS

En France, le développement de la filière géothermique s'inscrit dans la dynamique générale de promotion des énergies renouvelables avec des objectifs de développement ambitieux.

La loi de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement du 3 août 2009 (« Loi Grenelle 1 ») fixe la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale d'ici 2020 à au moins 23%. De plus, elle donne des orientations pour parvenir à l'autonomie énergétique en outre-mer : atteindre, dès 2020, un objectif de 30 % d'EnR dans la consommation finale à Mayotte et de 50 % au minimum dans les autres collectivités; développer, pour la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique et La Réunion, des programmes exemplaires, spécifiques pour chacune d'elles, visant à terme l'autonomie énergétique, à l'horizon 2030.

L'arrêté du 15 décembre 2009 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production de chaleur décline les objectifs Grenelle en objectifs ambitieux pour la géothermie : une multiplication par 6 de la production de

¹ Observ'ER, « Etat des énergies renouvelables en Europe », Edition 2010

² EGECE, « Statistical report 2010 – Deep Geothermal », Décembre 2010

³ AIE, « Technology roadmap – Geothermal Heat & Power », 2011

⁴ KPMG, « World Geothermal Market & Outlook », 2010



8-Géothermie

chaleur à partir de géothermie entre 2006 et 2020. Il s'agit notamment de faire passer la production annuelle de chaleur à partir des pompes à chaleur individuelles (aérothermie et géothermie) de 200 à 1600 ktep (la part de la géothermie représentant au moins 20 % de cet objectif), de 50 à 250 ktep pour les PACg pour le tertiaire/collectif (« géothermie intermédiaire ») et de 130 à 500 ktep pour les réseaux de chaleur (« géothermie profonde »).

Le Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables (période 2009-2020, en application de l'article 4 de la directive 2009/28/CE de l'Union européenne) indique un objectif de 80 MWe de capacité installée en 2020, ce qui correspond à une multiplication par environ 5 par rapport à 2006

La géothermie concerne aujourd'hui environ 10 000 emplois (directs et indirects) en France, et différents scénarii tablent sur une multiplication par 6 en 2020.⁵

La géothermie de très basse énergie

Capacités installées

Le marché des PACg a connu une forte croissance depuis 2002 pour devenir un marché mature aujourd'hui. En 2010, il atteint de l'ordre de 9 000 unités vendues par an dans la gamme de puissance de 5 – 50 kW (voir figure 7).

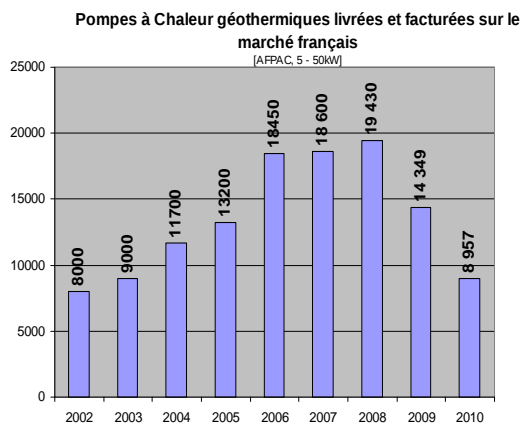


Figure 7 : Marché français des PACg (source AFPAC)

Mesures incitatives

Le gouvernement a maintenu un niveau élevé de soutien à la filière. Le crédit d'impôt développement durable (CIDD) pour les PACg a été étendu au 1^{er} janvier 2010 aux travaux de pose de l'échangeur souterrain, le taux se situe aujourd'hui à 36 %. D'autres dispositifs ont été mis

⁵ UFE, « L'industrie électrique au service de l'emploi et de l'excellence française dans le monde », 2010

en place : l'éco-prêt à taux zéro pour financer des travaux d'amélioration de la performance énergétique globale de logements y compris les travaux d'installation d'équipements de chauffage utilisant une source d'énergie renouvelable, dispositif des certificats d'économies d'énergie et la procédure Aquapac permettant de couvrir les risques géologiques liés à l'exploitation d'un aquifère superficiel pendant 10 ans.

La filière a également entrepris une démarche volontariste de renforcement portant entre autres sur la labellisation (exemple de Qualiforage) ou la formation (modules de formation proposés conjointement par l'ADEME et le BRGM).

La géothermie de basse et moyenne énergie

Capacités installées

En France, le segment de la géothermie de basse & moyenne énergie a deux particularités : il s'agit d'une « filière parisienne » qui s'appuie très majoritairement sur des réseaux de chaleur (et peu sur des usages directs agricoles ou industriels). Aujourd'hui 29 réseaux sur 38 sont situés en Ile-de-France chauffant environ 150 000 équivalents logements, ce qui correspond à environ 80% de la production de chaleur géothermale française. Il est à noter que les exploitations en Ile-de-France présentent la plus grande densité au monde d'opérations de géothermie en fonctionnement. De plus, le réseau de Chevilly-Larue & L'Hay-les-Roses est le plus grand réseau géothermique d'Europe.

Le segment connaît actuellement un regain de nouvelles opérations, notamment en Ile-de-France où l'Ademe et le BRGM tablent sur 30 000 nouveaux logements chauffés par géothermie d'ici 2013.

Mesures incitatives

Le Fonds Chaleur, qui soutient également les opérations avec pompe à chaleur sur aquifères, a permis de dynamiser la filière : près de 77 opérations de géothermie ont été aidées par le Fonds Chaleur en 2010, contre seulement 16 en 2009. Depuis le lancement du Fonds Chaleur en 2009, les financements publics apportés à la géothermie s'élèvent à près de 26 M€ L'Ile-de-France continue d'être à la pointe du développement de la géothermie basse et moyenne énergie. De nombreux projets exemplaires, emblématiques ou innovants ont été financés en 2010 par le Fonds Chaleur en Ile-de-France, comme par exemple la réalisation d'un doublet géothermique pour alimenter le réseau de chaleur du Val Maubuée, ou le projet Géofort au Fort d'Issy les Moulineaux,



8-Géothermie

associant doublet géothermique, création de réseau de chaleur et pompes à chaleur.

La « loi Grenelle 2 » portant engagement national pour l'environnement a permis de simplifier la procédure de classement des réseaux de chaleur alimentés majoritairement par des énergies renouvelables ou de récupération, de renforcer les obligations de raccordement des bâtiments aux réseaux classés et de prolonger les concessions des réseaux de chaleur en cas d'investissements en faveur d'énergies renouvelables ou de récupération.

Un fonds de garantie Géothermie avec des couvertures de risques court terme (forage) et long terme (exploitation) a été mis en place, géré par la SAF Environnement (filiale de la Caisse des Dépôts et Consignations).

La géothermie de haute énergie

Capacités installées

La France dispose actuellement de deux sites de production électrique à partir de géothermie.

En outre-mer, la centrale de Bouillante (Guadeloupe) avec une capacité de production de 15,5 MWe a été développée depuis les années 80. L'Arc antillais (Guadeloupe, Dominique, Martinique) présente un potentiel de développement important, ainsi que de manière plus générale la région de l'Amérique Centrale.

En métropole, la France est pionnière en matière de recherche et déploiement de systèmes géothermiques améliorés (« EGS ») avec le projet pilote de Soultz-sous-Forêts en Alsace, sous la

maîtrise d'œuvre d'un groupement européen d'intérêt économique avec une forte implication d'Electricité de Strasbourg (ES Géothermie), filiale du groupe EDF. En outre, le projet en développement d'Electricité de Strasbourg et de Roquette à Beinheim en Alsace, un des projets phares du Fonds Chaleur en matière de géothermie qui vise à alimenter l'usine de Roquette en vapeur industrielle, s'appuie sur l'expérience acquise à Soultz-sous-Forêts.

Mesures incitatives

La revalorisation des tarifs d'achat de l'électricité produite par géothermie s'est concrétisée en deux étapes créant un contexte économique nettement plus favorable aux projets :

- l'article 88 de la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement (« Loi Grenelle 2 ») supprime le plafond de puissance de 12 MW et les distances minimales entre les centrales de production pour l'accès à l'obligation d'achat et au tarif réglementé
- l'arrêté ministériel du 23 juillet 2010 porte le tarif d'achat de cette électricité à 130€/MWh en Outre-mer et 200 €/MWh en métropole



Les acteurs de la filière

Des acteurs industriels français couvrant l'ensemble de la chaîne de valeur

LES ACTEURS INDUSTRIELS

Acteurs industriels pour la géothermie de très basse énergie

Les principaux acteurs de la filière sont les bureaux d'études, les foreurs, les fabricants de PACg et les installateurs. Un grand nombre de sociétés françaises est positionné sur l'ensemble de la chaîne de valeur, notamment des acteurs de petite taille. Le coût d'investissement des applications PACg porte essentiellement sur les coûts de forage et ceux du matériel pompe à chaleur.

Les études préalables ne se font pas systématiquement pour les applications dans le résidentiel particulier et le petit tertiaire. Ainsi, l'installateur peut proposer au particulier une solution géothermique à PACg sans avoir recours à des bureaux d'étude spécialisés en (hydro)géologie. Les foreurs et les fabricants de PACg cherchent à intégrer d'autres étapes de la chaîne de valeur, en fournissant des prestations d'aide à la décision au client final, d'exploitation et de maintenance. Concernant la fabrication des différents composants de la PACg, le marché des compresseurs échappe pour la plupart aujourd'hui aux acteurs français et est dominé par une dizaine de fabricants, installés notamment aux Etats-Unis et au Japon.

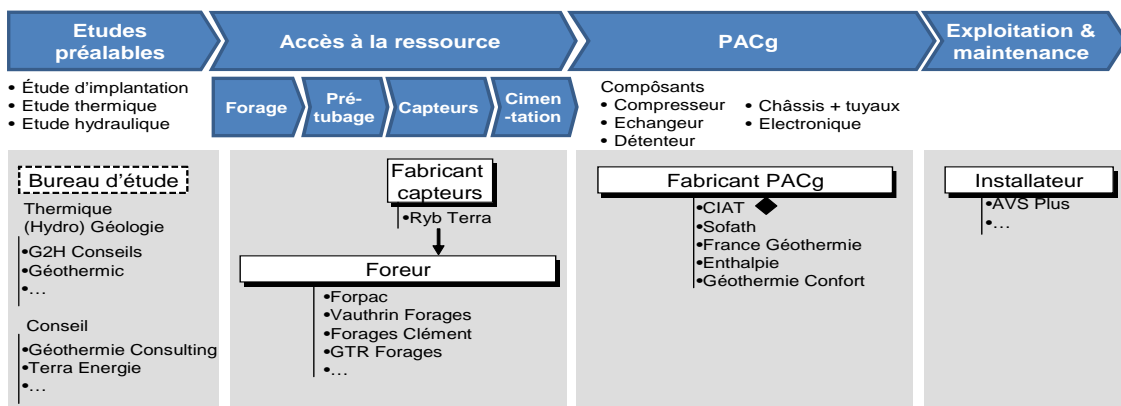


Figure 8 : Géothermie de très basse énergie - exemples d'acteurs et schématisation du positionnement

Acteurs industriels pour la géothermie de basse et moyenne énergie

Trois principaux types d'acteurs sont présents sur plusieurs étapes de la chaîne de valeur : le maître d'ouvrage (dans la plupart des cas la collectivité), chef d'orchestre, a recours à des bureaux d'études pour l'assistance à la maîtrise d'ouvrage et la maîtrise d'œuvre, ainsi qu'à des exploitants de réseaux de chaleur dans le cadre de contrats de délégation de service public.

Les études préalables de (pré) faisabilité se font systématiquement au départ d'un projet, et un grand nombre de bureaux d'études sous-sol & surface sont positionnés. En fonction du contrat avec le maître d'ouvrage, ces acteurs assurent également le suivi des travaux dans le cadre d'une maîtrise d'œuvre. Deux principaux acteurs français se

partagent aujourd'hui le marché des forages. Ils ont recours à des prestations de caractérisation du sous-sol (diagraphie) fournies par des sociétés comme SCHLUMBERGER, ayant acquis ces compétences dans la filière du pétrole.

L'exploitation des réseaux de chaleur géothermiques est essentiellement assurée par des filiales de grands groupes français du domaine de l'énergie, tels que VEOLIA ou GDF SUEZ. Très souvent délégataire dans le cadre d'une délégation de service public (DSP), ils se fournissent auprès d'acteurs-fabricants spécialisés comme VITHERM pour les échangeurs de chaleur. La fabrication des différents composants d'un réseau de chaleur géothermique comme par exemple les pompes de production et de réinjection échappe à ce jour partiellement à la filière française.



8-Géothermie

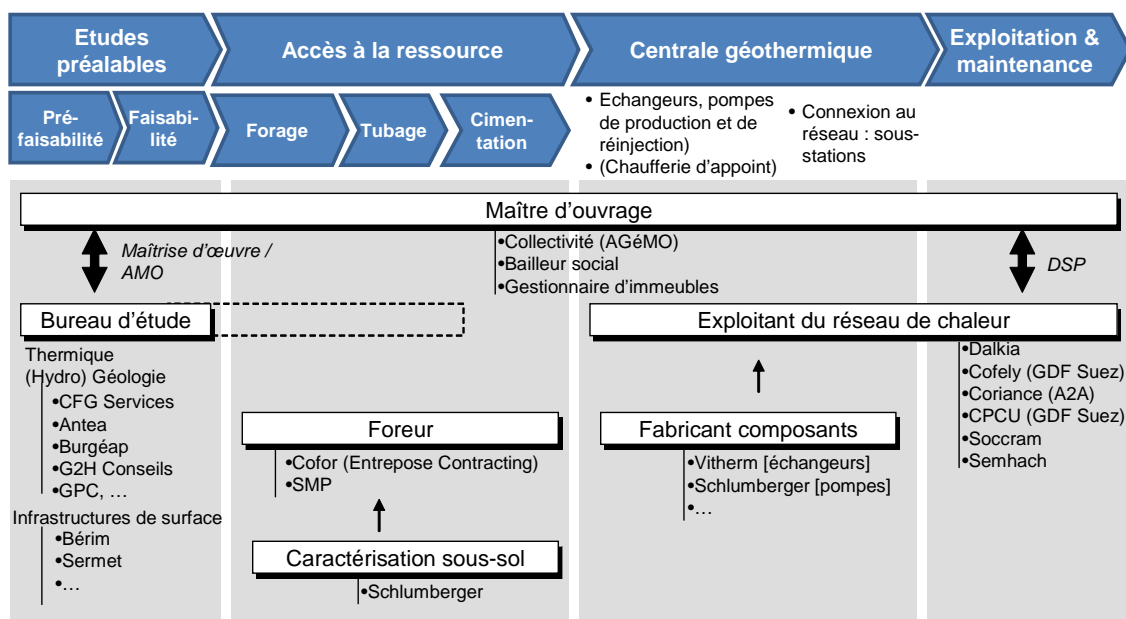


Figure 9 : Géothermie de basse et moyenne énergie - exemples d'acteurs et schématisation du positionnement

Acteurs industriels pour la géothermie de haute énergie

Les acteurs français sont capables de couvrir l'ensemble des maillons de la chaîne de valeur de la géothermie de haute énergie. L'exploitation industrielle du site est assurée par des énergéticiens comme par exemple le groupe EDF, en s'appuyant sur les compétences d'ES GEOTHERMIE d'ELECTRICITE DE STRASBOURG. CRYOSTAR et ALSTOM sont positionnés sur la fourniture de turbines et d'équipements, ALSTOM proposant de manière plus large des centrales

géothermiques clé-en-main. Des acteurs comme NSC ENVIRONNEMENT ou DE HATTEN se positionnent sur la conception et l'usinage d'équipements adaptés à des projets géothermiques (résistance à la corrosion, à des températures élevées et à l'abrasion). La partie amont concernant l'exploration et l'exploitation du sous-sol est couverte par les compétences reconnues du BRGM et des acteurs comme CFG SERVICES ou TERANOV pour la maîtrise d'œuvre, NGE (acquisition de 30% de Cofor) pour les forages, ou encore SCHLUMBERGER ou GEOPETROL.



8-Géothermie

Une nouvelle association des professionnels et un Comité National, des pôles de compétitivité et des acteurs financiers

AUTRES ACTEURS

L'association des professionnels (AFPG)

L'association Française des Professionnels de la Géothermie (AFPG), présidée par Christian Boissavy, a été créée le 15 juin 2010. Elle a pour objet la promotion de la filière géothermique et est organisée en quatre filières :

- Haute énergie et production d'électricité
- Usages directs
- Pompes à chaleur géothermiques collectives
- Pompes à chaleur géothermiques individuelles.

L'association se positionne comme le partenaire professionnel des pouvoirs publics pour la géothermie. Au sein de l'association, forte d'une centaine de membres fondateurs, sont regroupés des bureaux d'études thermiques et des sociétés d'ingénierie sous-sol, des entreprises de forage, des installateurs de chauffage et de climatisation, des fabricants de pompes à chaleur, des exploitants et des promoteurs de réseaux de chaleur, ainsi que les acteurs manufacturiers. Ses objectifs à court terme sont de vulgariser la géothermie vers le public au sens large, d'aider à la formation des acteurs sur le terrain et enfin de promouvoir les normes et les bonnes pratiques pour obtenir une simplification administrative permettant un développement harmonieux de cette filière.

Le Comité National de la Géothermie

Le Comité National de la Géothermie, installé le 04 octobre 2010 par Jean-Louis Borloo, et présidé par Philippe Vesseron, a pour mission de proposer des actions pour le développement durable de chacune

des formes de la géothermie, en constituant un lieu d'échanges et de débat pour l'ensemble des parties prenantes : le Comité repose sur la « Gouvernance à 5 » dans l'esprit du Grenelle de l'environnement, avec 5 collèges : « Etat », « Collectivités », « Entreprises », « Organisations syndicales » et « ONG et consommateurs ». De plus, un groupe « Établissements publics, experts » s'est constitué en appui.

Les pôles de compétitivité

Plusieurs pôles de compétitivité travaillent sur des sujets liés à la géothermie.

Ainsi, le pôle AVENIA en Aquitaine, labellisé en mai 2010, a pour but de développer des projets innovants ambitieux pour fédérer les acteurs de la recherche et de l'industrie des géosciences et pour devenir leader européen dans les technologies du sous-sol. En matière de géothermie, le pôle se positionne notamment sur la géothermie à basse & moyenne énergie (réseaux de chaleur). Le pôle DERBI (Languedoc-Roussillon) travaille sur les énergies renouvelables appliquées au bâtiment et à l'industrie, le pôle S2E2 (Centre) sur la production électrique ou encore le pôle TENERDIS (Rhône-Alpes) sur les énergies nouvelles.

La couverture des risques

La SAF Environnement (filiale de la Caisse des Dépôts et Consignations) gère un dispositif de couverture des risques de projets géothermiques : le Fonds de garantie Géothermie avec des couvertures de risques court terme (forage) et long terme (exploitation)



Historique

LA GEOTHERMIE DE TRES BASSE ENERGIE

En France, les premières installations de pompes à chaleur dans le secteur domestique sont apparues à la suite du deuxième choc pétrolier, dans la période 1979-1985. Après un démarrage prometteur dans le cadre du programme PERCHE (installation de plus de 50 000 PAC en 1982 contre 16 000 trois ans avant), le marché a subi une forte régression (10 000 PAC en 1985), due d'une part à la chute du prix du fioul, d'autre part à des insuffisances en termes de qualité d'équipements et d'installations, du fait d'un taux de croissance trop rapide ; de plus, les installations étaient surtout faites dans l'existant, avec les difficultés techniques inhérentes non maîtrisées à l'époque.

La reprise du marché est intervenue progressivement à partir de 1997 grâce à un encadrement qualitatif (certification des équipements Eurovent et Promotelec), qui se poursuit aujourd'hui avec la mise en place par l'AFPAC d'une démarche qualité. Elle se traduit d'une part par la création de la marque NF PAC qui garantit un niveau de qualité et de performance des équipements et par l'appellation QualiPAC en ce qui concerne la qualité des installations.

LA GEOTHERMIE DE BASSE & MOYENNE ENERGIE

Premières réalisations :

1961 : première opération avec la Maison de la Radio (puits unique, exploitation de l'aquifère de moyenne profondeur de l'Albien, premières pompes à chaleur).

1969 : deuxième opération à Melun l'Almont (réseau de chaleur, premier « doublet »).

Années 1980 : après le second choc pétrolier, véritable démarrage de la production géothermale

par réseaux de chaleur ; c'est de cette période que datent la plupart des réseaux de chaleur géothermiques du Bassin Parisien, qui sont emblématiques et connus à l'étranger. Ainsi, 55 réseaux de chaleur ont été installés en région parisienne.

1986 : le contre choc pétrolier, associé à des problèmes techniques (corrosion et dépôts) plus anciens et qui seront maîtrisés dès la fin de cette année-là, ont entraîné un ralentissement très net de l'activité.

RELANCE DE LA FILIERE :

Il n'y a pas eu, après la première vague de réalisations des années 80, de nouveaux réseaux de chaleur géothermiques, compte tenu du coût relativement faible du pétrole à cette période. Mais, grâce aux soutiens financiers mis en place par l'ADEME et le Conseil Régional Ile-de-France à partir de 2000 (prime au raccordement) et par les pouvoirs publics (prolongement de la durée de garantie offerte par le fonds long terme de garantie du risque géologique), des extensions de réseaux existants ont été réalisées ces dernières années : environ 13 000 équivalents logements supplémentaires ont ainsi été raccordés, soit environ 8 à 10% de la capacité existante. Les problèmes techniques rencontrés dans les années 80 (corrosion des tubages) ont été, comme indiqué ci-dessus, maîtrisés dès 1986. La plupart des réseaux de chaleur géothermiques sont exploités actuellement dans des conditions de rentabilité très acceptables, compte tenu de l'augmentation très sensible du cours des énergies fossiles concurrentes et du remboursement en cours d'achèvement des investissements engagés.

Le Fonds Chaleur (voir chapitre « Les marchés ») a fortement contribué à la relance de la filière géothermique à grande échelle depuis 2009.



Recherche & développement et innovation

Innover et optimiser les technologies pour une exploitation pérenne et viable de l'énergie du sous-sol

EXEMPLES D'ACTEURS

Bureau des recherches géologiques et minières (BRGM)

Le BRGM, établissement public de référence pour les sciences de la Terre, est impliqué depuis plus de 30 ans dans le développement de la géothermie ; il a créé fin 2006 un département spécifiquement dédié à cette énergie, dont les travaux portent sur toutes les formes de géothermie. Le BRGM mène ainsi des travaux de recherche scientifique, d'exploration géothermale et d'appui aux politiques publiques de l'Etat et des collectivités. Ses activités concernent notamment la caractérisation des ressources géothermiques, l'évaluation de leur potentiel, la maîtrise et l'amélioration de leurs modes d'exploitation, l'intégration de la géothermie au bâtiment et l'information autour de la géothermie.

ADEME

L'ADEME est un acteur essentiel du paysage géothermique. Ses objectifs sont d'assurer une meilleure connaissance des ressources géothermales, de faciliter l'aide à la décision, de soutenir des opérations exemplaires et d'encourager le renforcement des réseaux professionnels et des filières par l'information technique et la formation. L'ADEME et le BRGM ont par ailleurs signé en juin 2008 un accord de coopération pour développer toutes les formes de géothermie.

La géothermie et le bâtiment

Les acteurs du bâtiment tels que le CSTB ou le COSTIC travaillent sur l'intégration de la géothermie dans le bâtiment, un sujet important notamment pour la géothermie de très basse énergie.

PRINCIPAUX AXES DE RECHERCHE ET D'INNOVATION

Un des principaux défis techniques de la géothermie consiste en la mise en adéquation des ressources de chaleur de la terre avec les besoins énergétiques des installations en surface. Les axes de recherche et d'innovation portent ainsi notamment sur l'accès à la ressource souterraine et

son extraction, l'optimisation des machines et équipements utilisés et l'intégration de l'installation géothermique dans le système énergétique global. La mise en place de schémas organisationnels et financiers permettant de couvrir les risques et d'utiliser la géothermie dans des conditions économiques viables fait également partie des axes d'innovation.

La très basse énergie (pompes à chaleur géothermiques)

Au niveau des capteurs, il s'agit d'utiliser des matériaux innovants (protection des ressources et optimisation des transferts thermiques) et de développer des géométries adaptées (par exemple des capteurs compacts pour des bâtiments BBC).

La conception de la machine pompe à chaleur géothermique est une autre piste d'innovation et de forte valeur ajoutée. Les fabricants cherchent constamment à optimiser l'arrangement et le réglage des différents composants, afin de mettre en place des machines plus performantes (COP plus élevé). Des technologies peu visibles aujourd'hui comme la PACg à gaz (absorption ou moteur) émergent sur le marché.

L'intégration de la PACg dans le schéma de consommation énergétique global du bâtiment nécessite le développement et l'application de logiciels de dimensionnement adaptés.

La basse et moyenne énergie (réseaux de chaleur géothermiques)

Pour les réseaux de chaleur urbains, des contraintes importantes en termes de température, pression ou encore caractère corrosif des fluides extraits nécessitent des compétences solides et des foreurs expérimentés. Des pistes d'innovation existent sur le développement d'équipements de forage adaptés à l'environnement urbain (réduction des nuisances sonores et de l'espace nécessaire pour les travaux, par exemple à travers des systèmes de récupération des boues). A la surface, il s'agit de valoriser la chaleur du fluide primaire en mettant en œuvre des échangeurs de chaleur et le raccordement à un réseau de chaleur, de préférence de basse température. En effet, l'utilisation de la chaleur géothermique après échange (55 – 70 °C pour le Dogger) n'a tout son intérêt que pour les régimes basse température (plancher chauffant). Le bâti existant étant majoritairement sur des régimes de



8-Géothermie

distribution radiateur, la reconversion des réseaux existants ainsi que la mise en place de systèmes de distribution de la chaleur à basse température dans le neuf favoriseraient l'utilisation de la géothermie.

Il s'agira également de diversifier des usages de la chaleur géothermique et d'élargissement le périmètre géographique de son utilisation.

La haute énergie

Les forages profonds et les techniques de stimulation des roches profondes utilisées au sein d'EGS représentent des techniques clés pour la géothermie haute énergie. Il s'agit également de développer des matériels et des technologies propres à la géothermie profonde et à coût moindre que ceux du monde du pétrole, au niveau des forages et des équipements utilisés tels que des pompes de production à haute résistance.

Au niveau de la centrale géothermique à la surface, plusieurs technologies peuvent être utilisées, dont notamment les centrales à fluide binaire utilisant le principe du cycle de Rankine à fluide organique (ORC).

INVESTISSEMENTS D'AVENIR

Le développement de la filière géothermique est soutenu par les Investissements d'Avenir.

Dans le cadre du programme « Energie et économie circulaire » dotée de 3,6 Mds€ la filière est éligible à l'obtention de financement sur deux actions :

- la mise en place d' Instituts d'Excellence en matière Energies Décarbonées (« IEED »), dotée d'1 Mds €
- la mise en place de « Démonstrateurs & de plateformes technologiques en énergies renouvelables et décarbonées et chimie verte », dotée d'1,35 Mds€

Dans le cadre de la deuxième action, la rédaction d'une feuille de route technologique est en cours, confiée à l'ADEME et associant un panel d'experts de la filière.

Contributeurs :

Christian OESER, Yann MENAGER, Martine LECLERCQ, Sabine CAVELLEC, Julien FYOT, Claudine RONDEAU



9-Hydrogène et piles à combustible

Définition et technologies existantes

Un vecteur énergétique très prometteur dans la décarbonisation des usages énergétiques

L'hydrogène est un vecteur d'énergie prometteur dans le cadre des politiques d'indépendance énergétique et de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES). Les piles à combustible produisent de l'électricité et de la chaleur par le biais d'une réaction d'oxydo-réduction généralement entre de l'oxygène et de l'hydrogène, du méthanol ou du gaz naturel.

LES DIFFERENTES TECHNOLOGIES

Deux technologies de production d'hydrogène sont utilisées à échelle industrielle, trois autres sont encore au stade de développement.

Deux technologies de stockage d'hydrogène sont utilisées à échelle industrielle, une autre est encore au stade de développement.

Cinq familles de piles à combustible sont aujourd'hui à un stade pré-industriel ou commercial, d'autres sont encore au stade de développement.

Les principales techniques de production d'hydrogène

L'hydrogène peut être produit selon cinq techniques principales :

- **le vapo-réformage de méthane** consiste à produire de l'hydrogène et du dioxyde de carbone à partir de réactions d'oxydo-réduction entre du méthane et de la vapeur d'eau, puis entre du monoxyde de carbone et de la vapeur d'eau. Elle nécessite une mise en température (840 à 920°C) et sous pression (20 à 30 bars) des réactifs et du nickel utilisé en tant que catalyseur. Cette technique peut également être appliquée avec d'autres hydrocarbures couplées à d'autres catalyseurs, et est utilisée généralement pour de petites installations. Les hydrocarbures utilisés aujourd'hui pour la production d'hydrogène sont en très grande partie d'origine fossile, mais peuvent être remplacés par des hydrocarbures de récupération ou bio-sourcés (biogaz, biométhanol, bioéthanol) ;

- **l'électrolyse de l'eau** consiste à dissocier la molécule d'eau en appliquant un courant électrique dans un milieu aqueux qui produit de l'hydrogène à la cathode et du dioxygène à l'anode. L'électrolyse alcaline est aujourd'hui utilisée sur des sites industriels, tandis que l'électrolyse utilisant une membrane d'échange protonique (PEM) est à un stade pré-commercial. L'électrolyse à haute température, encore au stade de développement, utilise le même principe appliqué à de la vapeur d'eau, profitant de l'énergie thermique contenue dans la vapeur ;
- **les cycles thermochimiques de décomposition de l'eau**, encore au stade de développement, consistent en des séries de réactions chimiques bénéficiant d'une source de chaleur. Les cycles les plus étudiés sont celui de l'iode-soufre, le cycle hybride Westinghouse et le cycle UT-3 ;
- **la photolyse**, encore au stade de développement, consiste à utiliser le même processus que l'électrolyse en utilisant l'électricité produite par une cellule photo-électrochimique exposée au soleil dans un milieu aqueux ;
- **la bioproduction**, encore au stade de développement, consiste à produire de l'hydrogène à partir de micro-organismes et de micro-algues notamment par photosynthèse ou par fermentation de biomasse.

Les principales technologies utilisées pour le stockage, le transport et la distribution d'hydrogène

Le stockage d'hydrogène peut se faire de trois façons :

- **le stockage cryogénique** consiste à refroidir l'hydrogène à très basse température pour qu'il devienne liquide (-253°C à pression atmosphérique) ;
- **le stockage sous pression** (de 5 à 700 bars) permet de réduire les volumes de stockage et d'éviter le besoin de refroidissement d'un stockage cryogénique, mais nécessite toutefois une étape de compression ;
- **le stockage sous forme solide**, notamment par adsorption ou sous forme d'hydrures métalliques, permet de stocker l'hydrogène à pression ambiante via des réactions réversibles.



9-Hydrogène et piles à combustible

Ce procédé nécessite généralement une étape de traitement du gaz d'entrée.

A moins qu'il ne soit utilisé directement sur le site de production, **l'hydrogène est transporté ou distribué** :

- soit par le biais d'un réseau de pipelines dédiés entre des sites de production massive et des sites de grande consommation, notamment entre les sites chimiques et les raffineries ;
- soit par le biais d'un réseau de gaz naturel mélangé (jusqu'à 6% en volume aujourd'hui) avec du gaz naturel (cette solution nécessite par la suite une séparation de l'hydrogène du mélange gazeux) ;
- soit par le biais d'une infrastructure logistique, typiquement par camions, acheminant des bonbonnes dimensionnées en fonction des volumes et des puretés de gaz spécifiés par les clients ;
- soit, pour les applications de transport terrestre, par le biais d'une pompe de remplissage d'hydrogène dédiée dans une station service.

Zoom sur les principaux modes de transport, de stockage et de distribution de l'hydrogène

L'hydrogène est gazeux dans les conditions normales de température et de pression. Il est souvent stocké sous pression ou sous forme liquide à basse température. Le stockage de l'hydrogène demeure un poste économique important à cause des moyens de compression ou de refroidissement associés. Les technologies de stockage de l'hydrogène sous forme solide et sous haute pression 700 bars semblent cependant très prometteuses. En effet, le stockage sous forme d'hydrure se fait à pression ambiante avec des rendements énergétiques très intéressants, tandis que le stockage à 700 bars permet de fortes densités énergétiques destinées aux applications embarquées.

Les infrastructures de transport et de distribution d'hydrogène demeurent limitées aux usages des grands producteurs d'hydrogène. Ainsi Air Liquide exploite un réseau d'hydrogènoduc entre Rotterdam et le Nord de la France qui se concentre autour de ses centres de production centralisée. Aujourd'hui, un tel réseau est pertinent à condition que les usagers soient situés à moins de 500km environ du site de production.

Les principales technologies de piles à combustible

A l'inverse de l'électrolyse de l'eau, les piles à combustible utilisent la réaction entre un hydrocarbure (méthanol, gaz naturel) ou de l'hydrogène et l'oxygène (pur ou de l'air) pour produire de l'électricité, de l'eau et de la chaleur. Les différentes technologies de piles à combustible se différencient en fonction de technologies de membrane et de points de fonctionnement en température notamment :

- **les piles à combustible alcalines** fonctionnent avec un électrolyte d'hydroxyde de potassium, des rendements publiés de l'ordre de 60%, vers des températures de 60 à 90°C, à partir de dihydrogène ;
- **les piles à combustible à membranes échangeuses de protons**, appelées Proton Exchange Membrane Fuel Cells (PEMFC), fonctionnent avec une membrane de polymère, pour des rendements publiés de l'ordre de 30 à 50%, dans des températures de 60 à 100°C, à partir de dihydrogène ;
- **les piles à combustible à méthanol direct**, appelées Direct Methanol Fuel Cells (DMFC), fonctionnent avec une membrane de polymère, pour des rendements publiés de l'ordre de 30%, dans des températures de 90 à 120°C, à partir de méthanol ;
- **les piles à combustible à carbonate fondu**, appelées Molten Carbonate Fuel Cells (MCFC), fonctionnent avec un électrolyte en carbonates de métaux alcalins, pour des rendements publiés de l'ordre de 50%, dans des températures d'environ 650°C, à partir de dihydrogène, méthane ou de gaz de synthèse ;
- **les piles à combustible à oxyde solide**, appelées Solid Oxyde Fuel Cells (SOFC), fonctionnent avec un électrolyte en céramique, pour des rendements publiés de l'ordre de 50 à 60%, dans des températures de 800 à 1000°C, à partir de dihydrogène, méthane ou de gaz de synthèse.

QUATRE PRINCIPAUX AXES DE DEVELOPPEMENT

La filière industrielle française, regroupée dans la plateforme HyPAC, a identifié quatre grands axes pour le développement de l'économie de l'hydrogène :

L'hydrogène par et pour les énergies renouvelables

La production actuelle d'hydrogène est issue à 96% de processus de transformation d'énergies fossiles, car ceux-ci demeurent les plus efficaces des points de vue énergétique et économique. Afin d'assurer



9-Hydrogène et piles à combustible

un cycle de l'hydrogène entièrement décarboné, des processus innovants de production sont en cours de développement, mais sont limités à de petites échelles.

Les systèmes couplant une production d'énergie renouvelable à un électrolyseur intermittent en vue de produire de l'hydrogène suscitent de plus en plus d'attention. En effet, ces systèmes peuvent être regroupés pour former de grosses capacités de production ou distribués pour être au plus proche des consommations.

La panoplie des usages de l'hydrogène, sous forme énergétique ou pour des procédés industriels, offre une grande valeur à ce type de systèmes mutualisés. A titre d'exemple, l'aéroport de Berlin, en Allemagne, teste aujourd'hui un concept de station de service neutre en CO₂ alimentée par une centrale conçue par Enertrag, appelée « Hybrid Energy Plant ». Cette centrale couple les productions d'électricité d'origine éolienne qui alimente la station service en électricité et un électrolyseur. L'hydrogène « vert » produit est stocké pour alimenter les véhicules à hydrogène venant à la station, une pile à combustible qui prend le relais des éoliennes lorsqu'il n'y a pas de vent, ou le réseau de gaz naturel à proximité.

Vers une décarbonisation des procédés industriels

La filière de l'hydrogène a été historiquement tirée par l'industrie chimique pour la synthèse de carburants et de produits chlorés. Au-delà des usages liés au raffinage, l'hydrogène est également utilisé aujourd'hui dans de nombreux procédés chimiques tels que la sidérurgie, la plasturgie, la microélectronique et la verrerie. L'utilisation d'hydrogène « décarboné » permettrait donc d'améliorer immédiatement le bilan carbone de ces procédés, d'améliorer leur compétitivité et ainsi d'assurer la pérennité à moyen terme de ces filières en Europe.

Certains procédés sidérurgiques et d'électrolyse, pour la production de chlore notamment, produisent également de l'hydrogène comme co-produit. Cet hydrogène, dit fatal, est aujourd'hui réutilisé comme combustible (par exemple gaz de cokerie des hauts-fourneaux) et pourrait être utilisé pour des applications à plus haute valeur ajoutée.

Enfin, l'hydrogène « décarboné » pourrait également être utilisé à terme dans la valorisation de dioxyde de carbone capturé pour produire des composés chimiques et des hydrocarbures.

Les piles à combustible (PAC) dans l'habitat durable

Les piles à combustible utilisent aujourd'hui du gaz naturel, du méthanol ou de l'hydrogène pour produire de l'électricité et de la chaleur. Malgré un coût à l'achat élevé, les piles à combustible ont des coûts opérationnels potentiellement bas grâce à leur rendement supérieur, en particulier si la chaleur est valorisée.

Les applications porteuses sont :

- **la co- ou tri-génération électricité-chaleur-froid** dans des bâtiments résidentiels et tertiaires basse consommation et dans des procédés industriels ;
- **la restitution d'électricité** dans un système de stockage d'énergie, de relais de télécommunication, et de secours. Les marchés visés concernent les territoires à réseaux électriques dits faibles, où le manque de fiabilité du réseau doit être pallié par des moyens de stockage.

Zoom sur un système décentralisé de production d'hydrogène pour usages multiples

De nouveaux systèmes de stockage d'énergie via le vecteur hydrogène sont en cours de développement. Un électrolyseur intermittent convertit l'énergie électrique en hydrogène, lorsque la demande est faible, qui est ensuite comprimé ou stocké sous forme d'hydrure métallique, par exemple. En cas de besoin, la pile à combustible convertit l'hydrogène en électricité. La capacité de puissance absorbée ou produite est déterminée par le dimensionnement de l'électrolyseur ou de la pile à combustible respectivement. Les puissances peuvent aller de quelques dizaines de kW à plusieurs MW. La capacité en énergie est limitée seulement par la taille des réservoirs, ce qui augmente la flexibilité d'usage en découplant la puissance absorbée ou restituée de l'énergie stockée. L'hydrogène comprimé a une très forte densité énergétique ce qui permet de stocker de l'énergie pendant plusieurs heures voire plusieurs jours dans des volumes relativement faibles. Pendant leur utilisation, les électrolyseurs et les piles à combustible dégagent de la chaleur, dont la valorisation améliore la rentabilité économique du système. Il est important de noter que l'hydrogène produit peut aussi être valorisé en alimentant un procédé industriel, une station service ou être injecté dans le réseau de gaz naturel. L'hydrogène devient ainsi un vecteur énergétique très flexible de par la diversité des options de valorisation et le libre dimensionnement énergie-puissance du système.

Un support de la mobilité électrique



9-Hydrogène et piles à combustible

Les piles à combustible ont réellement vu le jour dans les années 1950 lors de la conquête spatiale. Depuis une vingtaine d'années, les travaux de recherche et développement sur les piles à combustible ont été tirés par l'industrie automobile afin d'explorer les alternatives au moteur à explosion. Les piles à combustible embarquées sont généralement couplées à des batteries électrochimiques qui absorbent les fortes variations de puissance, constituant ainsi une architecture de véhicule électrique. Les rapports de puissance et d'énergie entre la pile à combustible et la batterie électrochimique varient entre des véhicules dits

« full hydrogen », alimentés principalement par l'hydrogène, et des véhicules électriques dont l'autonomie est augmentée en cas de besoin par la pile à combustible. De nombreux prototypes ont été développés depuis le début des années 2000, et un nombre croissant de groupes automobiles, notamment allemands, américains et asiatiques, ont annoncé des lancements commerciaux de véhicules particuliers, ainsi que des bus et des véhicules spéciaux.



9-Hydrogène et piles à combustible

Chaîne de valeur

Une filière mobilisant des compétences des domaines de l'électricité et des gaz industriels

LES COMPOSANTS

Les installations de production d'hydrogène pour des applications énergétiques et de piles à combustible s'apparentent à des centrales de production électrique et de chaleur, intégrant des spécificités liées au gaz hydrogène. Le cœur d'un électrolyseur ou d'une pile à combustible se compose d'un empilement, souvent appelé « stack », de membranes échangeuses de protons (sous forme de polymères, d'oxydes métalliques, ou de céramiques) encadrées d'éléments conducteurs d'électrons (cathode et anode) et de plaques distributrices de gaz et de courant. Chaque composant est généralement développé par **des sociétés spécialisées de la chimie ou de la métallurgie** selon les spécifications des constructeurs de piles et d'électrolyseurs. Certains composants font cependant l'objet de développements spécifiques par les **intégrateurs** eux-mêmes, afin d'optimiser les performances et la durée de vie via un pilotage fin du système. Ces installations intègrent autour de ces empilements un ensemble de systèmes d'alimentation et de régulation électrique, thermique et gazière. Ces systèmes se composent d'équipements de contrôle-commande, d'électronique de puissance pour la gestion électrique, d'échangeurs de chaleur pour la gestion thermodynamique, d'éléments de purification d'eau et des gaz, de systèmes de stockage d'hydrogène voire d'oxygène, de pompes et de vannes. La répartition des coûts entre types de composants varie fortement en fonction de la spécificité des équipements associés. Le coût d'investissement pour une pile à combustible se situe entre 3000 et 5000 euros par kW de puissance électrique installée.

L'INTEGRATION

Les systèmes d'électrolyse et de piles à combustible nécessitent, en amont de leur installation, des études par des bureaux d'études spécialisés ou par les « équipementiers-intégrateurs » pour dimensionner les installations aux usages de l'exploitant. Les installations sont dimensionnées autour de systèmes modulables optimisés pour répondre à une gamme de puissance adaptée au marché visé. Ces travaux comprennent généralement des études techniques sur les besoins énergétiques, sur le potentiel de stockage

d'hydrogène du site, sur les choix technologiques les plus adaptés aux besoins, et sur la faisabilité du raccordement aux réseaux d'électricité et de chaleur, ainsi que des études sur le retour économique des investissements et sur les autorisations réglementaires.

L'INSTALLATION

Les installations de production d'hydrogène de grande échelle demandent généralement la construction d'un site ou d'un bâtiment spécifique. Pour les installations de production d'hydrogène pour des applications énergétiques et de piles à combustible, les équipements sont généralement situés à l'extérieur ou dans des zones adaptées des bâtiments. Le cas échéant, les opérateurs de réseaux électriques et de chaleur doivent également effectuer des travaux d'extension ou d'adaptation de leurs réseaux afin d'y accueillir convenablement ces installations.

L'EXPLOITATION, LA MAINTENANCE ET LA FIN DE VIE

L'exploitation d'un système de production d'hydrogène est ordinairement effectuée par l'exploitant énergétique du site. Pour un site d'électrolyse et de piles à combustible, les coûts d'exploitation sont largement déterminés par le coût de l'électricité et du combustible (hydrogène ou gaz naturel). Le prix de l'hydrogène varie fortement en fonction des volumes et de la logistique associée. A titre d'exemple, l'hydrogène livré sous forme de bonbonnes pour des applications industrielles coûte entre 7 à 12 euros par kg. En fonction de la taille de l'installation, la maintenance est soit effectuée par les équipementiers dans le cadre de contrats de maintenance régulière sur des composants spécifiques, par l'exploitant ou par des sociétés spécialisées dans le cadre de contrats de maintenance globale. La répartition des travaux de maintenance dépend de la technologie installée et des compétences associées de ces entreprises notamment au regard des règles de sécurité et de la gestion des risques industriels. En fin de vie des systèmes, les composants peuvent être reconditionnés par les équipementiers, ou traités en vue d'un recyclage des composants pièce par pièce.



9-Hydrogène et piles à combustible

Le contexte réglementaire

Une réglementation encore ciblée pour les applications industrielles de grande taille

LE CONTEXTE REGLEMENTAIRE

EUROPEN ET NATIONAL

(Source : Groupe de travail Reglementat'Hy'on)

La réglementation actuelle régissant la production et l'usage de l'hydrogène a été bâtie autour des usages historiques de l'hydrogène comme produit de base de l'industrie chimique et pour des applications industrielles. L'hydrogène relève également de la réglementation générale des produits inflammables et explosifs, en particulier des directives ATEX (Atmosphère Explosive) et de leur transposition réglementaire.

Production et stockage

Le code de l'environnement soumet toute installation de production d'hydrogène au régime d'autorisation des installations classées (rubrique ICPE 1415 : fabrication industrielle de l'hydrogène). Ceci s'explique dans la mesure où, jusqu'à présent, les installations de production d'hydrogène étaient essentiellement des unités de reformage installées sur des sites industriels dédiés à la chimie lourde ou à la pétrochimie, et donc soumises aux analyses de risques et de nuisances associées à ces sites.

La réglementation actuelle concernant le stockage (rubrique ICPE 1416 : stockage ou emploi de l'hydrogène) est différente selon les volumes stockés : pour les volumes de 100 kg à une tonne d'hydrogène, une simple déclaration suffit ; pour les volumes supérieurs à 1 tonne, une demande d'autorisation est nécessaire. Il n'y a pas de mesure spécifique pour des stockages d'hydrogène inférieurs à 100 kg.

Suite aux travaux des acteurs de la plate-forme HyPAC (voir en page 8 de cette fiche), des adaptations réglementaires sont à l'étude pour traiter des nouveaux usages liés à des productions décentralisées de faibles quantités, utilisant soit des micro ou mini reformeurs, soit de petits électrolyseurs.

Homologation des véhicules à hydrogène

Toute automobile doit nécessairement pouvoir franchir les frontières de son pays d'origine sans être soumise à une nouvelle homologation. Jusqu'à présent en France, les véhicules à hydrogène ont évolué dans des lieux privés et n'ont pas donné lieu à des homologations.

Au niveau de la Commission Européenne, la directive 2007/46/EC a été modifiée par le règlement CE n°79/2009 du parlement européen et du conseil du 14 janvier 2009, concernant la réception par type des véhicules à moteur fonctionnant à l'hydrogène. Ce règlement a été publié au journal officiel de l'Union Européenne le 4 février 2009 et est rentré en vigueur le 24 février 2009 : il s'applique depuis le 24 février 2011.

Par conséquent, les autorités françaises ne peuvent plus refuser l'homologation d'un véhicule à hydrogène qui serait conforme à ce règlement (paragraphe 3 de l'article 11).

Un véhicule homologué est également soumis aux réglementations concernant notamment la circulation des transports terrestres (code de la route et sécurité routière, restrictions de circulation, arrêtés préfectoraux ou municipaux, transport de matière dangereuse) et leur stationnement (stationnement en ouvrage ou en voirie, copropriété, droit social pour les entreprises).

Applications maritimes

La convention internationale SOLAS (Safety Of Life At Sea), qui réglemente la conception des navires engagés dans des voyages internationaux, proscrit l'utilisation de combustibles de point éclair inférieur à 60°C (avec des exemptions jusqu'à 43°C pour certains équipements moyennant certaines exigences d'installation). L'utilisation de gaz à bord n'est encadrée réglementairement que pour l'utilisation de gaz à des fins domestiques (cuisine,...) et pour le transport et/ou l'utilisation de gaz naturel liquéfié ou comprimé.

Des initiatives sont néanmoins en cours, notamment à l'initiative de certaines sociétés de classification (Bureau Veritas en France, Germanischer Lloyd en Allemagne, Det Norske Veritas en Norvège) afin d'établir des règlements et/ou recommandations pour assurer la sécurité des installations de systèmes de piles à combustible et d'hydrogène à bord.



9-Hydrogène et piles à combustible

Zoom sur les risques associés à l'hydrogène

(Source : Groupe de travail Reglementat'Hy'on)

En raison des propriétés physico-chimiques de l'hydrogène, les règles d'usage du gaz naturel sont généralement mal adaptées pour les usages énergétiques de l'hydrogène. Quelques spécificités de l'hydrogène sont résumées ci-dessous ainsi que des recommandations pour la maîtrise des risques associés :

- **l'hydrogène est un gaz particulièrement léger** et qui diffuse rapidement dans l'air. Dans une installation non confinée, une fuite d'hydrogène faible ou modérée est généralement sans conséquence car la dilution dans l'air est très rapide et la dimension de la zone d'inflammation potentielle très réduite ;
- **l'utilisation d'hydrogène en milieu confiné demande des précautions particulières** en raison de sa large plage d'inflammabilité et du risque de détonation possible dans certaines conditions ;
- **la faible énergie d'inflammation de l'hydrogène** (16 fois plus faible que celle du gaz naturel dans les conditions stoechiométriques) conduit à une stratégie de réduction du risque différente de celle des autres gaz inflammables et du gaz naturel en particulier. Compte tenu de cette spécificité, il convient de privilégier les mesures conduisant à annuler ou réduire au maximum la zone potentiellement inflammable plutôt que d'essayer de réduire les sources d'inflammation ;
- **en cas de combustion, la flamme d'hydrogène est pratiquement invisible** dans le jour, il convient donc de prévoir des méthodes d'intervention particulières ;
- **l'hydrogène est inodore**, l'ajout éventuel d'un produit odorant est très difficilement envisageable en raison du risque d'empoisonnement des piles à combustible souvent utilisées dans les applications. La détection d'éventuelles fuites d'hydrogène ne peut donc se faire qu'à l'aide de détecteurs appropriés, judicieusement placés ;
- **l'hydrogène possède des propriétés particulières vis-à-vis de certains matériaux.** Il est susceptible de fragiliser certains aciers et métaux ce qui peut nuire gravement à leur résistance. Il peut également traverser certains polymères par perméation, ce qui peut occasionner des fuites faibles mais continues. Il convient donc d'attacher une grande attention aux matériaux en contact avec l'hydrogène.



9-Hydrogène et piles à combustible

Les marchés

Un marché de l'hydrogène chimique en forte croissance, un marché de l'hydrogène-énergie en émergence

LE MARCHÉ MONDIAL

La filière de l'hydrogène a été historiquement tirée par l'industrie chimique pour la synthèse de carburants et de produits chlorés. Le marché de production de l'hydrogène au niveau mondial s'élève à environ 40 milliards d'euros, représentant une production d'environ 57 millions de tonnes d'hydrogène par an, dont 8 millions de tonnes en Europe. Ce marché est aujourd'hui en forte croissance, de l'ordre de 10 à 20% par an, en raison des normes de plus en plus contraignantes sur les carburants et de l'augmentation de production des biocarburants.

Le marché des piles à combustible pour applications stationnaires est entré dans une phase commerciale grâce à des politiques locales incitatives (Etats-Unis, Allemagne, Japon, Corée du Sud) en particulier pour les applications de cogénération électricité/chaleur (production de moyenne puissance, procédés industriels, bâtiments d'habitation).

Le coût, la fiabilité et le poids des piles à combustible sont les verrous actuels à résoudre

avant une phase de déploiement de masse. Les premiers marchés visés concernent les grosses berlines (catégorie D et au-delà). Il est à noter que de grands constructeurs (Mercedes, Honda, Toyota, Hyundai, GM en particulier) ont annoncé un déploiement de véhicules à hydrogène à des échelles de l'ordre du millier à la dizaine de milliers de véhicules à partir de 2012-2015, avec des objectifs autour d'un million de véhicules en circulation en 2020. Il existe aujourd'hui un marché de niche pour les flottes captives (collectivités locales, flottes de bus urbains, chariots élévateurs, tracteurs) tiré par des politiques incitatives. Il est à noter le déploiement en cours de chariots élévateurs à hydrogène par le distributeur Walmart en partenariat avec Air Liquide.

D'après les estimations de la plateforme HyPAC, la production « décarbonée » d'hydrogène pourrait représenter un marché de 100 milliards d'euros au niveau mondial, d'ici 5 à 10 ans, en fonction de l'évolution des usages (raffinage, piles à combustible, couplage avec le développement des énergies renouvelables) et du déploiement des véhicules.

Tableau 1 : Caractéristiques des principaux marchés mondiaux de l'hydrogène et des piles à combustible

Marchés	Hydrogène sans CO2 pour l'industrie	Equilibre réseau utilisation H2 vert	Piles à combustible stationnaires	Piles à combustible mobiles et nomades	Piles à combustible marchés automobiles
CA annuel potentiel mondial	100 G€	10-50 G€	10 G€	10-100 G€	100 G€
Echéance	5 à 10 ans	5 à 10 ans	Immédiat	Démarrage	5 à 15 ans

Source : estimations en 2010 de la plateforme HyPAC

LE MARCHÉ FRANÇAIS

D'après les estimations de la plateforme HyPAC, l'ensemble des marchés représente dès à présent un chiffre d'affaires de plusieurs centaines de millions d'euros par an pour la France. L'industrie chimique

produit et utilise aujourd'hui en France 350 000 tonnes d'hydrogène par an. Le marché pourrait représenter, en France, 5 à 40 milliards d'euros par an dans 10 à 15 ans, ce qui représenterait entre 30 000 et 250 000 emplois directs.



9-Hydrogène et piles à combustible

Les acteurs de la filière

De nombreux acteurs sur l'ensemble de la chaîne de valeur positionnés sur des marchés spécifiques

LES ACTEURS INDUSTRIELS MEMBRES DE LA PLATE-FORME HYPAC

La France a fait un effort conséquent au cours de la dernière décennie pour structurer et faire émerger une communauté française dans le domaine de l'hydrogène et des piles à combustible - grâce au réseau PACO, puis aux programmes ANR PAN-H et H-PAC - avec des résultats remarquables, de premier plan au niveau européen, obtenus essentiellement en R&D.

Les acteurs français de l'hydrogène se sont regroupés en 2009 autour de la plate-forme française pour l'hydrogène et les piles à

combustible (HyPAC), animée par l'Association Française de l'Hydrogène (AFH2) et l'ADEME. La plate-forme HyPAC et l'AFH2 ont fusionné en 2011 pour créer l'Association Française de l'Hydrogène et des Piles à Combustible (AFHyPAC). Quarante acteurs français participent à l'AFHyPAC et interviennent tout au long de la chaîne de valeur. Un rapport, finalisé en février 2010 et mis à jour lors de la rédaction de la feuille de route technologique de l'ADEME publiée en avril 2011, regroupe les propositions de la plate-forme. Il est la source principale des données de marché du présent document.

Tableau 2 : Répartition des acteurs industriels

Applications	Production	Stockage	Transport/ distribution	Sécurité Réglementation Normalisation	PAC Technologies	Systèmes Couplage
Production massive d'hydrogène vert	Air Liquide Areva Total	Air Liquide McPhy Energy	Air Liquide	Ineris Apave Veritas		
Production et stockage d'hydrogène à partir d'ENR	Air Liquide GDF-SUEZ Helion CETH2 N-Ghy	Air Liquide McPhy Energy	Air Liquide GDF-SUEZ	Ineris Apave Veritas	Axane Helion Energies	Axane Helion Energies N-Ghy
PAC stationnaires	Air Liquide CNIM Helion N-Ghy CETH2 IRMA	Air Liquide SNPE McPhy Energy Ullit	Air Liquide	Ineris Apave Veritas Air Liquide Afnor	Axane Energies Helion Saint-Gobain	Air Liquide Helion De Dietrich N-Ghy EADS Cassidian
Transport automobile	Air Liquide Euclhyd N-Ghy	EADS Ullit Raigi Mahytec Air Liquide	Total Air Liquide Euclhyd GDF-SUEZ	Total Air Liquide Ineris UTAC	PSA Renault-Nissan Michelin	PSA Renault-Nissan Michelin
Autres applications mobiles et nomades	GDF-SUEZ N-Ghy Air Liquide Helion	GDF-SUEZ EADS Ullit Raigi Mahytec Air Liquide	Air Liquide GDF-SUEZ	Ineris GDF-SUEZ Veritas Air Liquide Afnor	Axane Energies Helion Raigi Pragma Industries Paxitech	GDF-SUEZ Energies Helion Euclhyd N-Ghy



9-Hydrogène et piles à combustible

Une filière mondiale mobilisée pour industrialiser les technologies de l'hydrogène

INSTANCES INTERNATIONALES ET

ASSOCIATIONS

Agence Internationale de l'Énergie (AIE)

L'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) a établi en 1977 le « Hydrogen Implementing Agreement » (HIA), afin d'encourager la collaboration des efforts de recherche et développement sur l'hydrogène, et d'encourager le partage d'information entre les pays membres. Depuis sa création, le HIA a porté sur un grand éventail de sujets et d'activités analytiques au travers de plus de trente annexes et tâches collaboratives. Vingt-trois pays, dont la France et l'Union Européenne, participent aux travaux techniques.

Concernant les piles à combustible, l'AIE a établi en 1990 le « Advanced Fuel Cells Implementing Agreement », afin de promouvoir la collaboration des efforts de recherche et développement sur les piles à combustible, notamment les technologies de piles à carbonates fondus, appelées Molten Carbonate Fuel Cells (MCFC), à oxydes solides, appelées Solid Oxide Fuel Cells (SOFC), et à électrolyte polymère, appelées Polymer Electrolyte Fuel Cells (PEFC). Dix-huit pays, dont la France, participent aux travaux techniques répartis sur vingt-sept annexes.

Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH-JU)

Cette instance européenne est un partenariat public-privé unique en son genre entre la Commission européenne, l'industrie européenne, représenté par le groupement des industriels « NEW Industry Grouping » et la communauté de recherche, représentée par le groupement de recherche « Research Grouping N.ERGHY ». Le FCH JU soutient financièrement les activités de recherche, de développement et de démonstration sur les technologies de l'hydrogène et des piles à combustible en Europe. Son objectif est d'accélérer le déploiement commercial de ces technologies en tant qu'outil dans la décarbonisation des systèmes énergétiques. Cette initiative a un budget d'environ un milliard d'euros, provenant pour moitié de la Commission Européenne et pour moitié des industriels, répartis sur la période 2007-2013.

International Partnership on Hydrogen Economy (IPHE)

L'IPHE est un partenariat créé en 2003 en tant qu'institution internationale pour accélérer la transition vers une économie de l'hydrogène. Chacun des dix-huit pays partenaires, dont la France et la Commission Européenne, s'est engagé à accélérer le développement des technologies de l'hydrogène et des piles à combustible afin d'améliorer l'environnement, leur économie et la sécurité de leur approvisionnement énergétique. Les travaux de l'IPHE portent sur la coordination internationale de travaux de recherche, de développement et de démonstration. L'IPHE organise des forums sur les réglementations, les normes et les standards qui peuvent accélérer le déploiement commercial de ces technologies. L'IPHE a également pour mission d'informer et éduquer les parties prenantes et le grand public sur les avantages et les défis pour établir une économie de l'hydrogène.

European Hydrogen Association (EHA)

L'Association Européenne de l'Hydrogène a été fondée en 2000 par cinq organisations nationales. Elle compte aujourd'hui dix-neuf associations nationales de l'hydrogène et des piles à combustible, dont l'Association Française de l'Hydrogène, ainsi que les principales sociétés européennes actives dans le développement des infrastructures de l'hydrogène. Depuis 2008, l'EHA accueille le partenariat des régions et municipalités européennes pour l'hydrogène et les piles à combustible, appelée HyRaMP. Les missions de l'association sont d'informer les parties prenantes et de promouvoir les activités des membres, de représenter les membres aux instances internationales et décisionnelles, de soutenir les travaux d'expertises, et de promouvoir l'éducation et la formation aux nouvelles compétences liées à ces technologies.

Association Française de l'Hydrogène (AFH2)

L'Association Française de l'Hydrogène a été créée le 30 avril 1998 avec l'objectif de promouvoir les technologies relatives à l'hydrogène, de sa production à son utilisation. L'Association Française de l'Hydrogène réunit des institutions, des laboratoires, des entreprises et des spécialistes. L'AFH2 a publié sur son site un recueil de fiches documentaires portant sur l'ensemble des sujets concernant l'utilisation de l'hydrogène.



9-Hydrogène et piles à combustible

Plate-forme nationale de l'Hydrogène et des Piles à Combustible (HyPAC)

Les acteurs français de l'hydrogène se sont regroupés en 2009 autour de la plate-forme française pour l'hydrogène et les piles à combustible (HyPAC), animée par l'Association Française de l'Hydrogène (AFH2) et l'ADEME. La

plate-forme HyPAC et l'AFH2 ont fusionné en 2011 pour créer l'Association Française de l'Hydrogène et des Piles à Combustible (AFHyPAC), et regroupent près de quatre-vingt acteurs du monde de la recherche, de l'industrie et des collectivités territoriales.



9-Hydrogène et piles à combustible

R&D et innovation

Une activité de recherche publique de qualité mondiale reconnue internationalement

LES AXES DE RECHERCHE

L'hydrogène et les piles à combustible font l'objet d'intenses efforts de recherche et développement au niveau mondial, notamment aux Etats-Unis, au Japon, en Allemagne et en France. Ces efforts mobilisent aussi bien les instituts publics et privés de recherche fondamentale et appliquée, que les équipementiers fournisseurs de solutions. Les objectifs principaux des travaux en cours sont d'améliorer la durée de vie des technologies d'électrolyse et des piles à combustible, de réduire les coûts d'acquisition par une optimisation des équipements, et d'identifier les modèles économiques pertinents en fonction des nombreux usages de ces technologies. Ces travaux s'appuient sur des projets de démonstration en usages réels pour vérifier les performances technico-économiques des technologies de l'hydrogène et des piles à combustible.

La France a fourni des efforts conséquents au cours de la dernière décennie pour structurer et faire émerger une communauté française (grâce au réseau PACO, puis aux programmes PAN-H et H-PAC de l'ANR), avec des résultats remarquables, de premier plan au niveau européen, obtenus essentiellement en R&D.

Les activités se concentrent sur trois grands axes : la production d'hydrogène, le transport d'hydrogène, et les piles à combustible.

Concernant la production d'hydrogène, les travaux portent sur la production par réformage de biomasse, par thermo-chimie ou par électrolyse de la vapeur d'eau à haute température, qui est une amélioration de l'électrolyse classique permettant d'obtenir des meilleurs rendements. Dans ce cadre, ces travaux font appel à de multiples compétences (électrochimie, matériaux, thermique, fluide). En lien avec les travaux sur la capture et la valorisation de CO₂, des travaux sont également en cours sur la décarbonisation des procédés de vaporéformage à partir de gaz naturel, procédé le plus utilisé aujourd'hui.

Concernant le transport de l'hydrogène, les travaux portent sur les nouveaux matériaux pour le stockage embarqué à haute pression et pour le stockage stationnaire sous forme d'hydrures métalliques. Des études sont également en cours pour le transport de l'hydrogène via pipelines, notamment sur la fragilisation des aciers actuels par l'hydrogène afin d'élaborer de nouveaux aciers à haute résistance

élastique et les nouveaux tests de qualification associés.

Concernant le domaine de la pile à combustible, les efforts portent plus particulièrement sur la recherche de ruptures au niveau des composants du cœur de pile PEMFC (pour « Proton exchange membrane fuel cell » ou piles à membranes échangeuses de protons) et sur la proposition d'architectures innovantes en vue d'applications dans les transports, ainsi que sur le développement de prototypes de piles pour des marchés de niches (matériel agricole, chariot élévateur, groupe électrogène, système de climatisation, drone militaire ...).

LES ACTEURS ET PROGRAMMES DANS LE DOMAINE DE LA RECHERCHE

Le Centre National de Recherche Scientifique (CNRS)

Le CNRS dispose de laboratoires très compétents dans le domaine. Dans le cadre de son programme interdisciplinaire de recherche « Energie », le CNRS finance et promeut des travaux axés sur la complémentarité des vecteurs hydrogène électricité et chaleur. Les laboratoires du CNRS impliqués sur les thèmes H₂ et PAC sont maintenant fortement structurés au sein de trois Groupements de Recherche (GDR) :

- **GDR « ACTHYF »** (Acteurs de l'Hydrogène Français, 30 laboratoires et 90 chercheurs impliqués), dont les thématiques sont la production d'hydrogène économe en CO₂, son stockage et sa purification ;
- **GDR « Bio-hydrogène »** (30 laboratoires et 90 chercheurs impliqués), dont l'un des objectifs est la production d'hydrogène à partir de micro-organismes et de micro algues ;
- **GDR « PACTE »** (Piles à Combustible Tout Electrolyte, 60 laboratoire et 150 chercheurs impliqués), dont les équipes étudient les composants (électrolytes polymères, céramiques, catalyseurs d'électrodes, plaques bipolaires, interconnecteurs) de cœurs de piles et de cellules d'électrolyse, aussi bien à basse température (PEMFC, DMFC, DAFC) qu'à haute température (ITSOFC, PCFC, EHT).



9-Hydrogène et piles à combustible

Par ailleurs le Programme Interdisciplinaire Énergie 2 du CNRS a affiché l'hydrogène et les PAC parmi ses axes prioritaires.

Le Commissariat à l'Énergie Atomique et aux énergies alternatives (CEA)

La recherche sur l'hydrogène et les piles à combustible au CEA a mobilisé près de 200 personnes en 2010 pour un budget total de 21 millions d'euros. Le CEA collabore sur de nombreux projets ANR et européens, ainsi qu'avec des PME et des grands groupes.

Le CEA travaille notamment sur :

- **la production d'hydrogène**: toutes les formes d'électrolyse, les cycles thermochimiques, les procédés biologiques et biomimétiques, la gazéification de la biomasse ;
- **le stockage sous pression** (matériaux et réservoirs) ainsi que la conception, la réalisation et les tests de systèmes de stockage sous forme solide ;
- **le transport et la distribution** (matériaux) ;
- **les piles à combustible** : catalyseurs, membranes composants, empilements, intégration et tests, notamment sur les cœurs de pile basse température (PEMFC) et les piles à combustible haute température (SOFC). ;
- **la sécurité des technologies de l'hydrogène** ; études technico-économiques et scénarios de déploiement.

L'institut Français du Pétrole et Energies Nouvelles

L'IFPEN travaille notamment sur :

- **la production de l'hydrogène** à partir de combustibles fossiles ou ex-biomasse, avec captage et stockage du CO₂ et purification ;
- **le transport de l'hydrogène**, notamment pour ce qui concerne l'acier des pipe-lines utilisés et les forces de frottement au sein de ces pipe-lines.

Concernant la production d'hydrogène, l'IFPEN participe au projet européen Cachet (pour « Carbon Capture via Hydrogen Energy Technology », coordonné par BP), ainsi qu'à la mise au point de technologies décentralisées permettant de produire de l'hydrogène à partir d'essence, de gazole, de bioéthanol, notamment pour l'alimentation de PAC. Dans le cadre d'un partenariat avec GDF Suez, le projet Hytane® associe gaz naturel et hydrogène en vue de l'alimentation de flottes captives.

En coopération avec la société HyRadix, l'IFPEN développe également une technologie de reformage autotherme des charges liquides. Ce procédé s'adresse principalement au marché de l'hydrogène industriel. Il peut également alimenter des PAC destinées à la production d'électricité décentralisée.

LES REGIONS ET COLLECTIVITES TERRITORIALES

Les organismes régionaux co-financent également les travaux de recherche et développement, notamment via les pôles de compétitivité. De plus, au sein des régions, ils coordonnent et représentent au niveau national et européen les différentes initiatives et projets de la région. Les principaux organismes régionaux actifs sont ALPHEA Hydrogène en Lorraine, Mission H2 en Pays de Loire, Phyrénées en Midi – Pyrénées, le pôle Tenerrdis et le Conseil Régional Rhône-Alpes, le pôle Capénergies en Provence-Alpes Côte d'Azur, le pôle Véhicules du Futur dans le Grand Est.

Pôles de compétitivité

Capenergies

Capenergie, pôle situé en région Provence-Alpes-Cote d'Azur, a une activité centrée sur 9 domaines énergétiques dont l'hydrogène et le stockage d'énergie, et le couplage et intégration des systèmes énergétiques. Il est à noter que Capenergie inclut dans son périmètre la Corse ainsi que des îles de la Réunion et de la Guadeloupe.

Tenerrdis

Tenerrdis, pôle situé en région Rhone-Alpes, a une activité centrée sur les nouvelles énergies et leur intégration dans les systèmes énergétiques. Un des axes de R&D du pôle est consacré à l'hydrogène et aux piles à combustible. Il consiste à développer des transports propres par utilisation de piles à combustible et d'hydrogène, et produire l'hydrogène à partir d'énergies renouvelables (électrolyse, gazéification de biomasse).

LES AGENCES DE L'ETAT

Agence Nationale de la Recherche (ANR)

Dès 2005, l'ANR avait ouvert un champ de recherche dans le domaine des nouvelles technologies de l'énergie, au sein duquel le financement de la R&D s'est notamment focalisé sur la filière hydrogène. Le développement de la filière hydrogène énergie implique une R&D forte dans toutes les étapes de la chaîne énergétique. La priorité de la R&D en France est de s'intégrer dans la démarche européenne et de se spécialiser sur



9-Hydrogène et piles à combustible

quelques sujets clés tels que l'électrolyse de l'eau pour la production d'hydrogène à faible émission de CO₂ et le stockage de l'hydrogène.

A l'issue des quatre appels à projets de son programme PAN-H (années 2005 à 2008), l'ANR a mobilisé environ 84 M€ pour la filière hydrogène, soit environ 20 % du budget consacré à la thématique « Energie durable et environnement ». 73 projets sont financés, rassemblant de l'ordre de 420 partenaires, dont un tiers d'industriels.

Le programme H-PAC est prévu pour les années 2009, 2010 et 2011. Il concerne la production propre d'hydrogène (électrolyse de l'eau à haute et basse températures), le stockage de l'hydrogène (gazeux à très haute pression, solide dans des solides innovants) et son utilisation dans les PAC. Les applications visées concernent essentiellement le stationnaire, les marchés précoces et la gestion des énergies renouvelables, sans négliger les applications embarquées préparant l'extension au domaine automobile dans la continuité des efforts entrepris au cours des programmes précédents.

Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME)

L'ADEME est un établissement public à caractère industriel et commercial, placé sous la tutelle conjointe des ministères en charge de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement, de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche et de l'Économie, des Finances et de l'Industrie. L'ADEME participe à la mise en oeuvre des politiques publiques dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable. Afin de leur permettre de progresser dans leur démarche environnementale, l'agence met à disposition des entreprises, des collectivités locales, des pouvoirs publics et du grand public, ses capacités d'expertise et de conseil. Elle aide en outre au financement de projets, de la recherche à la mise en oeuvre et ce, dans les domaines suivants : la gestion des déchets, la préservation des sols, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, la qualité de l'air et la lutte contre le bruit.

L'ADEME assure l'animation et participe au financement de la recherche et de l'innovation. Elle participe également à la constitution et à l'animation de systèmes d'observation, dont la plate-forme HyPAC et l'Observatoire de l'hydrogène.

D'autre part, l'ADEME s'est vu confier la gestion pour le compte de l'État des crédits d'Investissements d'Avenir à hauteur de 2,85 milliards d'euros. Les deux programmes concernant l'hydrogène et les piles à combustible sont le programme "véhicules du futur" (1 milliard d'euros) et le programme "démonstrateurs et plateformes technologiques en énergie renouvelables et décarbonnées et chimie verte" (1,35 milliards d'euros), au sein duquel un appel à manifestation d'intérêt a été ouvert d'avril à août 2011.

Oséo

Oséo est une entreprise publique dont l'action s'articule autour de trois métiers complémentaires, qui ont en commun d'aider les entrepreneurs à prendre des risques : le soutien de l'innovation, la garantie des financements bancaires et des interventions des organismes de fonds propres, le financement des investissements et du cycle d'exploitation aux côtés des établissements bancaires.

Oséo a financé en 2007 le projet Horizon Hydrogène Energie, également appelé H2E, porté par Air Liquide et regroupant vingt partenaires dont des groupes industriels, des PME et des laboratoires publics de recherche français. D'une durée de sept ans, ce projet porte sur le déploiement des technologies de l'hydrogène et des piles à combustible sur les marchés de niches pour un budget total de 200 millions d'euros financé à hauteur de 68 millions d'euros par Oséo.

Contributeurs : Axel Strang, Marie-Cécile Biron



10-Réseaux électriques intelligents (Smart Grids)

Définition et technologies existantes

Des technologies du domaine électro-mécanique influencées par les technologies de l'information et de communication

« Un Smart Grid est 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. » (Définition de la plateforme technologique européenne sur les Smart Grids).

Les réseaux électriques intelligents s'appuient sur des produits et services, associant aux technologies électriques, les technologies de l'information, de la communication, de l'observation et du contrôle.

3. L'insertion massive de moyens répartis de production renouvelable intermittente sur les réseaux ;
4. L'insertion des véhicules électriques sur les réseaux via la problématique de gestion de la charge.

Zoom sur la vision américaine des Smart Grids :

La vision américaine des Smart Grid présente de fortes similitudes avec la vision européenne :

- avec de nombreux projets sur les compteurs intelligents ;
- lié au développement des énergies renouvelables (éolien on-shore et solaire thermique) nécessitant de développer des infrastructures massives de réseaux pour renforcer les interconnexions entre les états qui seront producteurs et les grands centres de consommation.

Cette vision se distingue néanmoins par un grand besoin de modernisation et d'automatisation des réseaux, ces derniers étant bien plus vétustes que les réseaux européens, avec un grand nombre de gestionnaires de réseau. Un accent fort est mis sur les capteurs synchronisés et sur la cyber-security (retour d'expérience du blackout de 2003).

EMERGENCE DE RESEAUX ELECTRIQUES INTELLIGENTS

Le développement des usages électriques et de la production à partir de sources d'énergies renouvelables crée de nouvelles contraintes sur les systèmes électriques. Ces tendances, couplées à une hausse des prix des sources d'énergie primaire et à une prise de conscience au niveau mondial des enjeux climatiques, rendent nécessaire une meilleure maîtrise de la demande et une plus grande efficacité de l'ensemble du système électrique.

L'émergence de réseaux électriques intelligents est la réponse à plusieurs enjeux pour le consommateur et le citoyen :

- L'amélioration de la qualité et la continuité de l'alimentation électrique ;
- la garantie de la sécurité d'approvisionnement ;
- la maîtrise de la facture énergétique.

Les technologies des réseaux électriques intelligents couvrent ainsi quatre domaines principaux :

1. Le contrôle de la demande avec des consommateurs actifs dans la maîtrise fine de leur consommation et in fine dans l'amélioration de l'efficacité énergétique
2. L'optimisation des réseaux de distribution et de transport via l'utilisation de nouveaux équipements de réseau ;

La maîtrise de la demande et les consommateurs actifs

Systèmes de comptage

Les systèmes de comptage comprennent les compteurs communicants, l'infrastructure de communication et le système d'information. Dans la version la plus simple, notamment en Italie et en Suède, le système de comptage n'offre que la fonction de télé-relève, également appelée « Automated Meter Reading ». Les systèmes de comptage plus évolués, également appelés « Automated Meter Management », offrent un plus grand éventail de télé-opérations (changement de fournisseur, changement de puissance de souscription, détection de défauts et de pannes...), ainsi que des possibilités de fonctions et services à destination des consommateurs (offres tarifaires, affichage des consommations, gestion d'ordres vers des équipements...).



10-Réseaux électriques intelligents (Smart Grids)

Services d'analyse et de conseil énergétique

Ces services peuvent s'appuyer sur les données issues du système de comptage, sur les résultats d'un système de mesure spécifique ou sur des diagnostics effectués dans le cadre d'une visite du site. Cela fait appel à des métiers et compétences très variées, et notamment à des professionnels du diagnostic, des fournisseurs d'énergie, des gestionnaires de réseau (analyses et prévisions des consommations) et des entreprises des technologies d'information et de communication (plateformes Internet, data-mining...).

Équipements de gestion de l'énergie

Dans cette catégorie se trouvent les divers équipements situés à l'aval du compteur allant des simples afficheurs jusqu'aux gestionnaires d'énergie contrôlant une partie des usages en passant par les contrôleurs situés sur les équipements électriques (chauffage, climatisation, VMC, luminaires...). Dans le domaine tertiaire, la gestion des équipements est couramment faite à l'aide de GTB (Gestion Technique des Bâtiments) qui assure la régulation et l'optimisation énergétique des équipements techniques des bâtiments tertiaires et industriels. De nombreux protocoles et standards existent pour gérer la communication entre les appareils, le plus souvent issus du monde électrique aux côtés de nouveaux protocoles issus des technologies de l'Internet. L'installation de la majorité de ces équipements fait appel à des électriciens dont la compétence est clé.

Les équipements de réseau

Grands équipements de réseau

Les grands équipements de réseau sont constitués d'ouvrages à base d'électronique de puissance (tels les liaisons et réseaux à courant continu également appelées technologies « supergrids ») et d'équipements de gestion des flux (dénommés FACTS pour Flexible Alternative Current Transmission System). Les grands équipements de réseau sont généralement associés à de nouveaux types de câbles, tels les câbles souterrains de forte puissance ou les conducteurs à faible dilatation.

Systèmes Smart Grids

Les systèmes Smart Grids associent des capteurs, du contrôle commande, des systèmes de communication et de traitement de l'information et permettent d'automatiser plus massivement les réseaux.

Ainsi de nouveaux capteurs offrent une vision très précise de l'état du système électrique, dont notamment :

- les compteurs communicants permettant d'observer l'état des réseaux basse tension en temps réel ;
- les capteurs DLR (Dynamic Line Rating) permettant de maximiser les flux dans les ouvrages en fonction des conditions météorologiques réelles ;
- les capteurs WAMS (Wide Area Measurement System) synchronisés à l'échelle européenne.

Ces capteurs sont au cœur de systèmes automatiques de contrôle du réseau (détection automatique des incidents, fonctions d'auto-cicatrisation...). En apportant des informations sur l'état des équipements, ces systèmes permettent d'optimiser les opérations de maintenance et de renouvellement, d'optimiser le développement des réseaux et de minimiser les pertes électriques. La plus-value se situe au niveau des services rendus par les systèmes et de la capacité à développer de nouvelles fonctions sur la base des capteurs. Les compétences sont donc situées à la fois chez les gestionnaires de réseau, les constructeurs de matériel et les entreprises des technologies de l'information et de communication.

Certains équipements permettent une meilleure connexion et intégration des moyens de production intermittents sur les réseaux. Ainsi, les systèmes de communication permettent une remontée en temps réel des informations de production ; des services de prévision et des équipements permettent d'améliorer le contrôle global et la stabilité de cette production (centres de contrôle, centrales virtuelles, moyens de stockage d'énergie, onduleurs réglant la tension...).

Les systèmes de charge des véhicules électriques constituent également une catégorie de systèmes Smart Grids, afin d'adapter les périodes de charge aux états des réseaux et de la production électrique.



10-Réseaux électriques intelligents (Smart Grids)

Chaîne de valeur

De la production d'électricité, passant par les réseaux de transport et de distribution d'électricité, jusqu'aux consommateurs industriels, tertiaires et résidentiels

MAITRISE DE LA DEMANDE ET CONSUMMATEURS ACTIFS

Compteurs communicants et équipements aval compteur permettant une gestion active de la consommation d'énergie

Le coût complet (matériel, installation, système d'information) par compteur se situe autour de 115 euros pour les consommateurs particuliers, sur la base des retours de l'expérimentation Linky menée par ERDF. Ces coûts varient selon les fonctionnalités retenues, les seuils de puissance et les coûts d'installation. En France, ces coûts sont pris en charge par les gestionnaires de réseau de distribution via le Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Electricité (TURPE). Les bénéfices des systèmes de comptage communicants seront partagés entre le responsable de la fonction comptage (réduction des pertes non techniques, surveillance des réseaux basse tensions, télé-opérations...), les fournisseurs (nouvelles offres tarifaires, services de conseil énergétique...) et les consommateurs (suppression des interventions physiques, facturation sur consommation réelle, qualité de fourniture de l'électricité, meilleure connaissance des consommations, possibilités accrues de bénéficier de services de MDE...).

Services de conseil énergétique

Actuellement, les services de conseil énergétique à destination des particuliers restent limités en France. Ils correspondent au conseil tarifaire des fournisseurs, aux informations associées à la facturation, à des prestations dans le cadre du dispositif de Certificat d'Économie d'Énergie (CEE) et enfin aux diagnostics effectués lors d'opération de cession immobilière (ordre de grandeur du coût entre 100 et 200 euros). De nouvelles offres de suivi de consommation sont en cours de développement mais restent limitées à des pilotes et des démonstrations.

Ces mêmes prestations existent pour les professionnels avec en complément des services associés à la gestion énergétique des bâtiments qui peuvent aller jusqu'à la signature de Contrats de Performance Énergétique (CPE). La réalisation d'un diagnostic pour un bâtiment tertiaire peut coûter de 1.000 à 10.000 euros pour un bâtiment de

taille moyenne. Le coût varie selon la surface du bâtiment et la mise en place ou non d'une instrumentation spécifique.

Ces différents services sont amenés à se développer compte tenu des possibilités offertes par les nouveaux systèmes de comptage et de l'amélioration des retours d'investissement en termes économique et environnementaux.

Équipements de gestion de l'énergie

Le secteur tertiaire est un marché plus mûr car présentant un meilleur potentiel de retour sur investissement. Ainsi, les grands bâtiments tertiaires sont pourvus d'équipements de Gestion Technique des Bâtiments (GTB) dont l'exploitation peut être améliorée grâce aux nouveaux équipements et algorithmes de contrôle aujourd'hui disponibles. Les petits bâtiments tertiaires représentent quant à eux 75% des surfaces exploitées, mais sont moins bien équipés. Le coût d'une GTB peut varier de 10.000 à 100.000 euros, dont le retour sur investissements repose essentiellement sur les économies de facture énergétique. En France, ce modèle peut aujourd'hui être complété par les Contrats de Performance Énergétique (CPE) qui clarifient les relations entre le propriétaire, l'utilisateur et le gestionnaire du bâtiment. A moyen terme, la création d'un marché de capacité, prévu dans le cadre de la loi de Nouvelle Organisation des Marchés de l'Electricité (NOME), permettra de valoriser la fonction d'effacement, qui est déjà techniquement possible avec les systèmes actuels de GTB, et donc d'améliorer le retour économique de ces systèmes.

Pour les consommateurs particuliers, les retours sur investissement demeurent incertains. Le coût des équipements pour un ménage peut varier de 50 à 1000 euros. Leur installation nécessite le travail d'un électricien qui peut durer plusieurs heures, pour un coût de plusieurs centaines d'euros, ce qui impacte fortement le retour sur investissements par le biais des économies de facture. Le déploiement de ces technologies nécessite aujourd'hui des aides au financement des investissements ou d'être intégrés à d'autres travaux électriques. Le développement de ce marché est donc étroitement lié à la prise de conscience et à la sensibilisation des consommateurs, ainsi qu'aux évolutions tarifaires apportées par les compteurs communicants. En effet, les équipements de gestion énergétique permettraient à terme d'optimiser les profils de consommation journaliers en réponse aux signaux



10-Réseaux électriques intelligents (Smart Grids)

tarifaires transmis par les fournisseurs via les compteurs communicants. Comme précisé précédemment pour le tertiaire, la valorisation de la fonction d'effacement diffus permettra d'améliorer le modèle économique de ces systèmes. Les marchés privilégiés sont aujourd'hui les habitations

neuves ou en rénovation, dans lesquelles sont installées des équipements de gestion du chauffage, d'eau chaude sanitaire et des luminaires.

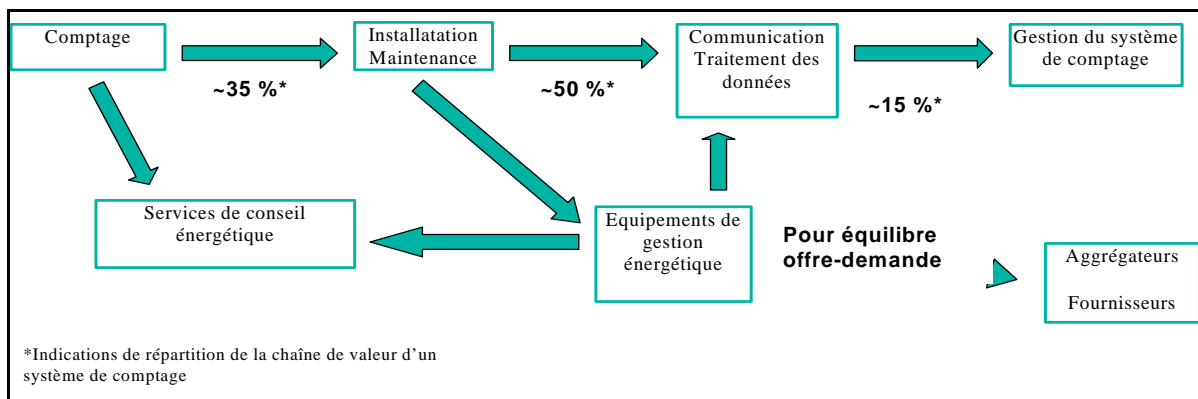


Figure 1 : Chaîne de valeur associée à la MDE et aux consommateurs actifs

EQUIPEMENTS DE RESEAU

En matière d'équipements de réseau, le Smart Grid est avant tout une évolution des marchés vers de nouveaux équipements et systèmes à destination des gestionnaires de réseau. Cette évolution est la conséquence de contraintes d'acceptation des ouvrages, environnementales et techniques. Ces équipements peuvent être divisés en deux grandes catégories : les grands équipements de réseaux et les systèmes Smart Grids.

Grands équipements de réseau

Pour les pays développés, le marché est en évolution avec une augmentation des investissements sur de nouveaux types d'ouvrages (lignes et réseaux à courant continu, équipements à base d'électronique de puissance, câbles souterrains...) par rapport aux ouvrages classiques (lignes aériennes, nouveaux postes...). En complément, de nouveaux besoins sont apparus tel que le raccordement off-shore ou les transports de forte puissance sur de longues distances.

Les coûts d'investissement pour ces nouveaux équipements restent élevés ce qui explique le nombre limité de réalisations (liaisons à courant continu France-Angleterre et France-Espagne). A titre d'exemple, la nouvelle liaison France-Espagne représente un investissement de 700 millions d'euros pour une liaison longue de 60 km et une capacité de transit supplémentaire de 1400MW. Pour ces investissements, une part très importante des coûts (typiquement 80%) provient du matériel dans le cas de composants à électronique de puissance. Dans le cas des liaisons souterraines, la répartition des coûts est typiquement équilibrée entre le matériel d'électronique de puissance (environ 50%) et les travaux d'installation (environ 50%). Le financement se fait via les tarifs d'utilisation des réseaux avec un retour sur investissement pris sur les gains sur l'énergie non distribuée, les pertes, et les échanges entre marchés.

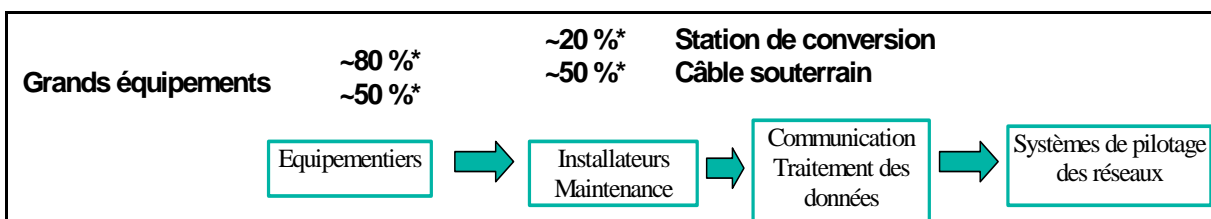


Figure 2 : Chaîne de valeur associée aux équipements de réseau



10-Réseaux électriques intelligents (Smart Grids)

Systèmes Smart Grids

Les systèmes Smart Grids, qui permettent d'automatiser et de mieux contrôler les réseaux, ont été historiquement développés sur les réseaux de transport. Les modifications en cours sur les systèmes électriques (insertion massive de production renouvelable intermittente notamment diffuse, contraintes de développement des réseaux, arrivée prochaine de véhicules électriques...) nécessitent une plus grande automatisation des réseaux et notamment des réseaux de distribution. Les compteurs communicants constituent un maillon essentiel vers une meilleure observabilité et une automatisation des réseaux de basse tension.

Compte tenu du nombre d'installations à équiper sur un réseau, la généralisation de systèmes Smart Grids présente des coûts d'investissement élevés. Cependant, les technologies Smart Grids permettent d'optimiser le dimensionnement et le fonctionnement, et par conséquent permettrait de diminuer les investissements à réaliser par rapport à un renouvellement des équipements vieillissants.

Le mode de financement et le modèle économique sont similaires à celui des grands équipements. Les services rendus par les systèmes de comptage et par les éventuels services complémentaires. La collaboration entre les équipementiers et les gestionnaires de réseau est essentielle dans le développement de ces systèmes.



10-Réseaux électriques intelligents (Smart Grids)

Le contexte réglementaire

Une réglementation portée aujourd'hui sur le déploiement des compteurs communicants

LE CONTEXTE REGLEMENTAIRE

EUROPEEN

Il n'existe pas à ce jour de directive européenne sur les réseaux électriques intelligents en général, mais uniquement une disposition sur les compteurs intelligents. Ainsi la directive 2009-72 CE concerne les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et réglemente le déploiement de systèmes de compteurs communicants. Le parlement européen et le conseil ont mis en place les mesures suivantes :

- Ce système doit être subordonné à une évaluation économique à long terme de l'ensemble des coûts et bénéfices pour le marché et le consommateur, ou à une étude déterminant quel modèle de compteurs intelligent est le plus rationnel économiquement et le moins coûteux, et quel calendrier peut être envisagé pour leur déploiement.
- Sous réserve de cette évaluation, les États membres, ou toute autorité compétente qu'ils désignent, fixent un calendrier, avec des objectifs sur une période de dix ans maximum, pour la mise en place de systèmes intelligents de mesure.
- Si la mise en place de compteurs intelligents donne lieu à une évaluation favorable, au moins 80 % des clients de distributeurs d'électricité seront équipés de systèmes intelligents de mesure (compteurs communicants) d'ici à 2020.

La communication du 12 avril 2011 de la Commission Européenne met l'accent sur l'intérêt stratégique du déploiement de réseaux électriques intelligents, et incite les Etats Membres à communiquer leur plan d'action en la matière.

Zoom sur les mandats de normalisation européen M/441 et M/490 (source AFNOR)

Le mandat M/441 a été adressé en avril 2009 par la Commission européenne aux instances de normalisation CEN, CENELEC et ETSI, en liaison avec l'article 13 de la directive 2006/32/CE sur l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et les services. Cet article recommande que les consommateurs d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau chaude puissent s'équiper de compteurs individuels pour être informés sur leurs consommations énergétiques ainsi que sur la période de consommation. Le mandat M/441 demande que des normes européennes soient élaborées sur les protocoles de communication et les fonctionnalités des compteurs de fluides pour permettre l'interopérabilité de ces appareils.

Le mandat M/490 sur le déploiement en Europe des réseaux intelligents liés à l'énergie a été adressé par la Commission européenne aux CEN, CENELEC et à l'ETSI début mars 2011. Le mandat demande aux trois organismes européens de normalisation de développer un cadre de travail pour le développement progressif de normes sur les réseaux intelligents, tout en maintenant une cohérence transversale et en favorisant l'innovation. Ce cadre sera défini dans les livrables suivants :

- une architecture de référence technique qui fournira les flux d'information entre les différents domaines et intégrera plusieurs architectures de systèmes et sous-systèmes,
- un ensemble de normes cohérent pour permettre l'échange d'information et l'intégration de tous les usagers dans l'exploitation du système électrique,
- des processus de normalisation et des outils collaboratifs pour permettre les échanges entre parties prenantes dans le respect des contraintes liées à l'interopérabilité, la sécurité, la protection des données personnelles



10-Réseaux électriques intelligents (Smart Grids)

LE CONTEXTE REGLEMENTAIRE

NATIONAL

Dans la lignée des réglementations européennes, la réglementation française sur les réseaux électriques intelligents ne concerne aujourd'hui que le déploiement des compteurs communicants.

Le décret 2010-1022 du 31 août 2010 précise les dispositions prises par transposition de la directive européenne en vue d'un déploiement de compteurs communicants. La décision de déploiement est subordonnée à un arrêté du Ministère en charge de l'énergie.

La France a procédé à une expérimentation de déploiement de compteurs communicants appelés Linky auprès de 300 000 consommateurs dans la région de Lyon et en Indre-et-Loire. Son objectif était de tester à une échelle significative le déploiement de ces compteurs ainsi que tout le système d'information en amont permettant la communication bi-directionnelle et les télé-opérations. Cette expérimentation s'est achevée fin mars 2011 et a fait l'objet d'une évaluation technico-économique par la Commission de Régulation de l'Énergie. Sous réserve d'une décision de généralisation, les compteurs Linky seraient déployés à l'échelle nationale entre 2012 et 2020.



10-Réseaux électriques intelligents (Smart Grids)

Les marchés

Un marché en fort développement dans l'adaptation des réseaux électriques aux nouveaux usages et productions

PERSPECTIVES ECONOMIQUES

Les perspectives mondiales

Les enjeux économiques associés aux Smart Grids sont très importants au regard des investissements nécessaires à leur réalisation et font l'objet de nombreuses études de marché (Alcimed, Electric Power Research Institute, GTM Research, McKinsey, Morgan Stanley, Pike Research, Zpryme...). Les chiffres publiés varient fortement en fonction des choix de périmètres et d'hypothèses d'investissements.

Morgan Stanley a estimé en 2008 le marché mondial annuel à 40 milliards de dollars d'ici 2014 et à 100 milliards de dollars en 2030. La répartition du marché est de 20% pour les équipements de maîtrise de la demande, 20% pour les systèmes de comptage, et de 60% pour les équipements réseaux.

McKinsey a estimé en 2010 que les réseaux électriques intelligents représenteraient un marché annuel entre 15 et 31 milliards de dollars en 2014 dont entre 3 à 10 milliards de dollars pour les équipements de maîtrise de la demande, entre 7 à 13 milliards de dollars pour les systèmes de comptage, et entre 5 à 8 milliards de dollars pour les équipements de réseau.

Le Gimélec estime quant à lui que le marché mondial devrait atteindre entre 12 et 50 milliards d'euros par an d'ici 2020.

Le seul marché du comptage est estimé au niveau mondial à plus de 50 milliards de dollars pour le remplacement des compteurs européens et nord-américains.

Le marché américain

Concernant le marché des réseaux électriques des Etats-Unis, l'Electric Power Research Institute (EPRI) a estimé en 2010 les investissements à 10 milliards de dollars par an, et a estimé en 2011 les coûts d'investissements globaux entre 338 et 476 milliards de dollars pour des retours économiques globaux de l'ordre de 2000 à 3000 milliards de dollars, sur la base d'une rénovation des équipements sur vingt ans. La dynamique du marché américain bénéficie aujourd'hui des financements alloués par le « American Recovery

and Reinvestment Act of 2009 » qui a permis de co-financer près de neuf milliards de dollars.

d'investissements publics-privés, dont 4 milliards de dollars proviennent de l'Etat fédéral.

Le marché asiatique

Le marché asiatique est également en forte croissance tiré en particulier par le développement des réseaux électriques chinois et indiens. Le gouvernement coréen coordonne pour sa part une initiative Smart Grid sur la période 2009-2013 traitant des questions de la gestion des énergies renouvelables intermittentes, de la charge intelligente des véhicules et du pilotage actif de la demande en énergie. Ce projet basé sur l'île de Jeju est doté d'un budget total prévu de 200 millions de dollars, dont 50 financés par l'Etat coréen. Le gouvernement japonais a financé, à hauteur de 100 milliards de yen (786 millions d'euros) sur la période 2010-2015, quatre projets de démonstration à Yokohama City, Toyota City, Kyoto Keihanna District et Kitakyushu City. Ces projets étudient la gestion énergétique de bâtiments résidentiels et tertiaires, en interaction avec des compteurs communicants, des véhicules électriques, des panneaux photovoltaïques et des batteries de stockage électrique.

Le marché européen

En Europe, la directive 2009-72 CE impose aux Etats Membres de réaliser des expérimentations de déploiement de compteurs communicants et, en cas de succès, de remplacer 80% des compteurs d'ici à 2020.

L'Italie a été le premier pays à déployer des compteurs communicants. Elle a été suivie par la Suède.

Ofgem, le régulateur du Royaume-Uni, a créé un fonds de 500 millions de livres, appelés « Low Carbon Networks Fund », pour co-financer pendant la période 2010-2015 des démonstrateurs Smart Grids sur les réseaux de distribution.

L'Allemagne a également lancé des initiatives régionales sur les Smart Grids dans le cadre du programme E-Energy avec un financement public de 60 millions d'euros.

Enfin, en 2010, une initiative européenne sur les Smart Grids - la European Electricity Grid Initiative (EEGI) - a été lancée ; elle est portée par les gestionnaires de réseaux dans le cadre du SET-Plan de la Commission Européenne. Cette initiative de



10-Réseaux électriques intelligents (Smart Grids)

R&D et de démonstration à grande échelle est en accord avec les positions des gestionnaires français qui ont largement contribué à sa mise en place.

Selon l'Agence Internationale de l'Energie et la Commission Européenne, 1000 milliards d'euros d'investissement devraient être réalisés sur le système électrique européen d'ici à 2030 répartis à 50% sur les réseaux et à 50% sur les moyens de production.

Le marché français

Malgré un relatif déficit de communication, la France n'est pas en retard dans le domaine des réseaux électriques intelligents. L'industrie française des Smart Grids est positionnée sur de nombreux segments de marché et a hérité de la tradition d'excellence technologique dans ce domaine de l'opérateur historique EDF. Et les acteurs français sont sollicités, pour leurs savoirs et leurs savoir-faire, pour des projets collaboratifs de réseaux intelligents à l'international.

Certains composants des réseaux français sont déjà « Smart » et sous réserve d'une décision favorable, le déploiement des compteurs communicants Linky sera un programme structurant dans la rénovation des réseaux de basse tension. A moyen terme, les

démonstrateurs technologiques lancés dans le cadre des Investissements d'Avenir, préparent les déploiements des prochaines technologies des réseaux électriques intelligents en France et en Europe.

La CRE a évalué à 15 milliards d'euros les investissements Smart Grids sur les réseaux électriques français d'ici à 2030. Les gestionnaires des réseaux électriques, notamment Réseau de Transport d'Electricité (RTE) et Electricité Réseau de Distribution de France (ERDF), ont déjà inclus dans leurs politiques d'investissement le déploiement de certaines technologies Smart Grids, et plus particulièrement sur le réseau de transport d'électricité. Le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE) permet également à RTE et ERDF de financer ses travaux de recherche et développement afin de tester et de préparer le déploiement de nouvelles technologies. Le déploiement des compteurs communicants Linky représenterait un investissement de l'ordre de 4 milliards d'euros étalés sur plusieurs années. En parallèle de ce déploiement, il est attendu un large développement de nouveaux services et équipements de maîtrise de la demande en puissance et en énergie.



10-Réseaux électriques intelligents (Smart Grids)

Les acteurs de la filière

Une base industrielle installée en France sur l'ensemble de la chaîne de valeur

PERSPECTIVES POUR LES ACTEURS

FRANÇAIS

Avec un objectif de 10 à 15% des parts de marché qui reviendraient aux grands groupes français du domaine électrique, le marché des réseaux électriques intelligents devrait représenter de 1 à 5 milliards d'euros supplémentaires par an pour la filière française.

En terme d'emplois, les Smart Grids conduisent à l'évolution - et dans certains cas la reconversion - de la filière électrique française, composée notamment des équipementiers (environ 50 000 emplois), des gestionnaires de réseaux (environ 50 000 emplois), des installateurs/mainteneurs pour les

équipements de réseaux (environ 100 000 emplois) et des électriciens (environ 100 000 emplois).

Les emplois de la filière des technologies de l'information et de la communication (TIC) concernés par les réseaux électriques intelligents sont en rapide progression avec l'émergence des nouveaux services et de nouveaux consortia entre acteurs du domaine électrique et de du domaine des TIC.

Les deux tableaux ci-dessous présentent les principaux acteurs installés en France, et n'englobent pas l'ensemble des acteurs mondiaux présents sur ces marchés

Tableau 1 : Les principaux acteurs installés en France associés à la demande et aux consommateurs actifs

	Compteurs	Installateurs Maintenance	Communication traitement de données	Gestion du système de comptage	Service de conseil énergétique	Équipements de gestion énergétique	Agrégateurs et fournisseurs
Principaux Acteurs	Landis&Gyr Itron Iskraemeco Sagemcom Siemens Elster	SPIE Cegelec Vinci Ineo ETDE Forclum et autres PME de la FFIE et du SERCE	Orange SFR Alcatel Lucent Sagemcom Atos Worldgrid Cap Gemini CISCO IBM SAP M2M Solution Watteco Ijenko Actility	ERDF Régies de distribution	EDF GDF-SUEZ Poweo Direct Energie Schneider Electric Delta Dore Fludia Gridpocket Vizelia Ijenko Google Microsoft	Schneider Electric Legrand Siemens Sagemcom GE ABB Itron Hager Delta Dore Somfy	Energy Pool Ergelis Voltalis EDF GDF-SUEZ Poweo Direct Energie

Tableau 2 : Les principaux acteurs installés en France associés aux équipements de réseau

	Équipementiers	Installateurs Maintenance	Communication Traitement des données	Systèmes de pilotage des réseaux
Principaux Acteurs	Alstom Grid Schneider Electric Siemens GE ABB Nexans Prysmian Maec Socomec ICE SICAME	SPIE Cegelec Vinci Ineo ETDE Forclum et autres PME de la FFIE et du SERCE	Orange Alcatel Lucent Sagemcom Cisco IBM	Équipementiers RTE ERDF



10-Réseaux électriques intelligents (Smart Grids)

Une filière industrielle très active par le biais de nombreuses initiatives de collaboration au niveau mondial

L'Agence Internationale de l'Energie (AIE)

Trois initiatives (Implementing Agreement) sous l'égide de l'Agence Internationale de l'Energie traitent des thématiques des réseaux électriques intelligents :

1. **Demand-Side Management (DSM)** : cette initiative a débuté en 1993 afin de développer et de promouvoir des outils de pilotage actif des usages et de l'efficacité énergétique. Les travaux collaboratifs ont permis de créer une boîte à outils destinée aux énergéticiens et aux gouvernements afin d'incorporer ce type de mesures dans leurs activités et réglementations énergétiques.
2. **Electricity Networks Analysis, Research and Development (ENARD)** : cette initiative a été lancée en 2006 et regroupe aujourd'hui quatorze pays. Elle a pour objectif de devenir une référence internationale en terme d'informations sur les sujets liés au développement des réseaux de transport et de distribution d'électricité, à destination des industriels, des opérateurs de réseaux, des régulateurs et des gouvernements.
3. **International Smart Grid Action Network (ISGAN)** : cette initiative a été lancée en juillet 2010 dans le cadre du second Clean Energy Ministerial, puis a été rattachée en avril 2011 à l'Agence Internationale de l'Energie (AIE). Elle regroupe des représentants gouvernementaux d'une quinzaine de pays et vise à promouvoir l'usage des technologies smart grids au niveau international et à en accélérer le déploiement.

La Global Smart Grid Federation (GSGF)

La Global Smart Grid Federation a été fondée en avril 2010 pour réunir les différentes initiatives mondiales sur les réseaux électriques intelligents. De nombreuses initiatives public-privé ont en effet émergé à partir 2003, comme aux Etats-Unis (Grid Wise Alliance), en Corée du Sud (Korean Smart Grid Association), au Japon (Japanese Smart Community Alliance), en Australie (Smart Grid Australia), au Canada (Smart Grid Canada), en Inde (India Smart Grid Forum) et en Irlande (Smart Grid Ireland).

De nombreuses autres initiatives nationales sont en cours de création. Les objectifs de la GSGF sont de faciliter la collaboration entre les organisations nationales et internationales de recherche, de devenir une référence mondiale sur les technologies

et les réglementations, et d'accélérer le déploiement des technologies des réseaux électriques intelligents par le biais d'échanges de bonnes pratiques entre acteurs publics et privés.

La Commission de Régulation de l'Energie (CRE)

La CRE est une autorité administrative indépendante, créée par la loi du 10 février 2000, chargée de veiller au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz en France, et s'organise autour de deux organes, le collège et le comité de règlement des différends et des sanctions. La CRE :

- est garante du droit d'accès aux réseaux publics d'électricité et aux réseaux et installations de gaz naturel,
- veille au bon fonctionnement et au développement des réseaux et infrastructures d'électricité et de gaz naturel liquéfié,
- est garante de l'indépendance des gestionnaires de réseaux,
- et assure la surveillance des marchés organisés d'électricité et de gaz naturel, ainsi que les échanges aux frontières de ces deux énergies.

Dans le domaine des réseaux intelligents, la CRE a mis en ligne en 2010 un site d'information et de recueil de témoignages, et organise régulièrement des forums sur les différents thèmes des réseaux énergétiques intelligents.

LES FEDERATIONS ET SYNDICATS PROFESSIONNELS

Les syndicats et groupements d'industriels de la Fédération des Industries Electriques, Electroniques et de Communication (FIEEC)

La FIEEC représente aujourd'hui plus de 1900 entreprises (dont 86% de PME), qui totalisent plus de 380 000 salariés et 78 milliards d'euros de chiffre d'affaires. La FIEEC est composé de vingt-cinq syndicats professionnels spécialisés sur leurs marchés. Le Groupement des Industries de l'Equipement Electrique, du Contrôle-Commande et des Services Associés (Gimélec), le groupement des Industries du Génie Numérique Energétique et Sécuritaire (IGNES) et le Syndicat des Entreprises de génie électrique et climatique sont les syndicats



10-Réseaux électriques intelligents (Smart Grids)

de la FIEEC les plus actifs dans le domaine des réseaux électriques intelligents.

Le Gimélec est le syndicat des fournisseurs d'équipements, de systèmes, de services et de solutions électriques et d'automatismes pour les marchés de l'énergie, du bâtiment, de l'industrie et des infrastructures. Celui-ci rassemble 230 entreprises qui fournissent des solutions électriques et d'automatismes sur les marchés de l'énergie, du bâtiment, de l'industrie et des infrastructures. Les entreprises membres du Gimélec génèrent un chiffre d'affaires de 11 milliards d'euros à partir de la France et de 37 milliards d'euros dans le monde sur les marchés de la sécurité et l'intelligence des réseaux électriques, de la gestion active des bâtiments, de la productivité et la sécurité des procédés, et de la continuité et la qualité de l'alimentation électrique. Le Gimélec anime de nombreux groupes de travail sur les réseaux électriques intelligents, a publié en 2010 un Livre blanc, et a mis en ligne la plateforme Internet « Réseaux électriques intelligents ».

IGNES est né en 2010 du rapprochement de quatre syndicats de la construction électrique (Domergie, Gimes, Gisel, Sycacel) sur les marchés des produits et systèmes d'installation électrique et de domotique, des équipements de sécurité électronique (intrusion, accès et vidéoprotection), de l'éclairage de sécurité et alarmes sonores autonomes, et de la protection et support et du câblage (conduits, goulottes et chemins de câbles). IGNES représente 60 entreprises ou groupes industriels dont des leaders mondiaux, et un écosystème de PME innovantes, totalisant plus de 2 milliards d'euros de chiffre d'affaires sur le marché français concerné, et plus de 15 000 emplois directs. Ce syndicat vise à définir et promouvoir une infrastructure énergétique, numérique et sécuritaire unifiée et efficace pour les bâtiments résidentiels et professionnels. Les travaux de 2011 se focalisent sur l'interopérabilité des solutions domotiques et de sécurité, pour répondre notamment aux enjeux sociétaux comme l'efficacité énergétique des bâtiments, la sécurité, le Smart Grid, le vieillissement de la population, le développement des véhicules électriques.

Le SERCE réunit 250 entreprises spécialisées (représentant plus de 1 200 implantations en France et à l'étranger) dans les travaux et services liés aux installations industrielles et tertiaires, aux réseaux d'énergie électrique et aux systèmes d'information et de communication, et dans le domaine du génie climatique. Les entreprises du SERCE emploient 120 000 personnes et réalisent plus de 15 milliards d'euros de chiffre d'affaires par an en France (13,3 milliards en génie électrique ; 1,7 milliard en génie climatique). Des entreprises du SERCE ont participé à l'expérimentation d'ERDF sur le déploiement des compteurs communicants Linky.

L'Union Française de l'Electricité (UFE)

L'Union Française de l'Electricité (UFE), est l'association professionnelle du secteur de l'électricité et représente les producteurs, gestionnaires de réseaux, ou fournisseurs d'électricité. L'UFE, regroupe, directement ou indirectement, plus de 500 entreprises qui emploient, en France, plus de 150 000 salariés, pour un chiffre d'affaires de plus de 40 Mds d'euros. Elle anime avec les syndicats de la FIEEC des groupes de travail sur le déploiement des réseaux électriques intelligents.

La Fédération Française des Télécoms (FFT)

La Fédération Française des Télécoms est une association, régie par la loi de 1901, qui a pour objet de promouvoir le développement durable et responsable du secteur des communications électroniques et des entreprises qui le composent. Elle compte parmi ses membres les opérateurs de communications électroniques exploitant un réseau de communications électroniques ouvert au public, les associations représentatives des opérateurs et les sociétés qui commercialisent sous leur propre marque des services de communications électroniques ouverts au public. La FFT représente 15 entreprises, totalisant 52 milliards d'euros de chiffres d'affaire et 125 000 emplois. Les réflexions sur les réseaux électriques intelligents sont menées avec les membres du Gimélec et d'IGNES.



10-Réseaux électriques intelligents (Smart Grids)

R&D et innovation

Des compétences sur l'ensemble de la chaîne de valeur, reconnues mondialement

LES GRANDS THEMES DE RECHERCHE ET DEVELOPPEMENT

Les grandes priorités de R&D de la filière sont les suivantes :

1. La pilotage des usages et la maîtrise de la demande en puissance et énergie :

Les travaux de recherche et le développement sont axés sur l'efficacité énergétique des installations, les systèmes de comptage évolués, la gestion active de la demande, les bâtiments intelligents intégrant également des productions et des moyens de stockage distribués.

2. L'intégration et la gestion des énergies renouvelables intermittentes :

L'objectif est d'améliorer les prévisions de production éolienne et photovoltaïque, et d'agréger les moyens de production renouvelables via des centrales virtuelles, également dénommées virtual power plant

3. L'observation, l'automatisation et le contrôle des réseaux :

Les efforts s'orientent vers les capteurs (dynamic line rating, wide area management systems...), les nouveaux dispatchings, les nouveaux postes de distribution et de transport, et les outils pour la gestion des marchés.

4. Les grands équipements de réseau :

Les investissements se portent notamment sur les ouvrages à base d'électronique de puissance, notamment les liaisons et réseaux à courant continu, et les équipements de gestion des flux ou FACTS (Flexible AC Transmission System) associés aux nouveaux types de câbles (câbles souterrains de forte puissance, conducteurs à faible dilatation...).

Zoom sur les démonstrateurs Smart Grids en Corée du Sud

En Corée du Sud, l'Etat coordonne une initiative Smart Grid qui rassemble les acteurs coréens du secteur. En particulier, des premiers démonstrateurs grandeurs nature voient le jour sur l'île de Jeju située au sud de l'archipel de Corée. Les démonstrateurs de l'île de Jeju sont en cours jusqu'à 2013, avec un budget total prévu de 200 millions de dollars, dont 50 financés par l'Etat coréen. Ces projets de démonstration, très similaires aux projets européens, rassemblent l'ensemble des acteurs coréens pour tester sur un territoire la chaîne complète des fonctionnalités Smart Grids.

Zoom sur les financements américains concernant les Smart Grids

Dans le cadre du Recovery Act, l'Administration Fédérale a alloué 3,5 milliards de dollars sur des projets Smart Grids ayant débutés en 2010. Pour les réseaux de distribution, la plupart des fonds sont destinés à des projets de déploiement de compteurs communicants avec de façon plus mineure des ajouts d'automatisation dans les postes et d'équipements chez les particuliers. Ainsi, 3 milliards de dollars du Recovery Act servent à financer des projets de déploiement de compteurs communicants (total privé+public de 7,2 milliards de dollars), 250 millions financent des projets d'automatisation des postes de distribution (total privé+public 500 millions), 70 millions financent des projets d'équipements chez les particuliers (total privé+public 150 millions). Pour les réseaux de transport, le financement de 150 millions de dollars du Recovery Act concerne surtout des projets de capteurs synchronisés (total privé+public de 300 millions de dollars).

Les Instituts de recherche

De nombreux laboratoires de recherche publics et privés travaillent sur des sujets liés aux réseaux électriques intelligents. Trois laboratoires publics ont des activités structurantes pour la recherche française pour cette filière.

Laboratoire Ampère

Le laboratoire Ampère est né en 2007 de la fusion de la fusion du CEGELY (Centre de Génie Electrique de Lyon) et du LAI (Laboratoire d'Automatique Industrielle de Lyon), et de l'intégration de chercheurs spécialisés en Microbiologie Environnementale. L'objectif général des recherches menées à Ampère consiste à gérer et utiliser de façon rationnelle l'énergie dans les systèmes en relation avec leur environnement. Le laboratoire Ampère a contractualisé avec le CNRS et 3 établissements lyonnais (ECL, INSA, UCBL), et compte plus de 160 collaborateurs

Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique de Puissance de Lille (L2EP)

Le L2EP est implanté à Lille et regroupe les activités de recherche en Génie Electrique de l'Université des Sciences et Technologies de Lille, des Arts et Métiers ParisTech, de l'Ecole Centrale de Lille et des Hautes Etudes d'Ingénieur. Il



10-Réseaux électriques intelligents (Smart Grids)

comprend 26 enseignants chercheurs qui accueillent en moyenne chaque année 40 doctorants dont les travaux couvrent tous les aspects inhérents à la gestion de l'énergie électrique (électronique de puissance, contrôle commande, optimisation, modélisation, réseaux).

Laboratoire Grenoble Génie Electrique (G2Elab)

Cet institut a été créé en 2007 d'une union entre le Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble, le Laboratoire d'Electrostatique et Matériaux Diélectriques, et le Laboratoire de Magnétisme du Navire.

G2Elab possède de larges compétences dans le domaine de la Recherche en Génie Électrique. Les travaux s'étendent de la recherche amont jusqu'à l'aval. L'institut travaille en collaborations avec des acteurs du secteur socio-économique et compte plus de 100 personnels permanents, 110 doctorants et 50 masters.

Le G2Elab participe également dans le groupement d'intérêt économique IDEA, pour signifier « Inventer la Distribution Electrique de l'Avenir », créé fin 200 par EDF, Schneider Electric et l'Institut National Polytechnique de Grenoble. IDEA a pour but de développer des programmes de recherche innovants communs sur les réseaux de distribution électrique du futur intégrant la production décentralisée. Les axes principaux de son programme scientifique 2008-2012 concernent l'évolution des architectures des réseaux de distribution électrique, les méthodes innovantes d'observation des réseaux de distribution électrique, et l'intégration des énergies renouvelables au sein de ces réseaux électriques de distribution.

European Electricity Grid Initiative (EEGI)

Entre 2002 et 2006, le 6ème PCRD a financé plus de 60 projets sur la thématique « Réseaux intelligents et intégration des énergies renouvelables » pour 190 millions d'euros. En juillet 2010, la Commission Européenne a lancé la European Electricity Grid Initiative (EEGI) dans le cadre du SET-Plan (Strategic Energy Technology Plan). L'EEGI est un programme de R&D et de démonstration sur les réseaux électriques intelligents. Cette initiative a été initialement lancée par 14 gestionnaires européens de réseau de distribution et de transport (dont RTE et ERDF). L'objectif est de réaliser 30 projets collaboratifs pour un budget prévisionnel de 2 milliards d'euros sur la période 2011-2020.

Pôles de compétitivité

Les organismes régionaux co-financent également les travaux de recherche et développement, notamment via les pôles de compétitivité. De plus, au sein des régions, ils coordonnent et représentent au niveau national et européen les différentes initiatives et projets de la région. Les pôles de compétitivité actifs dans les technologies des réseaux électriques intelligents sont, dans l'ordre alphabétique, Capenergies dans la région Provence-Alpes Côte d'Azur, Derbi dans le Languedoc-Roussillon, S2E2 dans la région centre, Tenerrdis dans la région Rhône-Alpes.

Capenergies

Capenergies, pôle situé en région Provence-Alpes-Côte d'Azur, a une activité centrée sur 9 domaines énergétiques dont la maîtrise de la demande en énergie et le couplage et intégration des systèmes énergétiques. Capenergies inclut dans son périmètre la Corse ainsi que des îles de la Réunion et de la Guadeloupe.

Capenergies a notamment initié fin 2007 le projet Premio, avec le soutien de la Région PACA. Ce projet consiste à réaliser en région Provence-Alpes-Côte d'Azur une plate-forme expérimentale de gestion de l'énergie sur un site pilote hébergé par une collectivité locale. Cette plate-forme servira à tester une architecture énergétique innovante et répliquable permettant de tirer profit des énergies renouvelables, d'optimiser la performance énergétique et l'intégration de moyens locaux de production et de stockage d'énergie et de piloter dynamiquement l'offre et la demande en électricité.

DERBI

DERBI, pôle situé en région Languedoc-Roussillon, a une activité centrée sur le domaine des énergies renouvelables appliquées au bâtiment et à l'industrie. Les objectifs de Derbi s'articulent autour de trois axes stratégiques: le bâtiment producteur d'énergie en conditions climatiques méditerranéennes, les réseaux d'énergie (électricité, chaleur, froid), et la production d'énergie pour l'alimentation de sites isolés ou pour les systèmes connectés au réseau.

S2E2

S2E2, pôle situé en région Centre, a une activité centrée sur les technologies de l'énergie électrique et les Smart Grids. Le Pôle S2E2 a pour objectif d'optimiser la consommation de l'énergie électrique de sa source (production) jusqu'à son utilisation, ainsi que son stockage, sa conversion et sa répartition. Le périmètre couvert comprend la gestion de l'énergie dans le bâtiment, les



10-Réseaux électriques intelligents (Smart Grids)

équipements efficaces en énergie et les nouvelles sources d'énergie.

Tenerdis

Tenerdis, pôle situé en région Rhône-Alpes, a une activité centrée sur les nouvelles énergies et leur intégration dans les systèmes énergétiques. Les objectifs de Tenerdis sont de développer la production d'énergies renouvelables, assurer leur transformation sur des vecteurs d'énergie actuels et futurs, optimiser l'utilisation de ces énergies dans les secteurs du bâtiment et des transports.

Un des axes de R&D du pôle est ainsi consacré aux Smart Grids via la gestion des réseaux et du stockage. Il consiste à améliorer à l'échelle d'un bâtiment ou d'un territoire, l'efficacité et la sûreté des réseaux de distribution d'énergie en tenant compte de la diversité des sources et de la capacité des usagers à revendre leur production d'électricité. Sur cet axe, Tenerdis dispose de la plate-forme de compétence PREDIS, centre européen d'innovation et de formation sur l'énergie distribuée.

LES AGENCES DE L'ETAT

En addition des fonds alloués à l'ANR et aux instituts publics de recherche, l'Etat et les collectivités financent des projets collaboratifs de recherche et développement labellisés par les pôles de compétitivité via le Fonds Unique Interministériel (FUI). De décembre 2005 à octobre 2010, 99 projets liés à l'énergie ont été financés par ce biais pour un montant total de 116 millions d'euros, dont 12 projets relatant des réseaux électriques intelligents pour un montant de 12 millions d'euros.

Agence Nationale de la Recherche (ANR)

L'Agence Nationale de la Recherche est un établissement public à caractère administratif créé en 2005, qui a pour mission d'augmenter la dynamique du système français de recherche et d'innovation en lui donnant davantage de souplesse. A ce titre, l'ANR doit favoriser l'émergence de nouveaux concepts, accroître les efforts de recherche sur des priorités économiques et sociétales, intensifier les collaborations public-privé et développer les partenariats internationaux. L'ANR décline sa programmation scientifique autour de six domaines thématiques : biologie-santé, écosystèmes et développement durable, énergie durable et environnement, ingénierie, procédés et sécurité, sciences humaines et sociales et sciences et technologies de l'information et de la communication. Concernant les réseaux électriques intelligents, l'ANR soutient un programme de recherche, nommé PROGELEC pour « Production renouvelable et gestion de l'électricité ».

Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME)

L'ADEME assure l'animation et participe au financement de la recherche et de l'innovation dans le domaine des réseaux électriques intelligents.

Dans le cadre du fonds démonstrateur de recherche - créé en 2008 pour tenir compte des orientations du Grenelle de l'Environnement - l'ADEME a soutenu le financement de démonstrateur de recherche dans le domaine des réseaux énergétiques intelligents.

Une feuille de route technologique a été rédigée avec les experts de la filière ; sur cette base, deux appels à manifestation d'intérêts ont été lancés (de juillet à octobre 2009 et de décembre 2009 à mars 2010). Six projets, nommés GREENLYS, MILLENER, MODELEC, NICEGRID, REFLEXE et SMARTZAE, ont été déclarés lauréats de ces appels à manifestation d'intérêt, ce qui représente un engagement de l'Etat de 28 millions d'euros pour un investissement global de 115 millions d'euros.

En outre, l'ADEME gère les fonds du programme des Investissements d'Avenir « développement de l'économie numérique » - volet « réseaux électriques énergétiques » - doté de 250 millions d'euros. Dans ce cadre, un troisième appel à manifestation d'intérêt sur les réseaux énergétiques intelligents a été lancé début juin 2011, pour une clôture prévue en décembre 2011.

Zoom sur le démonstrateur NICE GRID

NICE GRID, piloté par ERDF étudiera l'ensemble des problématiques liées au concept de réseaux intelligents du futur dont notamment :

- optimisation de l'exploitation d'un réseau moyenne et basse tension avec l'insertion massive sur le réseau d'énergie renouvelable décentralisée et intermittente (principalement du photovoltaïque),
- comportement des clients qui deviennent des acteurs de leur production, consommation et stockage d'électricité,
- fonctionnement d'une zone de consommation autonome dotée de moyens propres de stockage d'énergie et isolée du réseau principal.

Ce projet, d'une durée de quatre ans, représente un montant d'investissements de 30 millions d'euros, dont 4 millions d'euros apportés par l'Etat et 7 millions d'euros par la Commission Européenne.

Contributeurs : Axel Strang, Florian Lewis, Louis Sanchez



11-Stockage de l'énergie

Définition et technologies existantes

Un vecteur énergétique très prometteur dans la décarbonisation des usages énergétiques

La fonction du stockage d'énergie est essentielle pour apporter de la flexibilité et renforcer la fiabilité des systèmes énergétiques. On distingue dans la présente fiche deux types de stockage : le stockage d'énergie électrique et le stockage de chaleur ou de froid.

Le stockage d'électricité permet d'apporter une capacité de production à faible émissions en soutien des énergies intermittentes (éolien, solaire) ou pour répondre à des aléas systémiques (secours, systèmes de haute disponibilité).

Le stockage d'énergie sous forme de chaleur ou de froid permet d'optimiser le dimensionnement d'installations et leurs coûts opérationnels face à une grande variation temporelle (journalière ou saisonnière) de la demande.

Les solutions de stockage d'énergie se divisent en quatre catégories principales :

- l'énergie mécanique potentielle (barrage hydroélectrique, Station de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP), STEP en façade maritime, stockage d'énergie par air comprimé (CAES)) ;
- l'énergie mécanique cinétique (volants d'inertie) ;
- l'énergie électrochimique (piles, batteries, condensateurs, vecteur hydrogène) ;
- l'énergie thermique (chaleur latente ou sensible).

Le périmètre décrit se limite aux applications stationnaires de stockage. Les applications embarquées sont évoquées dans la fiche relative aux véhicules décarbonés. Les technologies sont décrites ci-dessous en ordre décroissant des capacités de puissance et d'énergie.

LES DIFFERENTES TECHNOLOGIES

Le stockage de l'énergie s'inscrit dans un contexte où :

- l'utilisation de l'énergie électrique s'accroîtra fortement dans les prochaines décennies afin de réduire globalement les utilisations d'énergies fossiles ;
- dans un souci de réduire les émissions de gaz à effet de serre, la part des énergies renouvelables intermittentes dans la production d'énergie électrique s'accroîtra également fortement ;
- l'intensité de la pointe de demande en électricité devrait augmenter fortement si les habitudes de consommations ne sont pas modifiées.

Ces trois aspects auront un impact majeur sur la sécurité des systèmes électriques, déjà soumis à de fortes tensions lors des pointes saisonnières. Le stockage de l'énergie, en permettant de réduire la quantité nécessaire en moyens de pointe et en fournissant d'importants services aux réseaux apparaît comme l'une des solutions complémentaires à la maîtrise de la demande en énergie et au déploiement des réseaux énergétiques intelligents.

Station de Transfert d'Énergie par Pompage, dite STEP

Les STEP sont composées de deux retenues d'eau à des hauteurs différentes reliées par un système de canalisations. En aval, un système de turbinage et de pompage permet de générer ou de stocker de l'électricité en fonction de l'équilibre offre-demande et des demandes du réseau en services systèmes (notamment la régulation de fréquence). La taille importante des installations permet de stocker d'importantes quantités d'énergie, jusqu'à plusieurs jours de production en fonction de la taille des réservoirs, et d'importantes capacités de puissance mobilisables en quelques minutes, de quelques dizaines de MW à plusieurs GW en fonction de la hauteur d'eau. Les coûts de construction d'un STEP et de conversion d'un barrage hydro-électrique en STEP sont de l'ordre de 500 à 1500 euros par kW en fonction du site (Electricity Storage Association).

Les STEP peuvent également être installées en façade maritime, avec la mer comme retenue inférieure et une retenue amont en sommet d'une falaise ou constituée par une digue. Il n'existe à ce jour qu'une seule installation de ce type à Okinawa au Japon.



11-Stockage de l'énergie

Stockage d'énergie par air comprimé, dit CAES

Les installations de stockage par air comprimé (ou CAES pour Compressed Air Energy Storage) de grande puissance se situent au-dessus d'une caverne souterraine (ancienne mine de sel ou caverne de stockage de gaz naturel). L'air est comprimé lorsque la demande en électricité est faible (lorsque les tarifs d'achat sont bas) qui est ensuite utilisé pour faire tourner une turbine lorsque la demande est forte (le prix de l'électricité est élevé). Le rendement des CAES est réduit à cause de la dissipation de la chaleur du gaz comprimé. Afin d'en améliorer la performance, des systèmes de stockage thermique sont en cours de développement. Les technologies CAES de 1ère génération ont un coût d'investissement de l'ordre de 700 à 1000€ par kW (d'après la « Electricity Storage Association ») pour des puissances comprises entre quelques MW (stockage d'air comprimé dans des bonbonnes) à plusieurs centaines de MW et des réserves d'énergies allant jusqu'à une dizaine d'heures. Grâce à des rendements plus élevés, les technologies CAES de 2nde génération et adiabatiques ont un potentiel économique réel. Deux unités de CAES de 1ère génération sont aujourd'hui en opération à Huntorf en Allemagne (280 MW) et à McIntosh (110 MW) aux Etats-Unis. Des démonstrations de nouvelles générations de CAES sont programmées aux Etats-Unis et en Allemagne.

Stockage d'énergie via l'hydrogène

Pour les systèmes de stockage via l'hydrogène, les systèmes proposés combinent l'avance technologique française sur l'électrolyse intermittente et sur le stockage, et une combinaison d'usages de l'hydrogène pour des applications énergétiques, industrielles, de transport ou de secours. Un électrolyseur intermittent convertit, pendant les périodes de faible demande, l'énergie électrique en hydrogène qui est ensuite comprimé, liquéfié ou stocké sous forme d'hydrure métallique. En période de forte demande d'électricité, une pile à combustible convertit l'hydrogène en électricité. L'intérêt de ce type de système réside dans la grande flexibilité d'usage du vecteur d'hydrogène et dans le découplage énergie-puissance. En effet, la capacité de puissance en absorption ou en production est dimensionnée par l'électrolyseur ou la pile à combustible, dont les puissances peuvent aller de quelques dizaines de kW à plusieurs MW. La capacité en énergie est dimensionnée par la taille des réservoirs et peut aller de plusieurs heures à plusieurs jours en fonction de l'application du système (secours, décalage de consommation). Pendant leur utilisation, les électrolyseurs et les piles à combustible dégagent de la chaleur (entre 20

et 50% de l'énergie du système selon la technologie), dont la valorisation améliore la rentabilité économique du système. Un projet de démonstration, à l'initiative d'Enertrag (Enertrag Hybrid Power Plant), est en cours près de l'aéroport de Berlin en Allemagne pour alimenter une station service en hydrogène.

Stockage stationnaire par batteries électrochimiques

Dans les systèmes de stockage par batteries électrochimiques, les assemblages de batteries sont conçus pour fournir la puissance et la capacité en fonction des usages (stabilisation des réseaux, alimentation de secours par exemple). L'empilement est ensuite relié à un système d'électronique de puissance qui, à la décharge, convertit le courant continu des piles en courant alternatif à la tension, la fréquence et la puissance voulues. Ce système est aussi utilisé dans le sens inverse pour recharger les cellules. La capacité de stockage de puissance et d'énergie varie en fonction des technologies (plomb-acide, nickel-cadmium, nickel-hydrure métallique, lithium-ion, lithium-polymère, sodium-soufre, zebra). Par exemple, pour les technologies lithium-ion et sodium-soufre, les capacités d'énergie des systèmes stationnaires sont respectivement de l'ordre de 0,5 à 5 MWh et de 7 à 10 MWh pour fournir 1MW de puissance. Ce type de système pourrait moduler l'intermittence de la production électrique d'une ferme solaire photovoltaïque de 5MWc avec une capacité de secours de 30 minutes. Les coûts d'investissement de ces systèmes sont de l'ordre de 300 à 3000 €/kW installé en fonction de leur taille et de leur utilisation. A terme, les véhicules électriques, lorsqu'ils sont connectés au réseau électrique, pourraient représenter une capacité additionnelle de stockage d'énergie, sous réserve que cet usage soit économiquement pertinent. Parmi les technologies encore au stade de développement, les batteries métal-air (zinc-air rechargeable et lithium-air) suscitent beaucoup d'attention.

Stockage stationnaire par batteries à circulation

Dans les systèmes de stockage par batteries à circulation (appelées batteries « redox-flow »), deux électrolytes liquides contenant des ions métalliques, séparés par une membrane échangeuse de protons, circulent à travers des électrodes. L'échange de charges permet de produire ou d'absorber l'électricité. Les couples d'ions métalliques zinc/brome, polybromure/polysulfure de sodium et vanadium/vanadium sont les plus étudiés aujourd'hui. La puissance produite ou absorbée est dépendante du dimensionnement de la membrane d'échange et des électrodes, tandis que



11-Stockage de l'énergie

L'énergie stockée est dépendante du volume des électrolytes. Les systèmes disponibles aujourd'hui ont des puissances de l'ordre de 10 à 500 kW et des énergies stockées de l'ordre de 100 à 5000 kWh (entre 3 et 10 heures à pleine puissance), et des coûts d'investissement de l'ordre de 1000 à 2000 €/kW installé.

Stockage stationnaire par volants d'inertie et supercapacités

Les systèmes de stockage par volant d'inertie et par supercapacités se distinguent des autres systèmes de stockage par leur très forte réactivité et leur longévité. En effet, ces deux types de systèmes peuvent absorber de très fortes variations de puissance sur de très grands nombres de cycles profonds. Cependant, les supercapacités et les volants d'inertie subissent des pertes de charge en raison de phénomènes d'autodécharge et de frottement respectivement, et donc sont plus adaptés pour le stockage de puissance que d'énergie. Ces systèmes sont donc très adaptés pour des applications de régulation et d'augmentation de la qualité du signal électrique.

Stockage thermique d'énergie (chaleur et froid)

Les installations de stockage thermique (chaleur et froid) concernent majoritairement les marchés industriels et tertiaires avec des réalisations de l'ordre de 1-10MW, les réseaux de chaleur, et le marché résidentiel par le biais des ballons d'eau chaude sanitaire. Ces installations ont un potentiel important en terme de compétitivité pour les activités tertiaires et industrielles, et en terme d'impact sur la demande en électricité à la pointe. En effet, en stockant la chaleur ou le froid en période de faible demande d'électricité, le potentiel de décalage des appels de puissance est important. Sur les réseaux de chaleur, le stockage de chaleur permet d'optimiser le dimensionnement des installations, notamment dans le cadre d'extension de réseaux existants. Le stockage de chaleur dans les ballons d'eau chaude sanitaire mobilise aujourd'hui un parc de plusieurs millions d'installations, ce qui représente un appel de puissance de plusieurs GW au maximum. Cet appel de puissance est prédictible et commandable par le signal 175Hz du tarif Heures Creuses, ce qui permet de décaler cet appel de puissance de manière programmée.

Tableau 1 : Comparaison de différentes technologies de stockage d'électricité

Technologie	Gamme de puissances et des énergies installées	Coûts des investissements	Commentaire
Station de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP)	De 30 à 2000 MW Plusieurs heures à plusieurs jours d'énergie stockée	de 600 à 1 500 €/ kW	99% des capacités de stockage d'électricité Besoin de sites compatibles
Stockage d'Énergie par Air Comprimé (CAES)	De 100 à 1000 MW Plusieurs heures d'énergie stockée	de 400 à 1 200 €/ kW	2 nd e génération et technologies adiabatiques en cours de développement Besoin de sites compatibles
Vecteur hydrogène	De 50 kW à 50 MW Plusieurs heures à plusieurs semaines d'énergie stockée	de 3000 à 5 000 €/ kW	Flexibilité d'usages de l'hydrogène produit Possibilité de valoriser la chaleur produite Découplage de la puissance de l'énergie stockée
Batteries électrochimiques et à circulation	De 10 kW à 20 MW de trente minutes à 7 heures d'énergie stockée	de 300 à 3 000 €/ kW	Forte réactivité Les batteries à circulation nécessitent un maintien en température
Volants d'inertie et supercapacités	De 10 kW à 20MW De quelques minutes à une heure d'énergie stockée	de 3000 à 10 000 €/ kW	Très forte réactivité Faible capacité en énergie



11-Stockage de l'énergie

Chaîne de valeur

Une filière qui témoigne de l'évolution des modes de production d'électricité et de chaleur

LES COMPOSANTS

Les installations de stockage d'énergie peuvent s'apparenter à des centrales de production électrique ou de chaleur. Elles intègrent donc de nombreux composants existants. Tous les systèmes de stockage d'énergie comportent outre le système de stockage lui-même, des composants de contrôle-commande, d'électronique de puissance pour le stockage d'électricité et d'échangeurs de chaleur pour le stockage de chaleur. La plupart de ces composants a été développée pour des installations de production mais certains nécessitent des développements spécifiques. Ces composants critiques sont majoritairement développés par les intégrateurs eux-mêmes. C'est le cas des pompes et des turbines pour les STEP, des compresseurs et des turbines pour les CAES, ou des éléments pour les batteries électrochimiques.

Les coûts d'investissements par technologie de stockage d'électricité, déterminés à partir des installations existantes, sont de l'ordre de :

- pour les STEP, 600 à 1 500 euros par kW de puissance installée,
- pour les CAES, de 400 à 1 200 euros par kW de puissance installée,
- pour l'hydrogène, de 3000 à 5 000 euros par kW de puissance installée,
- pour les batteries électrochimiques et à circulation, de 300 à 3 000 euros par kW de puissance installée,
- pour les volants d'inertie, de 3000 à 10 000 euros par kW de puissance installée.

L'INTEGRATION

Les systèmes de stockage d'énergie nécessitent en amont de leur installation des études par des bureaux d'études spécialisés ou des équipementiers-intégrateurs pour dimensionner les installations aux usages de l'exploitant. C'est le cas notamment pour les installations de grande capacité qui nécessitent généralement des études spécifiques pour chaque site (STEP, CAES) ou pour les installations autour de systèmes modulables (hydrogène, batteries, volants d'inertie, super-capacités). Ces travaux comprennent généralement des études techniques sur le potentiel de stockage du site, sur les choix technologiques les plus adaptés aux besoins, et sur la faisabilité du raccordement aux réseaux d'électricité ou de chaleur, ainsi que des études sur le retour

économique des investissements et sur les autorisations réglementaires. Pour les systèmes de grande capacité, notamment les STEP et les CAES, les composants clé sont assemblés séparément chez l'équipementier puis acheminés et connectés sur le site lors de l'installation. Pour les systèmes modulables, les systèmes complets sont souvent assemblés chez l'équipementier prêts à être reliés au réseau.

L'INSTALLATION

Les installations de stockage d'énergie demandent généralement des travaux de génie civil. Ceux-ci peuvent être très importants pour les nouvelles installations de STEP (environ 30% des investissements) qui nécessitent la construction de retenues et de tunnels, en plus des bâtiments d'exploitation. Ces travaux sont souvent pris en charge par un acteur local. Les opérateurs de réseaux électriques et de chaleur doivent également effectuer des travaux d'extension ou d'adaptation de leurs réseaux. Ces études sont déterminantes pour le bon fonctionnement des réseaux, ainsi que pour un usage optimal des installations de stockage. Les installateurs d'équipements de contrôle-commande interviennent par la suite pour assurer la régulation de l'installation, ainsi que pour offrir l'interface souhaitée par l'exploitant du système.

L'EXPLOITATION, LA MAINTENANCE ET LA FIN DE VIE

L'exploitation d'un système de stockage d'énergie est ordinairement effectuée par une société de production d'électricité, un exploitant de site industriel ou un opérateur de chaleur, ou déléguée à une société spécialisée, qui peut être une filiale de l'équipementier. En fonction de la taille de l'installation, la maintenance est soit effectuée par les équipementiers dans le cadre de contrat de maintenance régulière sur des composants spécifiques, par l'exploitant ou par des sociétés spécialisées dans le cadre de contrats de maintenance globale. La répartition des travaux de maintenance dépend de la technologie installée et des compétences associées de ces entreprises notamment au regard des règles de sécurité et de gestion des risques industriels. En fin de vie des systèmes, les équipements de stockage peuvent être reconditionnés par les équipementiers (seconde vie), ou traités en vue d'un recyclage des composants pièce par pièce.



11-Stockage de l'énergie

Le contexte réglementaire

Une filière qui ne dispose pas encore de réglementation spécifique

LE CONTEXTE REGLEMENTAIRE

EUROPEEN

Il n'existe pas d'objectif précis, défini au niveau européen, en matière de développement du stockage d'électricité. En 2009, la commission Européenne (DG RTD, DG JRC) a lancé une Task Force Européenne sur le stockage d'énergie. Son principal objectif était d'appuyer la Commission Européenne dans l'élaboration et le déploiement de sa politique industrielle et de financement des travaux de R&D en matière de stockage d'électricité. Dans le cadre de cette Task Force, un séminaire européen sur le stockage d'énergie a eu lieu fin novembre 2010 à Bruxelles, qui a notamment conclu au besoin de créer une association européenne sur le stockage d'énergie (voir en page 8 de cette fiche).

Actuellement, plusieurs pays européens modifient leurs régulations énergétiques en faveur du stockage d'énergie. En Allemagne, par exemple, une loi exemptant toute nouvelle installation du stockage stationnaire du tarif d'accès au réseau électrique a été promulguée début 2009. Cette exemption peut représenter entre 5 et 25 euros par MWh de coûts supplémentaires en fonction de la tension du raccordement et l'intensité d'utilisation du système de stockage d'électricité.

Les régulations italienne, espagnole, portugaise, suisse et autrichienne prévoient également un statut particulier pour des unités de stockage intégrées dans les réseaux, permettant de bénéficier d'une exemption totale ou partielle des frais d'accès aux réseaux.

LE CONTEXTE REGLEMENTAIRE

NATIONAL

Dans le cas de la France, il n'est pas fait de distinction, sur le plan réglementaire de l'électricité, entre un moyen de stockage, un moyen de production ou un site de consommation. Toute unité de stockage d'électricité est par conséquent soumise au tarif d'accès au réseau sur la base de l'énergie annuelle stockée.

Actuellement, il n'existe pas d'encadrement réglementaire spécifique au stockage de l'énergie. Toutefois, compte tenu de la directive « marché intérieur de l'énergie » imposant la séparation juridique des activités de gestion des réseaux des

activités de production / fourniture d'électricité, la possibilité pour les gestionnaires de réseaux de gérer des installations de stockage dépendra donc de la qualification juridique des installations de stockage et de leurs finalités qui, dans ce cas d'espèce, devraient être limitées à la mission de gestion du réseau (activités d'ajustement par exemple).

Le marché de capacité prévu par la loi NOME pourrait inclure une obligation visant les installations de stockage d'électricité. Les travaux de définition de ce marché sont en cours sous l'égide du Réseau de Transport d'Electricité en concertation avec l'ensemble des acteurs de la filière électriques.

Au-delà des réglementations du marché de l'électricité, les installations de stockage d'électricité sont également soumises aux réglementations environnementales et de sécurité. Les installations d'accumulateurs et de stockage d'hydrogène sont considérées comme des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) et respectivement régies par les rubriques 2925 et 1416. Les installations de stockage d'air comprimé en caverne souterraine sont régies par le code minier.

Zoom sur le contexte réglementaire aux États-Unis

Aux Etats Unis les installations de stockage sont reconnues comme des outils de gestion des réseaux de transport et de distribution depuis 2002. A cet effet, le projet de loi ARRA (American Recovery and Reinvestment Act, 2009) facilite des investissements dans le stockage utilisés pour améliorer le réseau électrique. Des régulateurs de certains états américains (Pennsylvanie, Illinois, New York) ont adopté des mesures spécifiques pour faciliter le déploiement de moyens de stockage, via des marchés de capacité ou des rémunérations de services spécifiques à certaines technologies. La Californie a adopté en 2010 la loi AB 2514 qui mandate le régulateur californien (le « California Public Utility Commission » ou CPUC) à définir les objectifs pertinents pour 2015 et 2020 pour de nouvelles capacités de stockage d'électricité.



11-Stockage de l'énergie

Les marchés

Un marché en forte croissance dominé par les STEP

LE MARCHÉ MONDIAL

Au niveau mondial, 99% des capacités de stockage d'énergie stationnaire sont assurées par les STEP, dont la plus grande partie est installée en Europe (35 GW sur 127 GW au niveau mondial, dont 4 GW en France).

Les estimations du marché du stockage stationnaire pour les producteurs d'électricité sont nombreuses et varient en fonction des années de mesure et des périmètres choisis (stockage de masse, support de réseaux électriques, marchés industriels). Elles s'accordent néanmoins sur le fait que le marché mondial est globalement en forte croissance, avec :

- un marché 2010 compris entre 1,5 à 4,5 milliards de dollars dominé par les STEP et 400 à 600 millions de dollars pour les batteries, supercapacités et volants d'inertie ;
- des projections pour 2020 comprises entre 16 et 35 milliards de dollars pour de nouvelles capacités installées comprises entre 7 et 14 GW par an.

Aujourd'hui, les marchés les plus dynamiques sont l'Asie (Chine, Corée du Sud, Inde), notamment pour les STEP, les Etats-Unis suite à l'établissement de nouvelles régulations sur le stockage d'énergie et les pays montagneux d'Europe.

LE MARCHÉ EUROPEEN

Les capacités en construction

Plusieurs pays européens construisent et investissent dans de nouvelles capacités de stockage d'électricité, et plus particulièrement les STEP. Cette dynamique est une réponse face à la forte variation des prix du marché de l'électricité et pour garantir la qualité de fourniture électrique, notamment en raison de l'impact de l'intermittence de l'énergie éolienne, et grâce à des conditions réglementaires favorables.

Les pays ci-dessous ont investi récemment dans de nouvelles capacités de STEP, dont certaines sont déjà en construction :

- **Allemagne** : 2580 MW dont 1300 MW en construction et disponibles d'ici 2016
- **Autriche** : 1480 MW dont 570 MW en construction et disponibles d'ici 2016

- **Espagne** : 1600 MW dont 850 MW en construction et disponibles d'ici 2012
- **Portugal** : 2260 MW dont 950 MW en construction et disponibles d'ici 2015
- **Suisse** : 3190 MW dont 1900 MW en construction et disponibles d'ici 2016

Zoom: Les besoins de nouvelles capacités de stockage d'électricité en Europe

Un rapport de l'Agence Internationale de l'Energie, publié en 2009, estime les besoins de stockage supplémentaires pour l'Europe occidentale entre 0 et 90 GW d'ici 2050, en fonction des progrès des techniques de prévision météorologique (en particulier concernant l'énergie éolienne) et du développement des réseaux électriques intelligents. Ces estimations sont fondées sur l'hypothèse d'une production électrique assurée à 30% par des énergies renouvelables (Blue Map Scenario 2050).

LE MARCHÉ FRANÇAIS

La France compte sur son territoire 4200 MW de capacités de STEP (4170 MW en pompage, 4940 MW en turbinage), ce qui représente 4% de la capacité de production installée. La dernière STEP fut mise en opération en 1987, et il n'y a pas aujourd'hui de nouvelles capacités en construction. La Programmation Pluriannuelle des Investissements prévoit d'augmenter les capacités d'énergies hydroélectriques de 3000 MW d'ici 2020. Il est probable que de nouvelles capacités de STEP soient planifiées dans le cadre du renouvellement des concessions hydroélectriques. La définition du marché de capacité prévu par la loi Nouvelle Organisation des Marchés de l'Electricité, dite NOME, permettrait également le développement de nouvelles capacités de stockage d'électricité.

EDF SEI a installé une batterie de 1 MW sur l'île de la Réunion en 2009, et prévoit d'investir dans de nouvelles capacités de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées en lien avec les investissements dans les énergies renouvelables intermittentes. Un appel d'offre portant sur une capacité maximale de 95 MW d'énergie éolienne et couplant toute capacité installée à du stockage a été ouvert par la Commission de Régulation de l'Energie entre le 11 novembre 2010 et le 31 mai 2011.



11-Stockage de l'énergie

Les acteurs de la filière

Une filière française positionnée sur de nombreuses technologies de stockage d'énergie

LES ACTEURS INDUSTRIELS

Les équipementiers et installateurs de systèmes de stockage d'énergie

Dans le domaine des STEP, les équipementiers notables de pompes et turbines sont Alstom Hydro, Andritz, General Electric, HM Hydro (née du rapprochement des activités hydro-électriques d'Hitachi, Mitsubishi Electric et Mitsubishi Heavy Industries), Toshiba et Voith Hydro. Ceux-ci travaillent étroitement avec les bureaux d'études hydrauliques de groupes de production électriques (EDF Centre d'Ingénierie Hydraulique, Compagnie Nationale du Rhône Ingénierie, Tractebel Engineering, Sogreah) spécialisés pour répondre aux appels d'offre internationaux.

Dans le domaine des CAES, les équipementiers positionnés sur ce nouveau marché sont Dresser-Rand, MAN et General Electric, en lien avec des énergéticiens tels RWE et E.On. Les positionnements des autres équipementiers de compresseurs et turbines, notamment Alstom Power qui a participé à la première réalisation à Huntorf en Allemagne, seront connus lors des prochaines démonstrations anticipées aux Etats-Unis et en Europe (Allemagne et Irlande notamment).

Le positionnement des acteurs du stockage via l'hydrogène est développé dans la section hydrogène et piles à combustible de ce rapport.

Dans le domaine du stockage électrochimique, les industriels établis des batteries de grande consommation (NEC, Toshiba), des batteries industrielles (SAFT, NGK Insulators) et des batteries pour véhicules électriques (Bolloré), ainsi que des startups (A123, AltairNano, Cellstrom) se positionnent sur le segment du stockage stationnaire d'électricité. Il est intéressant de noter qu'AES corporation a établi en 2007 une filiale spécifique, AES Energy Storage, pour financer, déployer et exploiter des solutions de stockage d'électricité au service des opérateurs de réseaux électriques.

Dans le domaine des volants d'inertie, Active Power et Power-thru sont positionnés sur les marchés industriels pour fournir des systèmes de haute disponibilité, dits Uninterruptible Power Supplies ou UPS, pour l'alimentation de systèmes critiques. Beacon Power Systems a développé des systèmes pour la régulation de fréquence des réseaux électriques. Plus récemment, SEVIL en collaboration avec SCLE SFE du groupe Ineo sont

positionnés sur la régulation de signal électrique et la gestion de l'intermittence des énergies renouvelables sur des sites industriels.

Dans le domaine du stockage thermique, de nombreux acteurs élaborent de nouveaux matériaux spécifiques aux cycles thermiques de leurs systèmes, comme les sels fondus pour la filière du solaire thermodynamique, du béton pour le stockage thermique lié à des CAES, ou des réfractaires comme dans le projet SETHER de Powéo et SAIPEM.

Les équipements d'électronique de puissance et de contrôle-commande

Les installations de stockage électrique sont connectées aux réseaux de transport ou de distribution d'électricité par des équipements d'électronique de puissance classiques ou optimisés par applications (tels ceux d'ABB, Alstom Grid, General Electric, Schneider Electric...). Ces installations sont gérées par des centres de pilotage connectés à des équipements de contrôle commande.

Sur les grosses installations, le centre de pilotage et les équipements sont développés par les équipementiers traditionnels des centrales de production d'électricité et de chaleur.

Sur les installations décentralisées et distribuées, ils sont généralement développés spécifiquement par les intégrateurs qui ont une grande connaissance de la gestion des équipements afin d'en assurer les performances, la fiabilité et la durée de vie.

Les opérateurs de réseaux électriques et de chaleur

Les opérateurs de réseaux de transport et de distribution d'électricité, tels RTE et ERDF sur la France continentale, peuvent appeler les moyens de stockage connectés à leurs réseaux dans le cadre du marché d'ajustement afin de fournir des services systèmes. EDF SEI (Systèmes Electriques Insulaires) conduit des expérimentations sur une batterie de 1 MW installée à l'île de la Réunion, dans le cadre de la gestion des pics journaliers de la demande en électricité, puis de la gestion de l'intermittence des énergies renouvelables intermittentes notamment photovoltaïque. Les réseaux de chaleur sont quant à eux opérés pour le



11-Stockage de l'énergie

compte des exploitants par des sociétés spécialisées telles Dalkia ou Cofely.

Les exploitants des systèmes de stockage d'énergie

Les exploitants des moyens de stockage d'électricité sont aujourd'hui principalement des producteurs d'électricité (EDF, GDF-Suez) qui utilisent ces moyens dans le cadre d'une optimisation de leur mix énergétique, notamment dans l'arbitrage économique entre les périodes de forte demande et de faible demande. Sur les marchés industriels, les exploitants sont généralement les services énergétiques des sites industriels. Les exploitants des réseaux de chaleur sont principalement des collectivités territoriales ou communautés urbaines.

INSTANCES INTERNATIONALES

Agence Internationale de l'Energie (AIE)

L'Agence Internationale de l'Energie a établi en 1978 l'initiative (Implementing Agreement) « Energy Conservation through Energy Storage » (ECES), afin d'encourager la collaboration des efforts de recherche et développement sur le stockage d'énergie, et d'encourager le partage d'information entre les pays membres. Depuis sa création, le ECES a porté sur un grand éventail de sujets et d'activités analytiques au travers de plus de vingt-quatre annexes. Quatorze pays, dont la France, participent aux travaux techniques. L'AIE a également publié un rapport en 2010 (« Prospects for Large-Scale Energy Storage in Decarbonised Power Grids ») sur le rôle important du stockage d'énergie dans les différents scénarios de déploiement des énergies renouvelables intermittentes.

Electricity Storage Association (ESA)

L'ESA est une association internationale basée aux Etats-Unis fondée en 1996. La mission de cette association est de promouvoir le développement et la commercialisation de technologies de stockage de l'électricité auprès des fournisseurs d'électricité et leurs clients.

European Association for Storage of Energy (EASE)

L'association européenne pour le stockage de l'énergie est en cours de création. Cette association de droit belge regroupera une quinzaine de membres fondateurs. Cette association a vocation à regrouper les industriels, universitaires et organismes européens pour partager et diffuser les connaissances, à stimuler le développement des technologies, et d'élaborer des positions communes et d'alimenter les réflexions de la Commission Européenne relatives au stockage de l'énergie, en particulier dans le cadre du plan stratégique des technologies de l'énergie, dit SET-Plan.

Réseau Alistore-ERI

Le réseau Alistore-ERI fédère l'ensemble des acteurs européens de la recherche fondamentale sur les batteries. Ce réseau a une dimension européenne et inclut des partenaires industriels. Il montre comment un ensemble dispersé de chercheurs peut s'organiser pour maintenir un haut niveau de performance, et se trouver mieux à même de développer des liens avec l'industrie.

INSTITUTIONS ET ASSOCIATIONS EN FRANCE

Club Stockage de l'ATEE

Au sein de l'Association Technique de Energie Environnement (ATEE) a été créé en 2010 un club d'industriels autour du thème du stockage de l'énergie. Celui-ci réunit régulièrement les industriels de la filière sur les différentes technologies de stockage d'énergie. En janvier 2010, une trentaine de membres participait aux travaux du Club Stockage de l'ATEE.



11-Stockage de l'énergie

R&D et innovation

Une recherche française en pointe au niveau mondial

LA RECHERCHE ET LE DEVELOPPEMENT

Le stockage de l'énergie est l'objet d'intenses efforts de recherche et développement au niveau mondial, notamment aux Etats-Unis, au Japon, en Allemagne et en France. Ces efforts mobilisent aussi bien les instituts publics et privés de recherche fondamentale et appliquée, que les équipementiers fournisseurs de solutions et les opérateurs de réseaux électriques ou de chaleur. Les deux objectifs principaux des travaux en cours sont d'élaborer des technologies et des processus d'industrialisation associés compétitifs par rapport aux solutions sans stockage, et d'identifier les modèles économiques pertinents en fonction des nombreux usages de ces technologies. Sur le second volet, ces travaux s'appuient sur des projets de démonstration en usages réels pour vérifier les performances technico-économiques des solutions de stockage d'énergie.

Les travaux de recherche et développement vise à améliorer les performances techniques et économiques des technologies de stockage d'énergie. Il s'agit notamment :

- d'augmenter la réactivité et la gamme de sites pertinents pour les STEP ;
- d'augmenter le rendement énergétique des CAES, notamment via le stockage thermique ;
- d'augmenter la durée de vie des électrolyseurs et des piles à combustible ;
- d'augmenter la densité énergétique et la durée de vie des batteries électrochimiques ;
- de réduire les pertes d'auto-décharge des volants d'inertie et des supercapacités ;
- d'augmenter la densité et la compétitivité du stockage thermique, via de nouveaux matériaux.

Les recherches sur le stockage électrochimique de l'énergie (accumulateurs, supercondensateurs) représentent plus de 30 M€ annuels et plus de 150 personnes, chercheurs, enseignants-chercheurs, ingénieurs, techniciens, thésards, etc. répartis dans une quinzaine de laboratoires. 25% de ce budget provient de l'Agence nationale de la Recherche. Les instituts publics très actifs sur ces sujets sont le Centre National de Recherche Scientifique (CNRS) et les universités, le Commissariat à l'Energie Atomique et aux Energies Alternatives (CEA), l'Institut Français de Pétrole et des Energies Nouvelles (IFPEN), l'INERIS (Institut National de

l'Environnement Industriel et des Risques) et de l'IFSTTAR (Institut Français des Sciences et Technologies des Transports, de l'Aménagement et des Réseaux).

Le développement actuel des véhicules électriques tire dorénavant le développement des batteries embarquées, notamment pour la technologie Lithium-ion, et est un levier important pour la réduction des coûts du stockage électrochimique.

LES CENTRES DE RECHERCHE

Centre National de Recherche Scientifique (CNRS) et Universités

Le CNRS étudie plusieurs axes de recherche dont le stockage de chaleur, le vecteur hydrogène (détaillé dans la section hydrogène et piles à combustible) et le stockage d'électricité. Sur ce dernier axe, les thèmes de recherche sur le stockage électrochimique se concentrent sur les matériaux et électrolytes des accumulateurs lithium-ion, nickel/métal-hydrure, métal-air, afin d'augmenter la capacité, la fiabilité, la cyclabilité et le vieillissement des accumulateurs.

Commissariat à l'Energie Atomique et aux Energies Alternatives (CEA)

Le CEA a fait son entrée dans l'univers des batteries avec une version plus récente de la technologie au lithium pour développer un avantage comparatif. Le CEA poursuit des recherches de rupture sur les électrodes, visant à atteindre en 2015 des performances techniques qui permettraient, dans le cas d'un véhicule électrique, d'abaisser de moitié le poids des batteries.

Institut Français du Pétrole et des Energies Nouvelles (IFPEN)

Dans le domaine du stockage d'énergie, IFP Energies Nouvelles se concentre sur les stockages électriques pour les applications embarquées, en particulier pour les véhicules électriques et hybrides. L'IFPEN réalise ainsi le développement d'outils et de méthodologies de diagnostic et de contrôle pour les batteries et les supercapacités, de modèles physiques et d'outils de simulation pour les systèmes de stockage (batteries Ni-MH, Li-ion, et supercapacités).



11-Stockage de l'énergie

Plateforme Stockage d'Énergie Electrochimique pour Véhicules Électriques (STEEVE)

La plateforme STEEVE est un centre de recherche sur le stockage de l'énergie créé suite au Grenelle de l'Environnement. Il a été inauguré en septembre 2009 par le Ministre de l'Industrie, Christian Estrosi. Cette plateforme regroupe le CEA, EDF, le CNRS, et l'INERIS afin de développer les batteries de demain. Cette plateforme vise à développer une synergie de compétences et de moyens qui portent successivement sur :

- le prototypage de batteries qui permettra de réaliser des composants finis (packs de batteries) et en liaison avec des moyens de recherches plus amont, de tester de nouveaux matériaux et formulations.
- l'évaluation des performances électriques et du niveau de sécurité des batteries à une échelle significative sur des moyens dédiés.
- l'optimisation de la durée de vie par une gestion appropriée des cycles de charge et décharge des batteries.
- l'analyse du cycle de vie et la certification des différentes technologies de batteries envisagées.

Réseau National de Recherche et Technologie sur le Stockage d'Énergie Electrochimique

Sous l'égide de la Ministre de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche, un réseau national de recherche et technologie sur les batteries a été créé le 2 juillet 2010. Ce réseau, complémentaire au réseau Alistore, permet de renforcer l'innovation et l'activité industrielle dans un des domaines de pointe de la recherche et de l'économie françaises. Ce réseau a pour objectif d'accélérer l'innovation et le développement de l'activité industrielle dans le domaine des batteries. Dans ce but, le réseau national rassemble les principaux acteurs de la recherche publique et les industriels. Le réseau national s'appuie sur deux centres de recherche qui travaillent en étroite collaboration :

- un centre de recherche en amont piloté par le CNRS, s'appuyant sur huit laboratoires français du CNRS et des universités, qui se concentre sur les nouveaux concepts de batteries et plus particulièrement les matériaux à hautes performances.
- un centre de recherche technologique piloté par le CEA, s'appuyant sur les activités du CEA/Grenoble-Chambéry, de l'IFPEN, de l'INERIS et de l'IFSTTAR, qui teste et valide

les concepts de batteries issus du centre de recherche en amont.

LES REGIONS ET COLLECTIVITES

TERRITORIALES

Les organismes régionaux co-financent également les travaux de recherche et développement, notamment via les pôles de compétitivité. De plus, au sein des régions, ils coordonnent et représentent au niveau national et européen les différentes initiatives et projets de la région. Les pôles de compétitivité actifs dans les technologies de stockage de l'énergie sont, dans l'ordre alphabétique, Capénergies dans la région Provence-Alpes Côte d'Azur, Derbi dans le Languedoc-Roussillon, S2E2 dans la région Centre, Tenerrdis dans la région Rhône-Alpes.

Pôles de compétitivité

Capenergies

Capenergie, pôle situé en région Provence-Alpes-Côte d'Azur, a une activité centrée sur 9 domaines énergétiques dont l'hydrogène et le stockage d'énergie, et le couplage et intégration des systèmes énergétiques. Il est à noter que Capenergie inclut dans son périmètre la Corse ainsi que des îles de la Réunion et de la Guadeloupe.

Capenergie a notamment initié fin 2007 le projet Premio, avec le soutien de la Région PACA. Ce projet consiste à réaliser en région Provence-Alpes-Côte d'Azur une plate-forme expérimentale de gestion de l'énergie sur un site pilote hébergé par une collectivité locale. Cette plate-forme servira à tester une architecture énergétique innovante et répliquable permettant de tirer profit des énergies renouvelables, d'optimiser la performance énergétique et l'intégration de moyens locaux de production et de stockage d'énergie et de piloter dynamiquement l'offre et la demande en électricité.

DERBI

DERBI, pôle situé en région Languedoc-Roussillon, a une activité centrée sur le domaine des énergies renouvelables appliquées au bâtiment et à l'industrie. Les objectifs de Derbi s'articulent autour de trois axes stratégiques: le bâtiment producteur d'énergie en conditions climatiques méditerranéennes, les réseaux d'énergie (électricité, chaleur, froid), et la production d'énergie pour l'alimentation de sites isolés ou pour les systèmes connectés au réseau.

S2E2

S2E2, pôle situé en région Centre, a une activité centrée sur les technologies de l'énergie électrique



11-Stockage de l'énergie

et les Smart Grids. Le Pôle S2E2 a pour objectif d'optimiser la consommation de l'énergie électrique de sa source (production) jusqu'à son utilisation, ainsi que son stockage, sa conversion et sa répartition. Le périmètre couvert comprend la gestion de l'énergie dans le bâtiment, les équipements efficaces en énergie et les nouvelles sources d'énergie.

Tenerdis

Tenerdis, pôle situé en région Rhône-Alpes, a une activité centrée sur les nouvelles énergies et leur intégration dans les systèmes énergétiques. Les objectifs de Tenerdis sont de développer la production d'énergies renouvelables, assurer leur transformation sur des vecteurs d'énergie actuels et futurs, optimiser l'utilisation de ces énergies dans les secteurs du bâtiment et des transports.

Un des axes de R&D du pôle est ainsi consacré à la gestion des réseaux électriques et au stockage d'énergie. Il consiste à améliorer à l'échelle d'un bâtiment ou d'un territoire, l'efficacité et la sûreté des réseaux de distribution d'énergie en tenant compte de la diversité des sources et de la capacité des usagers à revendre leur production d'électricité.

LES AGENCES DE L'ETAT

En addition des fonds alloués à l'ANR et aux instituts publics de recherche, l'Etat et les collectivités financent des projets collaboratifs de recherche et développement labellisés par les pôles de compétitivité via le Fonds Unique Interministériel (FUI). De décembre 2005 à octobre 2010, 99 projets liés à l'énergie ont été financés par ce biais pour un montant total de 116 millions d'euros, dont 2 projets relatant du stockage d'énergie intelligents pour un montant de 2 millions d'euros.

Agence Nationale de la Recherche (ANR)

L'Agence Nationale de la Recherche est un établissement public à caractère administratif créé en 2005, qui a pour mission d'augmenter la dynamique du système français de recherche et d'innovation en lui donnant davantage de souplesse. A ce titre, l'ANR doit favoriser l'émergence de nouveaux concepts, accroître les efforts de recherche sur des priorités économiques et sociétales, intensifier les collaborations public-privé et développer les partenariats internationaux. L'ANR décline sa programmation scientifique autour de six domaines thématiques : biologie-santé, écosystèmes et développement durable, énergie durable et environnement, ingénierie, procédés et sécurité, sciences humaines et sociales

et sciences et technologies de l'information et de la communication.

Concernant le stockage d'énergie, l'ANR a soutenu un programme de recherche, nommé STOCK-E, qui se voulait transversal à la programmation de l'ANR sur les nouvelles technologies de l'énergie et les énergies renouvelables. Les appels à projets ont été lancés de 2007 à 2009 avec une dotation totale d'une vingtaine de millions d'euros. La programmation 2010 de l'ANR inclut les technologies de stockage dans les programmes de recherche PROGELEC « Production renouvelable et gestion de l'électricité » et SEED « Systèmes Energétiques Efficaces et Décarbonés ».

Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME)

L'ADEME est un établissement public à caractère industriel et commercial, placé sous la tutelle conjointe des ministères en charge de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement, de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche et de l'Économie, des Finances et de l'Industrie. L'ADEME participe à la mise en oeuvre des politiques publiques dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable. Afin de leur permettre de progresser dans leur démarche environnementale, l'agence met à disposition des entreprises, des collectivités locales, des pouvoirs publics et du grand public, ses capacités d'expertise et de conseil. Elle aide en outre au financement de projets, de la recherche à la mise en oeuvre et ce, dans les domaines suivants : la gestion des déchets, la préservation des sols, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, la qualité de l'air et la lutte contre le bruit. L'ADEME assure l'animation et participe au financement de la recherche et de l'innovation. Elle participe également à la constitution et à l'animation de systèmes d'observation. D'autre part, l'ADEME s'est vu confier la gestion pour le compte de l'État des crédits d'Investissements d'Avenir à hauteur de 2,85 milliards d'euros. Les technologies du stockage de l'énergie sont traitées par le programme « démonstrateurs et plateformes technologiques en énergie renouvelables et décarbonées et chimie verte » (1,35 milliards d'euros), au sein duquel un appel à manifestation d'intérêt a été ouvert d'avril à août 2011.

Contributeurs : Axel Strang, Louis Sanchez, Franck Delplace



12- Nucléaire

Définition et technologies existantes

Une énergie bas-carbone apte à produire une électricité de forte puissance et compétitive pour répondre aux besoins en base

L'énergie nucléaire est l'un des moyens de production d'énergie électrique. La chaleur produite par des réactions de fission nucléaire intervenant au sein du combustible nucléaire permet de générer de la vapeur (tout comme dans les centrales utilisant des énergies fossiles), dirigée vers une turbine entraînant un alternateur. Une centrale nucléaire est ainsi constituée de deux parties : un îlot nucléaire autour du réacteur et un îlot conventionnel dédié à la production d'électricité (turbine, alternateur).

Il existe actuellement différentes filières de réacteurs nucléaires en service dans le monde.

Le parc nucléaire français est aujourd'hui composé uniquement de réacteurs à eau sous pression (REP), tous exploités par EDF. La puissance installée du parc des réacteurs d'EDF est de 63 gigawatts avec 58 réacteurs répartis sur 19 sites ; leur âge moyen est de 24 ans. Grâce à ce parc nucléaire, la France assure les trois quarts de sa production d'électricité, ce qui lui permet d'atteindre un taux de dépendance aux énergies fossiles relativement faible (environ 50%) au regard par exemple de la situation européenne (dépendance à 80%).

LES TECHNOLOGIES DE REACTEURS

Une filière de réacteurs est définie schématiquement par trois grandes catégories de paramètres :

- **la nature du combustible** : uranium naturel, uranium enrichi, ou autre élément fissile (ex : thorium).
- **la nature du modérateur neutronique**, qui contrôle la vitesse des neutrons déclenchant les réactions de fission (eau ordinaire, eau lourde, graphite, ou absence de modérateur pour les réacteurs à neutrons rapides)
- **la nature du fluide transportant la chaleur** (caloporteur) : eau sous pression, eau bouillante, gaz, métal liquide (sodium), ou sels fondus.

Aujourd'hui les deux principales filières de réacteurs exploités dans le monde sont, par ordre, les réacteurs à eau sous pression (REP : 67% de la puissance installée) et les réacteurs à eau bouillante (REB : 22% de la puissance installée).

On classe également les réacteurs par « générations », traçant ainsi les évolutions importantes au cours du temps dans les principes de conception, et dans les niveaux de sûreté.

Zoom : les générations de réacteurs

- **La génération I** désigne les premiers réacteurs commerciaux, développés dans les années 1950 - 1960. En France, il s'agissait notamment des réacteurs UNGG (Uranium naturel graphite gaz) ; ils sont aujourd'hui tous arrêtés.
- **La génération II** désigne les réacteurs construits à partir des années 1970, du type de ceux aujourd'hui en exploitation par exemple en France ou aux USA.
- **Les réacteurs de génération III** sont des réacteurs des années 2000, bénéficiant d'améliorations issues de l'expérience acquise par quelques décennies d'exploitation des réacteurs de génération II. Ils répondent à des objectifs de sûreté plus élevés (limitation de la probabilité d'occurrence d'un accident, prévention des conséquences d'un accident grave, protection accrue contre les risques d'agressions externes).
- **La génération IV** est actuellement au stade de la R&D. En France, l'intérêt est porté sur les Réacteurs à Neutrons Rapides qui doivent permettre de tirer tout le potentiel énergétique de l'uranium, y compris l'uranium 238 (aujourd'hui marginalement valorisé).

CARACTERISTIQUES DE L'ELECTRICITE NUCLEAIRE

Pour produire de l'électricité, l'énergie nucléaire offre une solution sobre en carbone, de grande puissance, et apte en particulier à répondre aux besoins en base. Par ailleurs, si la réalisation d'un projet nucléaire nécessite un investissement initial important, le coût de production (en €/MWh) est relativement faible. L'énergie nucléaire a donc un



12- Nucléaire

potentiel de développement à travers le monde, ce déploiement devant affirmer la priorité à la sûreté nucléaire.



12- Nucléaire

Chaîne de valeur

Un cycle du combustible présentant des enjeux de valorisation des matières énergétiques et de gestion durable des déchets radioactifs

La chaîne de valeur de la production d'électricité à partir de l'énergie nucléaire est très étroitement reliée au cycle du combustible, le point clé de cette chaîne étant la production d'énergie lors du séjour en réacteur du combustible.

PRESENTATION DES ETAPES DU CYCLE DU COMBUSTIBLE.

La figure 1 présente le schéma de principe des différentes étapes du cycle du combustible

– **Avant le passage en réacteur (amont du cycle)**

L'uranium utilisé dans les réacteurs français provient aujourd'hui, pour l'essentiel de mines situées au Canada, au Niger, en Australie, au Kazakhstan, etc.

Comme dans tout cycle de matières premières extraites de mines, le minerai d'uranium brut doit subir des transformations pour parvenir à la forme de l'uranium utilisable dans le processus industriel de production de combustibles.

De plus le fonctionnement de la plupart des réacteurs (et notamment les réacteurs à eau sous pression, REP) nécessite que l'uranium soit enrichi, c'est-à-dire avec une plus grande proportion d'uranium 235 que dans l'uranium naturel (dans l'uranium naturel, la concentration d'uranium 235 est de l'ordre de 0,7% ; pour les REP il faut le concentrer jusqu'à 5% environ). Ce processus d'enrichissement produit également de l'uranium appauvri en uranium 235, qui est entreposé dans l'attente d'une utilisation ultérieure.

La fabrication du combustible proprement dit a lieu ensuite, à partir de l'uranium enrichi. Il s'agit schématiquement d'opérations de mise en forme de l'oxyde d'uranium sous forme de pastilles puis de mise en assemblages.

– **Le séjour en réacteur**

Pendant son séjour en réacteur, le combustible nucléaire subit des réactions de fission contrôlée des atomes d'uranium 235. C'est cette réaction nucléaire qui libère une grande quantité d'énergie, fournissant ainsi la chaleur permettant la production de vapeur d'eau, puis d'électricité.

Le mode de gestion du combustible a une incidence sur le coût du cycle et sur la fréquence des arrêts du réacteur qui influe sur son taux de disponibilité. La

durée du cycle en réacteur est donc un paramètre du coût d'exploitation.

La sûreté du fonctionnement nécessite que les assemblages de combustibles restent parfaitement intègres durant le cycle et puissent être manipulés sans problème ensuite : ces paramètres liés à la sûreté limitent donc le temps de séjour possible en réacteur.

Dans les conditions actuelles de fonctionnement, la durée du séjour en réacteur d'un assemblage combustible est de trois à quatre ans environ ; l'ensemble des assemblages dans le cœur de réacteur étant renouvelé en plusieurs fois.

– **Après le séjour en réacteur (aval du cycle)**

A l'issue de cette étape de séjour en réacteur, la composition du combustible utilisé a changé : il est alors composé de 4% de déchets ultimes hautement radioactifs (les produits de la fission nucléaire, actinides mineurs), mais 96% du combustible a encore un potentiel énergétique important (uranium et plutonium).

Le choix peut donc être fait de traiter les combustibles usés, afin d'en extraire les matières valorisables restantes en vue d'un usage ultérieur (recyclage). C'est le choix qu'a fait la France, avec les usines de traitement (La Hague) et de recyclage (MELOX).

Le plutonium extrait des combustibles usés (qui en contiennent 1%) est recyclé sous forme de combustible dit MOX, mélange de plutonium et d'uranium appauvri, qui peut ensuite être utilisé dans certains réacteurs français. L'uranium issu du traitement (95% du combustible utilisé) peut être réenrichi pour être utilisé une nouvelle fois dans certains réacteurs français, ou peut être entreposé en vue d'un usage ultérieur (notamment en perspective de l'utilisation dans des réacteurs de génération IV). L'opération de traitement conduit également à conditionner de manière stable les déchets ultimes (sous forme de déchets vitrifiés et de déchets compactés) et à réduire les volumes, facilitant ainsi leur gestion à long terme. Ce sont ces déchets qui contiennent l'essentiel de la radioactivité (d'autres déchets sont produits aux différentes étapes du cycle du combustible).

L'option de référence retenue en France pour la gestion à long terme de ces déchets de haute activité (HA) ou de moyenne activité à vie longue (MA-VL) est un stockage réversible en couche



12- Nucléaire

géologique profonde. Les déchets radioactifs, de très faible activité (TFA) et de faible et moyenne activité à vie courte (FMA-VC) sont déjà gérés à long terme, en surface, dans des filières de gestion industrielles.

CYCLE DU COMBUSTIBLE FUTUR.

Aujourd'hui, les réacteurs à eau sous pression n'utilisent que très faiblement le potentiel énergétique de l'uranium : l'uranium 238 (qui représente 99,3% de l'uranium naturel) n'y est en effet que marginalement valorisé. L'enjeu à long terme est d'améliorer l'utilisation de l'uranium naturel. Si des progrès restent possibles dans la filière REP, les réacteurs à neutrons rapides (RNR) de génération IV permettraient une meilleure utilisation, en multipliant par un facteur 50 à 100 la quantité d'énergie produite par la même quantité d'uranium naturel. C'est dans ce cadre que s'inscrivent en France les recherches sur les réacteurs de 4ème génération.

De tels réacteurs pourraient être déployés à partir de la seconde moitié du XXI^{ème} siècle.

Outre la valorisation de ressources d'uranium existantes (tel que l'uranium appauvri), le recours à ces réacteurs pourrait permettre de réduire encore, par la transmutation des actinides mineurs, l'inventaire radiotoxique des déchets ultimes à stocker.

REACTEURS

L'un des paramètres importants du coût de la production d'électricité nucléaire est la part de coûts fixes liés à l'investissement pour la construction des réacteurs, à leur exploitation et aux provisions constituées pour les charges de long terme liées au démantèlement des réacteurs et à la gestion des déchets radioactifs. Il est à noter que l'investissement pour la construction est de loin la composante la plus importante du coût de production nucléaire.

A leur construction, la durée de fonctionnement prévue des réacteurs actuels du parc était de 30 ans. Les résultats des réévaluations de sûreté menées tous les dix ans, et notamment les premières réévaluations après 30 ans de fonctionnement, en cours pour les premiers réacteurs REP mis en service dans les années 70, permettent d'envisager une poursuite de l'exploitation jusqu'à 40 ans. Une prolongation de leur fonctionnement au-delà de 40 ans est actuellement à l'étude, sous le contrôle de l'ASN. Cette poursuite du fonctionnement jusqu'à 40 ans, et éventuellement au-delà, s'accompagnera de travaux de jouvence et, si nécessaire, de travaux complémentaires en fonction des résultats des

évaluations complémentaires de sûreté en cours suite à l'accident de Fukushima.

Zoom : Production d'électricité nucléaire et émissions de CO₂

La Centrale de Gravelines, située au bord de la mer du Nord qui comporte 6 unités dont les premières ont été mises en service il y a 30 ans, a franchi en 2010 le cap des 1000 milliards de kWh produits, soit l'équivalent de plus de 2 années de la totalité de la consommation française d'électricité. Il a fallu 20 000 tonnes d'uranium à la centrale de Gravelines pour fournir ces 1000 milliards de kWh

Une centrale à charbon produit jusqu'à 500 fois plus de CO₂ par kWh produit qu'une centrale nucléaire.

Ainsi, pour fournir la même quantité d'électricité au réseau que ce qu'a produit la centrale de Gravelines, une centrale au charbon aurait consommé 350 millions de tonnes de charbon et rejeté 1000 millions de tonnes de CO₂, une centrale au fuel aurait consommé 220 millions de tonnes de pétrole et rejeté 850 millions de tonnes de CO₂, une centrale au gaz aurait consommé 480 milliards de m³ de gaz et rejeté environ 500 millions de tonnes de CO₂ alors que le fonctionnement d'une centrale nucléaire aurait impliqué le rejet de l'ordre de 3 à 15 millions de tonnes de CO₂.

Zoom : Production d'électricité nucléaire et déchets

L'objectif de la gestion à long terme des déchets radioactifs est de protéger l'homme et son environnement contre les effets des substances les constituant, et notamment contre les risques radiologiques.

Il existe différentes typologies de déchets radioactifs, et à chacune correspond un mode de stockage : il existe donc plusieurs filières de gestion, certaines déjà en exploitation et d'autres faisant encore l'objet de recherches.

La France a défini et mène une politique de gestion à long terme de ses déchets radioactifs ainsi que des autres substances radioactives, dans le cadre de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs. Cette politique se traduit notamment par la publication régulière d'un plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR).

Aujourd'hui, 90% du volume des déchets nucléaires produits en France rejoignent des centres de stockage de surface définitifs exploités par l'Agence nationale de gestion des déchets radioactifs (Andra) : les déchets les moins



12- Nucléaire

radioactifs (déchets de très faible activité ou TFA) sont envoyés au centre de stockage de surface de Morvilliers. Les déchets de faible et de moyenne activité à vie courte (FMA-VC) ont été mis en stockage de 1969 à 1992 au Centre de Stockage de surface de la Manche, et le sont désormais au centre de stockage de surface situé dans l'Aube, à Soulaïnes-Dhuy.

Les 10% restants, de haute activité et de moyenne activité à vie longue (HA et MA-VL) et faible activité à vie longue (FAVL), sont aujourd'hui conditionnés puis entreposés sur leur lieu de production, dans des installations dédiées à cet usage, en attente d'un stockage définitif qui serait, pour les déchets HA-MAVL, en couche géologique profonde (à l'étude dans le cadre de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion des matières et déchets nucléaires). Dans cette perspective, l'Andra effectue des recherches dans son laboratoire

souterrain de Bure (couche argileuse à 500m de profondeur).

A titre d'illustration, les déchets de haute activité produits en France, depuis le début de l'utilisation de l'énergie nucléaire représentent, une fois conditionnés sous forme de déchets vitrifiés, environ 2200 m³ soit un volume équivalent à une piscine olympique.

Pour les déchets FAVL dont la faible radioactivité ne justifie pas, a priori, de les stocker à grande profondeur, le gouvernement a demandé à l'Andra d'examiner les différentes options de stockage de ces déchets (notamment en approfondissant les possibilités de gestion séparée des déchets radifères et graphites) en maintenant une concertation continue avec les communes et les territoires susceptibles de recevoir un centre de stockage.

Schéma de principe des étapes du cycle du combustible nucléaire

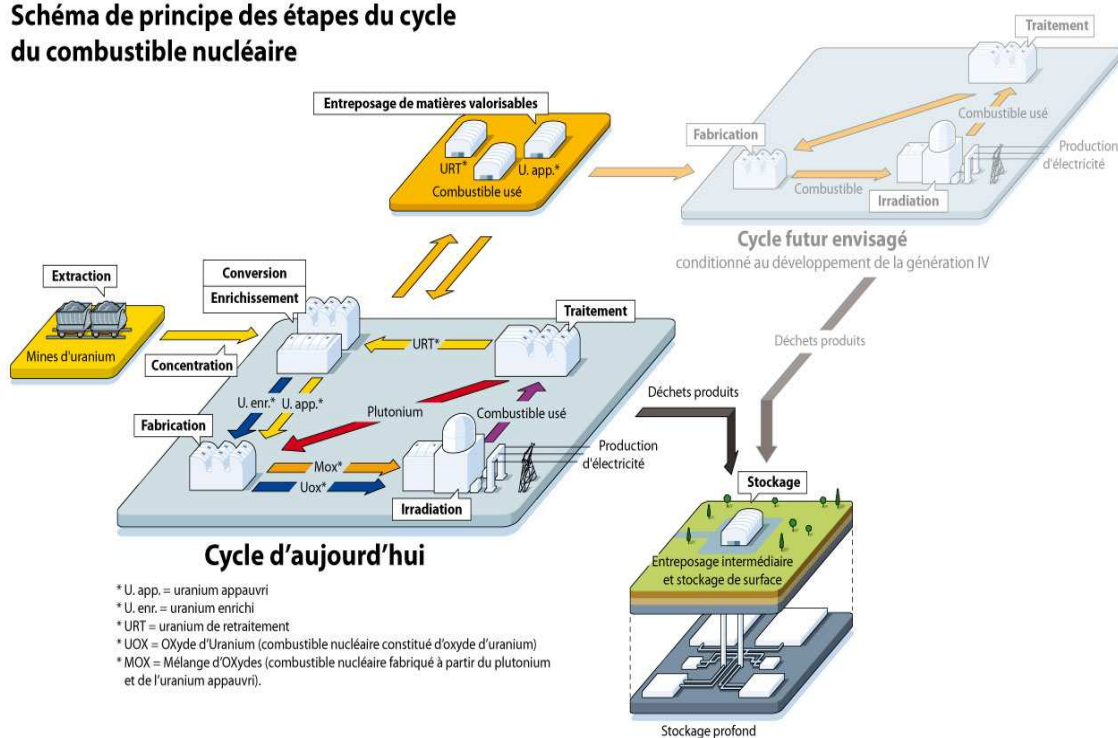


Figure 1 : Schéma de principe des étapes du cycle du combustible nucléaire en France



Le contexte réglementaire

Une réglementation et un contrôle stricts, au niveau national comme international

Compte tenu de la spécificité du secteur nucléaire, un encadrement juridique spécifique a été développé, notamment pour assurer la sûreté des installations nucléaires et la protection contre les rayonnements ionisants, pour prévenir les actes de malveillance ou le détournement d'activités nucléaires civiles à des fins non-pacifiques.

Le contexte réglementaire de l'énergie nucléaire est aujourd'hui déterminé :

- Par un ensemble de conventions internationales (la plupart sous l'égide de l'AIEA).
- Par une législation communautaire prise dans le cadre du traité EURATOM, notamment en ce qui concerne la radioprotection ou la sûreté nucléaire ;
- Par une législation nationale. Le recours à l'énergie nucléaire est un choix national et la réglementation et le contrôle de la sûreté nucléaire sont avant tout une compétence nationale. De même chaque État définit sa politique de gestion des déchets radioactifs, dans le respect des conventions internationales et des directives européennes.

LE CONTEXTE REGLEMENTAIRE INTERNATIONAL

Plusieurs instruments internationaux existent pour encadrer l'usage civil de l'énergie nucléaire. Les principaux sont mentionnés ci-dessous :

La non-prolifération

La lutte contre la prolifération nucléaire, qui vise à éviter tout détournement à des fins militaires, s'impose comme un objectif majeur de la communauté internationale. Elle repose au premier chef sur le Traité de Non-Prolifération Nucléaire (TNP) et, au plan opérationnel, sur le système des garanties de l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique (AIEA) organisme spécialisé des Nations Unies. Le TNP est entré en vigueur en 1970 et a été prolongé pour une durée indéfinie en 1995. Il est construit sur une différenciation entre les cinq États dotés de l'arme nucléaire (Chine, États-Unis, France, Russie, Royaume-Uni) et les États non-dotés. Le traité garantit l'accès à l'utilisation pacifique de l'énergie nucléaire aux États non-dotés

qui renoncent à développer l'arme nucléaire. Afin de lutter contre le risque de développement clandestin de programmes nucléaires militaires, les États signent des accords de garanties avec l'AIEA afin de se soumettre à un contrôle des matières nucléaires utilisées. De plus, après la découverte d'un programme militaire nucléaire clandestin en Irak après la guerre du Golfe, ce système a été renforcé par l'adoption en mai 1997 du Protocole Additionnel, qui permet de mener davantage de contrôles que dans le cadre des accords de garanties.

La sécurité nucléaire.

La sécurité nucléaire désigne notamment la prévention et la lutte contre les actes de malveillance, tels que le vol de matières nucléaires.

La Convention sur la Protection Physique des matières nucléaires est entrée en vigueur en 1987 ; l'AIEA en est le dépositaire.

La sûreté nucléaire, la radioprotection, et la gestion des situations d'urgence.

La sûreté nucléaire vise la prévention des accidents et la limitation de leurs effets potentiels, la protection des travailleurs, des patients, du public et de l'environnement contre les risques liés à l'utilisation du nucléaire.

La Convention sur la Sûreté Nucléaire a été adoptée en 1994 ; la Convention commune sur la sûreté de la gestion du combustible usé et sur la sûreté de gestion des déchets radioactifs a été adoptée en 1997. Pour la gestion des situations d'urgence radiologique : la Convention sur la notification rapide d'un accident nucléaire est entrée en vigueur en octobre 1986, six mois après l'accident de Tchernobyl ; la Convention sur l'assistance en cas d'accident nucléaire ou de situation d'urgence radiologique est entrée en vigueur en février 1987.

Zoom : améliorer la sûreté nucléaire au plan international

Comme cela a été le cas pour les accidents de Three Mile Island en 1979 et de Tchernobyl en 1986 la communauté internationale doit tirer les enseignements de Fukushima, et améliorer la coopération internationale, tant sur le plan de la



12- Nucléaire

prévention des risques que sur celui de la gestion de crise.

Un peu plus de deux mois après cet accident, les premières actions en matière d'amélioration de la prévention des risques nucléaires ont été lancées.

Dans l'UE, les pays disposant d'installations nucléaires vont réaliser des audits de sûreté ou « tests de résistance », sur la base d'une méthodologie commune. Ces tests, réalisés sur la base des premiers enseignements tirés de l'accident de Fukushima, vont permettre de réévaluer éventuellement le niveau de sûreté des installations en testant leur capacité à résister à des événements majeurs, et à explorer les marges de sûreté des centrales nucléaires.

Plus largement au plan international, un large consensus se dessine pour que tous les pays disposant d'installations nucléaires réalisent de tels « tests de résistance », à l'image de l'approche commune agréée au niveau de l'Union Européenne.

La réflexion s'engage également sur le moyen de parvenir à une plus grande harmonisation des pratiques en matière de sûreté, sur les moyens de renforcer la capacité à gérer une situation accidentelle, sur la solidarité internationale face à ce type d'accident en développant des équipes d'intervention rapide et en prévoyant de mutualiser les dispositifs de secours et d'assistance.

La Responsabilité Civile Nucléaire

Plusieurs conventions internationales ont été adoptées sur la responsabilité civile des exploitants nucléaires et l'indemnisation des dommages des accidents nucléaires : convention de Paris sur la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire (1960, dans le cadre de l'OCDE) ; Convention de Vienne relative à la responsabilité civile en matière de dommages nucléaires (1963) ; Convention de Bruxelles complémentaire à la Convention de Paris (1963) ; protocoles complétant ou amendant ces conventions, protocole commun liant les conventions de Vienne et de Paris, etc.

Ces conventions instaurent des principes de responsabilité de l'exploitant nucléaire, des modalités d'indemnisation y compris pour des dommages transfrontaliers, et prévoient divers plafonds d'indemnisation (revus à la hausse dans les protocoles modificatifs).

La France est notamment partie à la convention de Paris et promeut l'adhésion du plus grand nombre de pays au régime international fondé par les conventions précitées.

LE CONTEXTE REGLEMENTAIRE

EUROPEEN

Le Traité instituant la Communauté européenne de l'énergie atomique (dit « traité Euratom ») a été signé en 1957 à Rome, en même temps que le traité instituant la Communauté économique européenne, lors de la création de l'UE ; ce traité Euratom donne des compétences communautaires sur certaines questions nucléaires (recherche, protection sanitaire, approvisionnement de l'Union, contrôle de sécurité...). En particulier, ce traité :

- institue des « normes de base » relatives à la protection sanitaire de la population et des travailleurs contre les dangers résultants des radiations ionisantes ;
- impose de communiquer certaines informations à la Commission Européenne (ex : projets d'investissement dans des installations nucléaires) ;
- met en place une politique commune d'approvisionnement en minerais, matières brutes et ressources fissiles, selon le principe d'égal accès aux ressources ;
- met en place un système de contrôle de sécurité pour vérifier que les matières ne sont pas détournées des usages auxquels leurs utilisateurs ont déclaré les destiner.

Dans le cadre des compétences de ce traité Euratom, l'UE adopte une législation encadrant l'énergie nucléaire. On peut ainsi mentionner :

- la directive 96/29/Euratom du 13 mai 1996 fixant les normes de base ;
- la directive 2006/117/EURATOM relative à la surveillance et au contrôle des transferts de déchets radioactifs et de combustible nucléaire usé ;
- la directive 2009/71/Euratom établissant un cadre communautaire pour la sûreté des installations nucléaires ;
- la directive établissant un cadre communautaire pour la gestion responsable et sûre du combustible usé et des déchets radioactifs, adoptée par le Conseil le 19 juillet 2011.

LE CONTEXTE REGLEMENTAIRE

NATIONAL

Les activités nucléaires sont encadrées par une législation particulière, avec notamment la mise en place d'un système d'autorisation et de contrôle des Installations Nucléaires de Base (INB, catégorie réglementaire d'installation). Sur cette question, la loi n°2006-686 du 13 juin 2006 relative à la



12- Nucléaire

transparence et à la sécurité en matière nucléaire (dite « loi TSN ») a permis de renforcer le cadre juridique national. Cette loi :

- instaure l’Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) comme une autorité administrative indépendante;
- traite de l’information du public en matière de sécurité nucléaire, (1) en renforçant le droit à l’information sur les installations nucléaires, (2) en donnant un véritable cadre légal aux Commissions Locales d’Information (CLI, mises en place en 1981 sur la base d’une simple circulaire), et (3) en instituant un Haut comité pour la transparence, pour faire vivre le débat au niveau national, tout comme il existe déjà au niveau local au travers des CLI ;
- institue le premier régime légal complet des Installations Nucléaires de Base (INB) et des transports de matières radioactives : la loi définit maintenant l’ensemble des actes juridiques applicables à ces activités (depuis les autorisations de création jusqu’au démantèlement, en passant par les contrôles réalisés par les inspecteurs et les sanctions pénales).

La sûreté des installations nucléaires est de la responsabilité de chaque exploitant.

Le contrôle des activités nucléaires est mis en œuvre par l’Autorité de sûreté nucléaire (ASN), qui assure, au nom de l’État, le contrôle de la sûreté nucléaire et de la radioprotection, afin de protéger les travailleurs, les patients, le public et l’environnement des risques liés à l’utilisation du

nucléaire. Elle contribue à l’information des citoyens.

La législation nationale sur le nucléaire a aussi été significativement renforcée avec l’adoption en 2006 de la loi n°2006-739 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs. Cette loi :

- définit une politique nationale de gestion des matières et déchets radioactifs (instaure un Plan National de Gestion des Matières et Déchets Radioactifs, fixe les orientations de gestion, définit un programme de recherche, et confirme l’interdiction du stockage en France des déchets radioactifs en provenance de l’étranger) ;
- renforce la transparence et le contrôle démocratique dans ce domaine : renforcement de la Commission Nationale d’Evaluation, du Comité Local d’Information et de Suivi ; la loi précise également de nouveaux jalons pour autoriser les phases de création et de fermeture de la future installation de stockage en couche géologique profonde pour les déchets de haute et de moyenne activité à vie longue (environ 10% du volume des déchets radioactifs) ;
- met en place des dispositions de financement ainsi que d’accompagnement économique (notamment, mise en place de fonds dédiés pour sécuriser le financement du démantèlement des INB et de la gestion de leurs déchets radioactifs).



12- Nucléaire

Les marchés

MARCHE DE L'URANIUM

Le marché européen d'approvisionnement en matières nucléaires

Une Agence d'approvisionnement Euratom a été instituée par le traité Euratom de 1957, afin d'assurer que tous les utilisateurs dans l'Union Européenne bénéficient d'un accès régulier et équitable aux minerais et combustibles nucléaires, en mettant en place une politique commune d'approvisionnement. Dans ce but, l'agence dispose d'un droit de contrôle sur les contrats d'approvisionnement en matières nucléaires des électriciens communautaires. En outre, afin de suivre l'évolution du marché, ces électriciens communiquent à l'Agence diverses informations sur les matières nucléaires qu'ils détiennent.

MARCHE DE L'ELECTRICITE

Le marché de l'électricité en France

La France compte aujourd'hui 58 réacteurs de puissance en exploitation par EDF (réacteurs à eau sous pression), pour une puissance installée du parc nucléaire de près de 63GWe. A ceux-ci, il convient d'ajouter l'EPR de Flamanville, actuellement en construction, ainsi que le projet du 2^{ème} EPR à Penly.

Ce choix de la France pour un large déploiement de l'énergie nucléaire permet une compétitivité et une stabilité durables des prix de l'électricité. Ainsi, en 2009 par exemple, les prix de l'électricité ont été inférieurs de 27% à la moyenne européenne pour les ménages et de 33% pour les grands consommateurs (industriels...).

Afin de continuer à faire bénéficier le consommateur en France de la compétitivité du parc électronucléaire, la France a adopté la loi relative à la nouvelle organisation du marché de l'électricité, dite « NOME ». Il s'agit d'adapter notre régulation, pour conserver nos avantages comparatifs, dans un contexte qui évolue, notamment du fait de la construction du marché européen. Le principe est le suivant : un consommateur en France doit pouvoir bénéficier de prix de l'électricité fondés sur la réalité des coûts du parc de production français, quel que soit le fournisseur qu'il ait choisi. A cette fin, le projet de loi NOME prévoit de permettre aux fournisseurs d'électricité de s'approvisionner auprès d'EDF, à hauteur d'une part significative des besoins de leurs clients en France, à un prix représentatif des coûts

complets de production des centrales nucléaires existantes, afin de les placer dans les mêmes conditions économiques qu'EDF sur le segment de la fourniture d'électricité. Cet accès, régulé et limité, à l'électricité produite par EDF, nommé ARENH (accès régulé à l'électricité nucléaire historique) permet, dans un contexte d'ouverture à la concurrence, de maintenir des prix représentatifs des coûts de production en France.

MARCHE DES REACTEURS

Les technologies françaises

En termes de technologie de réacteurs, la filière industrielle française propose aujourd'hui le réacteur EPR, réacteur REP de génération 3 de 1,6 GW, incorporant des améliorations (notamment en termes de sûreté nucléaire) par rapport aux réacteurs de la génération 2. L'EPR est actuellement en construction en Finlande, en France, et en Chine ; d'autres projets de construction d'EPR à l'étranger sont prévus.

La gamme française de réacteurs comporte aussi le réacteur ATMEA1, projet en fin de développement, conçu par la société ATMEA (Joint Venture entre AREVA et Mitsubishi Heavy Industry), réacteur REP de génération 3 de 1,1 GW.

Par ailleurs, AREVA développe actuellement un réacteur à eau bouillante (REB) d'une puissance de l'ordre de 1,25 GW, le KERENA, avec E.ON et ALSTOM.

La filière nucléaire française tire notamment partie des technologies d'AREVA, de l'expérience d'exploitant et d'architecte-ensemblier de EDF, de l'expérience d'exploitant de GDF SUEZ, des technologies d'ALSTOM, et d'un important réseau de sous-traitants puisque au total plus de 450 entreprises sont spécialisées dans le domaine de l'électronucléaire.

Zoom : sur les objectifs de sûreté des nouveaux réacteurs

Une des caractéristiques fondamentales de la sûreté nucléaire est la recherche du progrès continu. C'est pourquoi, par rapport aux réacteurs actuellement en exploitation et bien que ceux-ci fassent l'objet d'améliorations de sûreté tout au long de leur vie, l'Autorité de Sûreté Nucléaire exige des objectifs de sûreté plus élevés pour les nouvelles constructions. Les réacteurs de génération 3, tels que l'EPR incorporent dans leur conception de



12- Nucléaire

nombreuses améliorations de sûreté, notamment en termes de prévention et de limitation des conséquences des accidents avec fusion du cœur et en termes de résistance aux agressions externes comme la chute d'avion par exemple.

La France promeut à l'international l'adoption des meilleurs objectifs de sûreté, à l'image des objectifs de sûreté des nouveaux réacteurs publiés en novembre 2010 par WENRA (club d'autorités de sûreté européennes) disponibles à l'adresse suivante :

http://www.wenra.org/extra/news/?module_instance=1&id=25

Les technologies réacteurs sur le marché mondial

Les réacteurs présents sur le marché aujourd'hui ou en construction sont le produit d'une évolution continue depuis plusieurs décennies. Schématiquement, ils relèvent des filières industrielles suivantes :

- Industrie américaine : Westinghouse (fabricant de REP), General Electric (fabricant de REB) ;
- Industrie japonaise (Toshiba, Hitachi, Mitsubishi Heavy Industry) : aujourd'hui largement associée à l'industrie américaine avec les deux regroupements Toshiba – Westinghouse d'une part, et General Electric – Hitachi d'autre part, MHI s'étant lui rapproché d'AREVA en formant la société ATMEA ;
- Industrie française (EDF, AREVA) : les réacteurs français actuels sont issus initialement d'une technologie REP américaine (Westinghouse) et sont totalement francisés ;
- Industrie russe, avec la corporation d'Etat ROSATOM, essentiellement positionnée sur des réacteurs REP (dits VVER).
- Industrie canadienne : Energie Atomique du Canada Limitée (EACL) a développé une filière spécifique de réacteurs CANDU (« CANada Deuterium Uranium »), utilisant de l'eau lourde.
- Industrie coréenne (KEPCO) : développée en se basant sur une technologie REP américaine.
- Industrie chinoise : l'industrie chinoise (CGNPC, CNNC) exploite et construit sur son sol des réacteurs dérivés de technologies françaises et américaines.
- Industrie indienne : l'industrie indienne (NPCIL) construit sur son sol des réacteurs de petite puissance dérivés du réacteur CANDU canadien.
- On peut noter que certaines anciennes filières de réacteurs sont aujourd'hui abandonnées : filière UNGG française (Uranium Naturel Graphite Gaz), filière RBMK russe, filière MAGNOX britannique...



12- Nucléaire

Les acteurs de la filière nucléaire civile

Des acteurs français jouant un rôle de premier plan à l'international

LES ACTEURS INDUSTRIELS

La filière nucléaire française se compose de nombreux acteurs, dont les principaux sont des acteurs d'envergure mondiale et aux premiers rangs desquels on trouve les grands donneurs d'ordre.

La filière nucléaire occupe actuellement une place essentielle dans notre industrie, avec 125 000 emplois directs.

Les grands donneurs d'ordres

AREVA

Areva est l'un des rares industriels dans le monde à maîtriser toutes les étapes du cycle du combustible nucléaire (activités minières, fabrication du combustible, enrichissement, traitement - recyclage des combustibles usés) et à concevoir et fournir des chaudières ou îlots nucléaires. Areva fournit également des services aux réacteurs en exploitation (remplacement de certains composants de l'îlot nucléaire, opérations en arrêt de tranche).

EDF

EDF exploite un parc de 58 réacteurs en France et de 15 réacteurs en Grande-Bretagne, c'est le plus important producteur mondial d'électricité nucléaire.

Compte tenu de l'expérience d'EDF en tant qu'architecte-ensemblier et exploitant nucléaire, le Conseil de Politique Nucléaire du 21 février 2011 a décidé que, lorsque la France est sollicitée pour ses compétences d'architecte ensemblier, EDF sera le chef de file de l'industrie nucléaire française. Dans les autres cas, le ou les chefs de file seront désignés en fonction de la situation et des besoins du pays demandeur du concours des entreprises françaises.

GDF SUEZ

GDF SUEZ est un acteur majeur dans le paysage énergétique mondial et en France et exploite 7 réacteurs nucléaires (REP) en Belgique.

Avec 84,5 milliards d'euros de chiffre d'affaires en 2010, GDF Suez est parmi les premiers producteurs d'électricité dans le monde. Il détient aujourd'hui 113 GW de capacité de production électrique.

Les sous-traitants

Les grands donneurs d'ordre font couramment appel à un grand nombre de sous-traitants d'envergure diverse, parmi lesquels on compte :

ALSTOM

Alstom est aujourd'hui l'un des leaders mondiaux pour les îlots conventionnels des centrales nucléaires (de type REP et REB). Environ 30% du parc mondial en exploitation utilise des ensembles turbine-alternateur développés par ce groupe ;

BOUYGUES et VINCI

Ce sont des acteurs mondiaux dans le domaine du génie civil et sont des partenaires historiques pour la réalisation de l'ensemble du parc français.

Les autres groupes

Une vingtaine d'entreprises d'envergure (Vallourec, DCNS...) et plusieurs centaines de PME constituent un réseau d'entreprises au rôle essentiel et dont environ 200 sont spécialisées dans le nucléaire.

Le pôle nucléaire de Bourgogne : un pôle de compétitivité

Le pôle de compétitivité PNB a été créé le 12 juillet 2005 à l'initiative des sous-traitants du nucléaire dans le secteur de la mécanique en Bourgogne. Il représente toutes les activités relatives à la conception, à la fabrication et à la maintenance des réacteurs. Il fédère ainsi aujourd'hui 150 membres (dont 50% de PME). Les principaux donneurs d'ordre industriels membres du pôle sont EDF, AREVA, ALSTOM, GDF SUEZ, AIR LIQUIDE et VEOLIA. La sous-traitance est principalement représentée par INDUSTRIEL, SFARSTEEL, DMV, VALINOX, CLEMESSY et INTERCONTROLE. Les laboratoires de recherche associés sont représentés par le CEA Valduc et l'université de Bourgogne. Les organismes de formation impliqués sont l'Ecole Nationale Supérieure des Arts et Métiers (ENSAM) de Cluny et les Instituts Universitaires de Technologie (IUT) de Chalon et du Creusot.



12- Nucléaire

ACTEURS INSTITUTIONNELS

Services ministériels

En France, les questions relatives à l'énergie nucléaire relèvent, selon le sujet traité, de plusieurs ministères et essentiellement :

- le ministère de l'écologie, du développement durable, du transport et du logement ;
- le Ministère de l'industrie, de l'énergie et de l'économie numérique ;
- le ministère de la recherche et de l'enseignement supérieur ;
- le ministère de la défense ;
- le ministère des affaires étrangères et européennes.

Pour ce qui concerne les administrations, on peut citer la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC, compétente sur la politique énergétique), la direction générale de la prévention et des risques (DGPR, compétente sur la sûreté nucléaire), la Direction Générale du Trésor (DGT), l'Agence des Participations de l'Etat (APE), la Direction Générale de la Mondialisation, du développement et des partenariats (MAEE/DGM), le secrétariat général aux affaires européennes (SGAE) et le comité technique Euratom (CTE) pour la coordination des questions communautaires, le secrétariat général de la défense et de la sécurité nationale (SGDSN), la Direction des affaires stratégiques, de sécurité et du désarmement (MAEE/ASD) et le Haut Fonctionnaire de défense et de sécurité (HFDS) pour les aspects relatifs à la sécurité nucléaire et à la non-prolifération.

Autorité administrative indépendante

L'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), Autorité administrative indépendante créée par la loi n°2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (« loi TSN »), est chargée de contrôler les activités nucléaires civiles en France. L'ASN assure, au nom de l'État, le contrôle de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France.

Établissements publics

Le Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA)

Le CEA est un établissement public chargé de conduire des programmes de recherche. Son objectif est d'accroître la connaissance scientifique et de stimuler l'innovation, d'augmenter les transferts de technologies dans un certain nombre

de domaines spécifiques représentant des enjeux stratégiques et sociétaux majeurs.

Le CEA est aujourd'hui l'opérateur majeur en France de la recherche scientifique et technologique dans le champ des énergies "bas carbone", en complément des missions qui lui ont été confiées dans trois autres domaines (technologies pour l'information, technologies pour la santé, la défense et la sécurité globale). Sa mission est d'apporter son expertise à la puissance publique sur les technologies d'avenir pour notre pays, en confortant notamment ses capacités exportatrices, dans le domaine du nucléaire et des autres énergies "bas carbone".

Dans le domaine du nucléaire, le CEA mène des programmes de recherche en relation avec le fonctionnement du parc actuel et avec le développement d'un nucléaire durable sur le long terme, pour l'essentiel dans le cadre d'accord de coopération avec AREVA et EDF qui sont les deux partenaires industriels majeurs du CEA.

A l'international, le Directeur des Relations Internationales du CEA est le gouverneur de la France auprès de l'AIEA. Le CEA abrite également l'AFNI (Agence France Nucléaire International), créée par décret du 9 mai 2008, qui est chargée de coordonner l'aide institutionnelle française vis-à-vis des pays primo-accédants, pour qu'ils préparent l'environnement institutionnel, humain et technique nécessaire à la mise en place d'une filière nucléaire civile dans le respect des normes les plus strictes en matière de sûreté, de sécurité, de non-prolifération et de préservation de l'environnement pour les générations futures. Le Comité d'orientation de l'AFNI est présidé par le DGEC.

L'Agence Nationale de gestion des Déchets Radioactifs (Andra)

L'Andra est un établissement public industriel et commercial créé en 1991. L'Andra est en charge de la gestion à long terme de tous les déchets radioactifs, dans l'objectif de protéger de la radioactivité l'homme et l'environnement, et joue donc un rôle central dans la mise en œuvre de la politique nationale de gestion durable des matières et déchets radioactifs.

Parmi ses principales missions, l'Andra est responsable de la gestion, de l'exploitation et de la surveillance des filières de stockage existantes, pour les déchets de faible et moyenne activité à vie courte (centres de la Manche, en phase de surveillance, et de l'Aube, en exploitation) et pour ceux de très faible activité (centre de Morvilliers, dans l'Aube).

L'Andra exerce également la coordination des recherches et études sur l'entreposage et le stockage



12- Nucléaire

en couche géologique profonde des déchets de haute activité et de moyenne activité à vie longue.

Plus généralement l'Andra a la mission de concevoir, d'implanter, de réaliser et d'assurer la gestion de centres d'entreposage ou des centres de stockage de déchets radioactifs.

Enfin, l'Andra a une mission d'expertise en appui aux pouvoirs publics

L'institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN)

L'IRSN est un établissement public qui exerce des missions de recherche et d'expertise dans les domaines de la sûreté nucléaire et de la protection de l'homme et de l'environnement contre les rayonnements ionisants, ainsi que dans ceux de la protection et du contrôle des matières nucléaires et de la protection des installations nucléaires et des transports de matières nucléaires contre les actes de malveillance. A ce titre, l'institut réalise des expertises et apporte un appui technique sur l'ensemble des questions relevant de ces domaines à l'Autorité de Sûreté Nucléaire et aux services de l'Etat.

L'IRSN mène des activités de recherche qui visent en particulier à faire progresser les connaissances sur la sûreté des réacteurs en exploitation et sur le comportement des combustibles. Pour ces expérimentations, l'IRSN s'appuie sur des réacteurs

et installations exploitées pour son compte par le CEA.

L'IRSN participe également à la surveillance radiologique du territoire et des travailleurs exposés aux rayonnements et dispose d'un réseau d'alerte et de moyens d'intervention en cas d'urgence. Il assure également une mission d'information du public sur les risques nucléaires et radiologiques. Enfin, il contribue à la formation en radioprotection des professionnels de santé et des personnes exposées.

Le CNRS, les Universités et l'I2EN

Le CNRS mène des programmes scientifiques en lien avec le domaine du nucléaire. Ainsi, le CNRS mène un programme spécifique sur l'aval du cycle électronucléaire (PACEN) dont l'objectif est de mobiliser des compétences académiques sur les recherches sur les différents thèmes relatifs à la gestion des déchets nucléaires et l'énergie nucléaire du futur.

Des Universités des écoles d'ingénieurs sont également partenaires de programmes de recherche pour les systèmes nucléaires.

On peut aussi signaler que la France a récemment créé l'Institut International de l'Energie Nucléaire (I2EN) comme porteur de la formation nucléaire française à l'international.



12- Nucléaire

Historique

Une histoire industrielle de cinquante ans

HISTORIQUE

Le premier réacteur expérimental français, Zoé, a divergé en 1949 à Fontenay aux Roses, en banlieue parisienne. Cette date marque le point de départ du programme nucléaire français.

La construction de la première centrale nucléaire du pays, Chinon, est lancée au milieu des années 50. Ce réacteur, de la filière UNGG (Uranium naturel graphite gaz), fonctionne à l'uranium naturel, est refroidi par du gaz carbonique et utilise du graphite pour ralentir ses neutrons afin de faciliter la réaction en chaîne.

Cette famille UNGG, réacteurs dits de 1^{ère} génération, proche des réacteurs Magnox britanniques comptera six réacteurs, tous arrêtés aujourd'hui.

Parallèlement, à la même époque, EDF et le CEA testent, à Brennilis en Bretagne, la centrale EL4, refroidie au CO₂, où les neutrons sont ralentis grâce à de l'eau lourde. Comparable à la technologie canadienne Candu, cette filière ne sera pas développée au-delà de EL4.

L'élément déclencheur

En 1973 survient la crise déclenchée par la guerre de Kippour et la France prend conscience de sa forte dépendance énergétique.

Rapidement, un important programme électronucléaire est mis sur pied. C'est une technologie de réacteurs à eau sous pression (REP) qui est retenue. C'est cette technologie qui sera dite de 2^{ème} génération.

Pour lancer six nouveaux réacteurs par an, EDF et Framatome construiront, sous licence, des réacteurs développés par l'industriel américain Westinghouse.

La filière sera ensuite adaptée pour donner naissance aux réacteurs de technologie française qui conduiront notamment aux réacteurs de 3^{ème} génération comme l'EPR.

Les étapes clés de la filière

De 1977, avec Fessenheim 1, à 1999 avec Civaux 2, l'industrie nucléaire française mettra en service 58 réacteurs à eau sous pression. Ce programme de construction reprend ensuite avec le lancement en 2007 de la construction du premier EPR, réacteur dit de 3^{ème} génération, à Flamanville

Parallèlement, au début des années 1970, EDF et le CEA démarrent Phénix, premier démonstrateur complet de la filière des réacteurs à neutron rapides dont la principale qualité mise en avant à cette époque, était leur capacité à produire, grâce au plutonium, plus de combustible qu'ils n'en consomment. SuperPhénix, mis en service en 1986 était le prototype d'un réacteur à l'échelle industrielle. Phénix et SuperPhénix ont été mis à l'arrêt en 2009 et 1997.

La France s'attache également à maîtriser le cycle du combustible. En 1976, le CEA a créé la Compagnie générale des matières nucléaires (Cogema), filiale destinée à approvisionner en combustible neuf les centrales d'EDF et à assurer le traitement des combustibles usés afin de recycler les matières énergétiques comme l'uranium et le plutonium, tout en réduisant le volume des déchets radioactifs ultimes et en les conditionnant sous une forme stable. Aujourd'hui, plus de 10% de l'électricité nucléaire produite en France l'est grâce au recyclage des matières (plutonium et uranium issus des opérations de traitement des combustibles usés).

En 2001, Cogema et Framatome ont été réunis avec la création du groupe AREVA.



12- Nucléaire

Recherche et développement et innovation

Des enjeux à relever pour le futur

LA RECHERCHE ET LE DEVELOPPEMENT

Deux grands éléments structurent la stratégie de recherche française pour les systèmes nucléaires.

- La loi de programme n°2005-781 du 13 juillet 2005 relative à la politique énergétique rappelle la nécessité de maintenir l'option nucléaire ouverte à l'horizon 2020 en préparant les capacités nationales d'un possible renouvellement du parc nucléaire français, et dispose que la politique de recherche doit permettre à la France de conserver sa position de premier plan dans le domaine en poursuivant les objectifs de soutien à l'industrie nucléaire nationale.
- La loi de programme n°2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs définit notamment un programme de recherche sur la gestion de l'ensemble des matières et des déchets radioactifs, selon 3 axes : (1) recherches sur la séparation et la transmutation des éléments radioactifs à vie longue, en relation avec celles menées sur les nouvelles générations de réacteurs nucléaires afin de disposer d'une évaluation des perspectives industrielles de ces filières et de mettre en exploitation un prototype d'installation à l'horizon 2020 ; (2) recherches sur un stockage souterrain en couche géologique profonde (s'appuyant notamment sur le laboratoire souterrain de recherche situé à Bure) ; (3) études appliquées sur l'entreposage de déchets, visant à accompagner à l'horizon 2015 l'extension d'installations existantes ou la création de nouvelles installations.

En termes d'objectifs, la recherche menée en France peut être décrite selon trois axes principaux.

1. L'optimisation du fonctionnement du parc et du cycle (réacteurs de 2^{ème} et 3^{ème} génération) ;
2. La gestion des matières et des déchets. Les travaux portent sur la mise au point des solutions de gestion à long terme pour les déchets à vie longue. Les producteurs, responsables du conditionnement de leurs déchets, mènent en partenariat avec le CEA des recherches pour la mise au point de solutions pour le traitement et le conditionnement. L'Andra conduit les recherches sur le stockage en couche géologique profonde des déchets HA et MA-VL (haute activité et moyenne activité à

vie longue), ainsi que des recherches pour le stockage des déchets FA-VL (faible activité à vie longue).

3. Les recherches pour un nucléaire durable sur le long terme : les réacteurs et le cycle du futur (génération 4).

Zoom : la recherche sur l'optimisation du parc

L'optimisation du fonctionnement du parc et du cycle (réacteurs de 2^{ème} et 3^{ème} génération) est un sujet de politique industrielle.

Dans le domaine des réacteurs, il s'agit pour l'exploitant EDF de disposer des éléments de connaissance sur les questions techniques clés et sur la sûreté, notamment permettre de prendre les décisions d'investissements adaptées vis-à-vis de l'exploitation du parc de réacteurs, de l'objectif de prolongation de la durée d'exploitation et de son renouvellement.

Dans le domaine de l'aval du cycle, il s'agit de répondre aux deux grands objectifs que sont d'une part l'accompagnement du fonctionnement des usines, et notamment l'anticipation et la prévention du vieillissement des installations, et d'autre part la préparation des évolutions des procédés, notamment en relation avec les évolutions des combustibles, et le renouvellement à terme des usines.

L'INNOVATION : LES REACTEURS DE QUATRIEME GENERATION

Les réacteurs de 4^{ème} génération permettraient de tirer parti complètement de tout le potentiel énergétique contenu dans l'uranium naturel. En effet, les REP actuels n'utilisent que très faiblement le potentiel énergétique de l'uranium, car l'uranium 238 (qui représente 99,3% de l'uranium naturel) n'y est que marginalement valorisé ; en comparaison, les Réacteurs à Neutrons Rapides de génération 4 auraient un gain d'efficacité d'un facteur 50 à 100. Il s'agit d'un enjeu stratégique, important pour l'économie et, de ce fait, l'État français assure la responsabilité du pilotage de ce volet.

Aujourd'hui, l'objectif français affiché est de construire un prototype à l'horizon 2020 afin de pouvoir disposer, dans la deuxième moitié du



12- Nucléaire

siècle, d'une filière industrielle de réacteurs à neutrons rapides.

Le forum international Génération IV (GIF), auquel participe la France, a retenu 6 concepts de réacteurs jugés possibles pour la génération IV. Parmi ces concepts, la France a fait le choix d'axer principalement les recherches, conduites par le CEA, sur la filière des réacteurs à neutrons rapides refroidis au sodium (RNR-sodium), filière qui est apparue la mieux placée pour être retenue pour la construction d'un démonstrateur industriel ASTRID à l'horizon 2020. L'objectif des études est de mettre au point un réacteur dont le niveau de sûreté soit au moins équivalent à celui des réacteurs de 3ème génération comme l'EPR, c'est à dire en net en progrès par rapport aux générations précédentes de réacteurs à sodium, comme Super-Phénix. Les progrès doivent porter en particulier sur la diminution de la probabilité et des risques liés aux accidents qui pourraient conduire à la fusion du cœur du réacteur.

Les études sur la séparation et la transmutation des déchets de haute activité (HA), au titre des dispositions de la loi n°2006-739, sont menées en lien avec celles sur les nouvelles générations de réacteurs.

Les recherches sur la gestion à long terme des déchets radioactifs

Si 90% des déchets radioactifs disposent aujourd'hui de filières opérationnelles de gestion à long terme, des recherches sont en cours notamment pour mettre en place des stockages pour les déchets les plus radioactifs (HA et MA-VL), et pour les déchets de faible activité à vie longue (FA-VL). Ces recherches sont menées selon des orientations fixées par la loi (loi « Bataille » n°91-1381 du 30 décembre 1991, puis par la loi n°2006-739 du 28 juin 2006). En particulier, en vue d'un stockage géologique des déchets les plus radioactifs, un laboratoire souterrain a été créé à Bure pour étudier la couche argileuse du site ; depuis 2005 la faisabilité scientifique du stockage est acquise (homogénéité de la couche, aptitude au creusement et faible perméabilité de l'argile, stabilité...). Par ailleurs, comme prescrit par la loi, l'Andra développe des concepts de stockage réversible (période de réversibilité d'au moins 100 ans, permettant la reprise éventuelle des déchets mis en stockage).

Le développement expérimental

Les recherches et études réalisées pour le développement de technologies nucléaires utilisent des installations spécifiques permettant d'irradier, de transformer ou de manipuler la matière nucléaire. Il s'agit de moyens expérimentaux très lourds qui n'existent qu'à peu d'exemplaires dans le monde.

Ainsi OSIRIS (Saclay), réacteur d'irradiation des matériaux mis en service en 1966, doit être arrêté à l'horizon 2015 et sera remplacé par le réacteur Jules Horowitz (RJH) en cours de construction à Cadarache.

Les réacteurs européens et internationaux fournissant des services à l'industrie auront 50 ans dans la décennie 2010-2020 et seront progressivement mis à l'arrêt compte tenu de l'obsolescence de leur conception. Le RJH offrira donc durant une grande partie du XXIe siècle, une capacité d'irradiations expérimentales de haute performance pour étudier le comportement des matériaux et combustibles sous irradiation afin de répondre aux besoins des réacteurs à eau mais aussi à ceux des futurs réacteurs à neutrons rapides.

En parallèle des réacteurs expérimentaux existent également, des laboratoires, dits « laboratoires chauds », dédiés à l'étude et à la caractérisation des matériaux irradiés ou du comportement des combustibles irradiés.

Le financement de la recherche

Les études relatives à l'optimisation du parc relèvent de la responsabilité des industriels. Le CEA met ses moyens humains et matériels au service des industriels dans le cadre de conventions de partenariat.

Les investissements pour l'innovation étant très lourds dans le domaine nucléaire, l'Etat a donc décidé, dans le cadre du programme d'investissements d'avenir, d'apporter 1 milliard d'euros pour le nucléaire du futur.

La convention avec le CEA, a permis de consacrer 650 millions d'Euros au programme de démonstrateur industriel ASTRID et 250 millions d'Euros pour contribuer à la construction du réacteur expérimental Jules Horowitz. Ce réacteur est destiné aux recherches sur les matériaux et les combustibles et à la production de radioéléments à usage médical.

Les travaux relatifs aux études portant sur la gestion à long terme des déchets sont financés par les producteurs de déchets au travers une taxe additionnelle instituée par la loi n°2006-739 pour ce qui concerne les déchets de haute activité et de moyenne activité à vie longue, et dans le cadre d'une convention entre les producteurs et l'Andra pour les déchets de faible activité à vie longue.



12- Nucléaire

Parallèlement, dans le cadre du programme d'investissements d'avenir, une convention avec l'Andra permet de consacrer 100 millions d'Euros au développement de filières d'excellence pour le traitement, le conditionnement et le stockage de déchets nucléaires

La recherche au niveau communautaire

Dans le cadre européen, des programmes de recherches sont menés, y compris sur les technologies nucléaires :

- PCRD Euratom (Programme Commun de Recherche et Développement). Dans le cadre d'Euratom, il est défini un programme-cadre de recherche et de formation en matière nucléaire dont les objectifs sont de développer durablement l'énergie de fusion (ITER) et de répondre aux besoins de la fission nucléaire en termes de sûreté, de gestion des déchets, d'efficacité et de compétitivité.
- Strategic Energy Technology Plan (SET-PLAN). Le Conseil a approuvé en février 2008 un plan stratégique pour accélérer le développement et le déploiement au meilleur coût des technologies à faible intensité carbonique. Ce plan comprend notamment des mesures portant sur la planification, la mise en œuvre, les ressources et la coopération internationale en matière de technologies nucléaires (fission et fusion).

Contributeurs : Thierry Lieven, Christophe Macec.



Définition et technologies existantes

La première source d'électricité renouvelable en France

Les centrales hydroélectriques utilisent la pression de l'eau pour produire de l'électricité. Avec une puissance installée de 25 600 MW en 2010 et environ 12% de l'électricité produite en France, l'hydraulique est la deuxième source de production électrique derrière le nucléaire. Elle représente à elle seule plus de 80% de la production d'électricité d'origine renouvelable.

DIFFERENTES FAÇONS D'EXPLOITER LA FORCE HYDRAULIQUE

Un aménagement hydroélectrique se compose d'une prise d'eau ou d'une retenue d'eau, créée par un barrage, et d'une centrale de production électrique, les deux étant reliées par un canal ou une conduite. La partie du cours d'eau entre le barrage et la sortie de la centrale s'appelle le tronçon court-circuité. Ces ouvrages peuvent atteindre des dimensions très importantes. On peut citer en exemple le barrage de Tignes, le plus haut de France avec 180 mètres de hauteur, et une longueur de près de 300 mètres, ou encore le barrage de Serre-Ponçon qui constitue la plus grande retenue d'eau avec 1,2 milliards de mètres cubes, pour un lac d'une superficie de 28,2 km². Les conduites forcées qui relient le barrage à la centrale courent parfois sur plusieurs kilomètres, permettant de gagner plusieurs centaines de mètres de dénivelé, et d'augmenter ainsi fortement la pression de l'eau au niveau des turbines (1 bar de pression supplémentaire tous les 10 mètres). La centrale hydroélectrique de Portillon bénéficie par exemple d'une hauteur de chute de plus de 1400 mètres, pour une hauteur de barrage de seulement 23 mètres.

La puissance d'un aménagement est directement donnée par sa hauteur de chute et son débit :

$$P = H \times Q \times \rho \times g \times r$$

Avec P puissance produite (en KW), H hauteur de chute (m), Q débit de l'installation (m³/s), ρ la masse volumique de l'eau (10³ kg/m³), g constante d'accélération de la gravité (9,81 m/s²) et r le rendement de l'installation (aux alentours de 0,8 pour les centrales hydroélectriques)

Un aménagement hydroélectrique transforme l'énergie potentielle entre deux points d'un cours d'eau en énergie cinétique. Au niveau de la centrale

de production, l'eau actionne une turbine qui récupère cette énergie sous forme mécanique. L'arbre de la turbine est relié à un alternateur qui produit de l'électricité.

On distingue généralement trois grandes familles d'ouvrages hydroélectriques : les ouvrages de production au fil de l'eau, les ouvrages de lac ou d'écluse, et les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP).

Les centrales au fil de l'eau

Les centrales au fil de l'eau ne disposent pas de possibilité de stockage et produisent au gré des débits du cours d'eau. Ces ouvrages produisent donc de façon continue et fournissent une électricité de base. Il en existe plus de 2 000 en France, donc 85% sont des sites de petite puissance (inférieur à 10 MW). L'hydraulique au fil de l'eau constitue une puissance installée d'environ 7 600 MW, et on considère que la moitié de cette puissance est garantie toute l'année. Leur production représente 37 TWh par an, soit plus de la moitié de la production hydroélectrique française. Certains de ces ouvrages peuvent atteindre des puissances importantes, comme ceux disposés sur le Rhône et le Rhin, qui produisent près des deux-tiers de la production au fil de l'eau pour seulement une trentaine d'ouvrages.

Les centrales de lac et d'écluse

Les centrales de lac ou d'écluse disposent d'une retenue d'eau leur permettant de stocker celle-ci afin de la turbiner aux périodes de plus forte demande. Ces deux catégories de centrales se distinguent en fonction de la durée de remplissage de leur réservoir : moins de 400 heures pour les centrales d'écluse, au delà pour les centrales de lac. Les centrales d'écluse ont donc des durées d'accumulation assez courtes et modulent leur production au niveau journalier, voire hebdomadaire, là où les centrales de lac peuvent assurer une modulation saisonnière de leur production.

Ces ouvrages sont primordiaux pour la sécurité du réseau électrique, en concentrant leur production sur les périodes de plus forte demande. Ils sont capables de mobiliser en quelques minutes plusieurs milliers de MW sur l'ensemble du réseau, assurant ainsi l'équilibre offre – demande qui doit en permanence être maintenu.



13-Hydroélectricité

En France, on dénombre une centaine de centrales de lac pour une puissance installée de 9 000 MW et une production annuelle d'environ 17 TWh. Les centrales d'écluse sont au nombre de 140 pour 4 000 MW de puissance et 14 TWh de production annuelle.

Les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)

Les STEP sont des centrales de pompage – turbinage fonctionnant avec une retenue supplémentaire à l'aval. Pendant les heures creuses, l'eau est pompée de la retenue inférieure vers la retenue supérieure, pour être ensuite turbinée dans le sens inverse pendant les heures de pointes. La dizaine d'installations que compte la France totalise une puissance de 4 500 MW, mobilisables en quelques minutes. La STEP de Grand'Maison est la centrale hydroélectrique la plus puissante de France. Elle est capable à elle seule de générer 1 800 MW en 3 minutes, soit la puissance équivalente de deux réacteurs nucléaires, contre plusieurs heures pour des centrales de production thermique.

Toutefois, les STEP ne sont pas considérées comme des moyens de production d'énergie renouvelable. En effet, l'énergie nécessaire pour remonter l'eau de la retenue aval vers l'amont est prélevée sur le réseau et dépend donc de l'ensemble du parc production électrique. Les STEP permettent de contourner la problématique intrinsèque de non stockage de l'électricité, avec un rendement de l'ordre de 70 à 80% : le bilan Production - Consommation d'une STEP est donc négatif au final. L'électricité produite par ces ouvrages reste néanmoins une énergie à forte valeur ajoutée, et chaque heure de fonctionnement à pleine charge de la centrale de Grand'Maison permet d'économiser 142 tonnes d'équivalent pétrole, évitant ainsi l'émission dans l'atmosphère de 990 tonnes de CO₂.

UNE ENERGIE FONDAMENTALE POUR LA STABILITE DU RESEAU

L'électricité ne se stocke pas, il faut donc à tout moment, et en temps réel, ajuster la production à la consommation. Pour ce faire, le réseau a besoin de centrales capables de moduler leur production rapidement. En plus d'être la seule énergie renouvelable dont on peut maîtriser la production

électrique, l'hydroélectricité est la technologie la plus rapide à démarrer en cas de besoin, et la plus facile à moduler en temps réel.

L'énergie hydroélectrique représente donc un enjeu majeur pour la sécurité du réseau, en fournissant une réserve de puissance rapidement mobilisable en cas de nécessité, et en modulant sa production de manière à fournir des services systèmes au réseau, tels que le réglage de fréquence ou de tension.

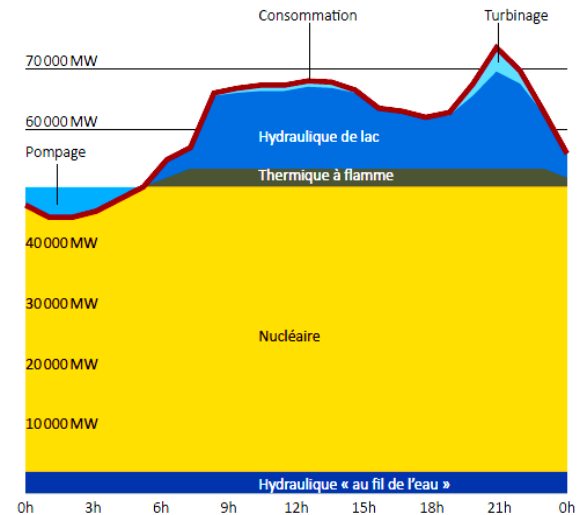


Figure 1 : Production électrique schématisée d'une journée d'hiver en France (source : SER)

Zoom : Les Turbines hydrauliques

Comme pour les centrales thermiques classiques, l'alternateur d'une centrale hydroélectrique est activé par une turbine, dont le modèle varie avec les caractéristiques de la chute considérée :

- Les turbines Pelton sont utilisées généralement pour les usines de haute chute ou à faible débit,
- Les turbines Francis sont utilisées pour les moyennes chutes (de 30 à 400m) et les débits moyens,
- Les turbines Kaplan sont plus répandues sur les basses chutes et à débit important,
- Les turbines Bulbe sont utilisées pour les très basses chutes (quelques mètres), et également pour l'usine marémotrice de la Rance.



Le contexte réglementaire

La force hydraulique est propriété de la Nation

En France, l'utilisation des cours d'eau pour la production d'électricité est régie par la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique, désormais remplacée par le livre V du code de l'énergie.

LES REGIMES D'EXPLOITATION DE LA FORCE HYDRAULIQUE

Le livre V du code de l'énergie dispose que « nul ne peut disposer de l'énergie [...] des cours d'eau sans une concession ou une autorisation de l'État ».

Les installations de moins de 4,5MW sont soumises à un régime d'autorisation au titre du livre V du code l'énergie, qui renvoie au livre II du code de l'environnement. Elles appartiennent à des particuliers, des entreprises ou des collectivités, appelés maîtres d'ouvrage, qui les exploitent et revendent l'électricité ainsi produite. Elles nécessitent l'obtention d'une autorisation, délivrée par le préfet pour une durée limitée, et dont les règles d'exploitation sont fonction des enjeux environnementaux.

Les installations de plus de 4,5 MW sont soumises au régime de la Concession. Elles appartiennent à l'Etat, et sont construites et exploitées par un concessionnaire. Pour les installations entre 4,5MW et 100 MW, la concession est délivrée par le préfet, au-delà de 100 MW, la concession est approuvée par Décret en Conseil d'Etat c'est à dire relevant de la compétence du Premier ministre sur proposition et rapport du ministre en charge de l'énergie qui est compétent pour signer le contrat conclu entre l'Etat et le concessionnaire retenu. Les premières concessions ont été accordées dans les années 1920, pour des durées de 75 ans, ce qui permettait d'amortir l'investissement de construction. Le renouvellement des concessions donne lieu à des contrats d'une durée moindre, de l'ordre de 20 à 45 ans.

TARIFS INCITATIFS ET OBLIGATION D'ACHAT

L'article L314-1 du code de l'énergie permet aux installations hydroélectriques de moins de 12 MW de bénéficier d'un tarif d'achat incitatif, et d'une obligation d'achat par EDF. Les modalités de calcul de ce tarif sont fixées par l'arrêté tarifaire du 1er mars 2007 ainsi que l'arrêté de rénovation du 14 mars 2011. Par principe, une installation ne peut bénéficier que d'un seul contrat d'obligation d'achat;

toutefois, les investissements permettant d'accroître les performances environnementales et énergétiques permettent, sous conditions d'investissement, de bénéficier de contrat d'obligation d'achat dit de « rénovation ».

L'ENVIRONNEMENT AU CŒUR DES PREOCCUPATIONS

La valorisation de l'énergie hydroélectrique est un atout majeur de la France dans la lutte contre les gaz à effet de serre. L'ensemble des ouvrages hydroélectriques permet d'éviter chaque année l'émission dans l'atmosphère de plusieurs millions de tonnes de CO₂. Ce bénéfice réel et mesurable ne doit pas occulter l'impact des ouvrages sur les milieux aquatiques. Ainsi, la recherche d'un nouvel équilibre entre intérêts énergétiques, environnementaux et économiques a été, ces dernières années, au cœur des débats sur la réglementation de l'exploitation de la force motrice des cours d'eau. Cette exploitation est régie par de nombreux textes qui veillent au respect des enjeux environnementaux et en particulier à la protection des milieux aquatiques. Ainsi, la loi sur l'eau du 31 décembre 2006 a augmenté les débits réservés pour améliorer la vie aquatique, renforcé les dispositifs de franchissement des ouvrages par les poissons pour faciliter les migrations naturelles des espèces, et de nombreux dispositifs sont mis en place au moment de l'instruction des dossiers comme l'étude d'impact ou une démarche d'écoute des parties prenantes de l'eau en amont du renouvellement des concessions hydroélectriques.

De plus, chaque exploitation s'accompagne d'un « règlement d'eau » tenant compte des contraintes locales liées à la navigation, l'irrigation, la gestion des crues, la vie aquatique, les paysages, le tourisme... Ce règlement d'eau est mis à jour à chaque renouvellement de concession et permet d'intégrer de nouvelles prescriptions environnementales en lien avec les objectifs de la directive-cadre européenne sur l'eau et les milieux aquatiques, les schémas directeurs d'aménagement et de gestion des eaux (SDAGE), ou encore des politiques plus sectorielles telles que le plan européen de gestion et de restauration de l'anguille.

Par ailleurs, pour décliner les objectifs et engagements pris dans le cadre du Grenelle de l'environnement, une « convention pour une hydroélectricité durable » a été signée le 23 juin 2010, avec toutes les parties prenantes (producteurs d'électricité, pouvoirs publics, associations



environnementales). Elle permet de mieux concilier les enjeux de performance énergétique et de protection de l'environnement.

LE RENOUVELLEMENT DES CONCESSIONS PAR MISE EN CONCURRENCE

La loi du 29 janvier 1993 relative à la prévention de la corruption et à la transparence de la vie économique et des procédures publiques, dite "loi Sapin", dispose en son article 38 que les délégations de service public des personnes de droit public sont soumises par l'autorité déléguante à une procédure de publicité permettant la présentation de plusieurs offres concurrentes.

L'Assemblée générale du Conseil d'État, dans un avis prononcé le 28 septembre 1995, estime que les concessions hydroélectriques présentent effectivement le caractère de délégation de service public au sens de la loi Sapin, confirmant le principe de recours à la concurrence pour le renouvellement des concessions hydroélectriques. Toutefois, le statut des opérateurs publics historiques a obligé le gouvernement à recourir aux exceptions de concurrence prévues par cette même loi. Ainsi, l'article 41 de la loi Sapin précise que l'obligation de mise en concurrence ne s'applique pas lorsque la loi institue un monopole au profit d'une entreprise, ou lorsque le service public est confié à un établissement public dont c'est l'objet. En outre, la loi du 16 octobre 1919 prévoyait alors un droit de préférence aux concessionnaires sortants dès lors qu'ils souhaitaient bénéficier d'un nouveau contrat de concession.

Depuis la transformation de l'établissement public EDF en société anonyme en 2004, la suppression en 2006 par la loi sur l'eau et les milieux aquatiques du droit de préférence prévu par la loi de 1919 au bénéfice du concessionnaire sortant, et les réformes réglementaires de 2008, l'ensemble des textes

nécessaires à l'institution d'une procédure de renouvellement par appel d'offres des concessions hydroélectriques ont été publiés. Les procédures de mises en concurrence sont encadrées par le décret 94-894 du 13 octobre 1994, modifié par le décret 2008-1003 du 26 septembre 2008.

Tableau 1 : Les étapes de la réglementation

	Etapes
1	Un acteur privé ou public fait une étude pour équiper un cours d'eau
2	Il adresse son étude aux services de l'administration
3	L'administration décide de créer ou non une concession hydraulique sur le cours d'eau
4	Si le projet est retenu, elle lance un appel d'offre pour attribuer la concession
5	Les candidats répondent à l'appel d'offre
6	L'administration analyse les offres, dialogue avec les candidats, et retient la meilleure proposition
7	L'offre retenue est soumise à enquête publique au niveau local
8	A la fin de l'enquête publique, la concession est octroyée
9	Le nouveau concessionnaire réalise la construction de l'ouvrage
10	Une fois les travaux terminés, le concessionnaire exploite l'ouvrage sur la durée de la concession
11	A la fin de la concession, l'ouvrage est remis en concurrence par appel d'offre

Les acteurs de la filière

Un savoir-faire français reconnu dans le monde entier

LES ACTEURS INDUSTRIELS

Fin 2009, la filière hydroélectrique comptait près de 10 500 emplois pour un chiffre d'affaire d'environ 3,12 milliards d'euros (source ADEME 2010). La filière hydraulique française bénéficie d'une renommée internationale et ses acteurs sont nombreux et diversifiés, comme le montre le tableau ci-dessous :

Tableau 2 : Structuration de la filière hydraulique française

Amont	Fabricants de turbine	~ 15
	Fournisseur de matériel elec. spécifique	~ 10
	Fabricants de conduites forcées	~ 5
Aval	B.E. techniques et conseils	~ 30
	Génie civil	~ 10
	Exploitants	~ 1700 dont une dizaine de grande taille

Lorsqu'on s'intéresse aux exploitants de centrales hydroélectriques, il est nécessaire de distinguer la petite hydraulique de la grande. En Europe, c'est le seuil de 10 MW qui marque la séparation. Si on dénombre presque autant d'exploitants que de centrales dans la petite hydraulique, c'est la situation inverse pour les centrales de grande puissance : EDF a la charge de plus de 80% des concessions hydroélectriques en France, et GDF-SUEZ près de 12%, au travers ses deux filiales hydroélectriques, la Compagnie Nationale du Rhône (CNR) et la Société Hydroélectrique du Midi (SHEM).

Tableau 3 : Répartition des centrales hydroélectriques par exploitants, en nombre et en puissance installée

Centrales hydroélectriques		EDF	GDF Suez	Au-tres	Total
Sous autorisation (de 0 à 4,5 MW)	Nombre	78	0	1500	1578
	Puissance total	120	0	1500	1620
Sous concession (> 4,5MW)	< 100 MW (nombre)	276	34	30	340
	> 100 MW (nombre)	46	13	0	59
	Total (nombre)	322	47	30	399
	Total (GW)	20	3,7	0,1	23,8

Les acteurs français sont présents tout au long de la filière hydroélectrique, et leur savoir-faire est reconnu dans le monde entier. ALSTOM est le n°1 mondial sur la fabrication de turbines hydrauliques au travers de sa branche ALSTOM POWER HYDRO. On peut également citer FRANCE BOUVIER HYDRO qui appartient au groupe autrichien VA TECH, ou encore MECAMIDI, spécialisé dans les turbines de moins de 30 MW. L'ensemble du secteur d'activité de la conception et fabrication de turbines en France est évalué à environ 413 millions d'euros en 2009.

Au niveau des bureaux d'études, le savoir-faire français est aussi reconnu à l'étranger. On peut citer des cabinets tels que COYNE ET BELLIER (qui appartient aujourd'hui au groupe GDF-SUEZ, et qui a été renommé en 2009 TRACTEBEL ENGINEERING). Ce cabinet fondé en 1935 a su asseoir sa notoriété en France, avec à son actif la conception de plus de 300 ouvrages hydrauliques à travers le monde. On peut également citer l'exemple de SOGREAH (Société grenobloise d'études et d'applications hydrauliques). Créé en 1955, ce bureau d'étude emploie près de 1 000 salariés pour un chiffre d'affaires de 10 millions d'euros, dont 20% dans l'hydraulique.

La France est également pionnière dans le développement de nouvelles technologies, avec des entreprises comme MJ2 TECHNOLOGIES. Cette entreprise a développé une nouvelle génération de turbines, permettant d'équiper de très basses chutes (entre 1,4 et 2,8 mètres) dans des conditions économiques nettement plus rentables, car nécessitant beaucoup moins de génie civil, et dès lors plus respectueuses de l'environnement : si les turbines VLH développées par MJ2 TECHNOLOGIES permettent des installations moins volumineuses, elles sont également « ichtyophiles » et permettent le passage des poissons sans dommage au travers de la turbine, et notamment des anguilles. La turbine VLH a été brevetée en 2003 et le premier prototype a été installé avec succès en 2006 sur le site de Millau. Aujourd'hui, MJ2 TECHNOLOGIES exporte sa turbine innovante avec déjà plusieurs dizaines de commandes dans de nombreux pays en Europe et en Amérique du Nord.

Tableau 4 : Nombre d'emplois directs dans le secteur de l'hydroélectricité en France

	2006	2007	2008	2009
Fabrication, ingénierie et R&D	790	1 090	1 285	2 125
Etude et installation	8 300	8 300	8 300	8 300
Total	9 090	9 390	9 585	10 425

Tableau 5 : Chiffre d'affaire du secteur

	2006	2007	2008	2009
Fabrication des équipements	195	261	318	413
Etude et installation	2 421	2 504	2 768	2 714
Total	2 616	2 765	3 086	3 127

LES REPRESENTANTS DE LA FILIERE

Les plus importants sont France Hydro-Electricité et EAF (Electricité Autonome Française). France Hydro-Electricité est un syndicat professionnel. Il représente plus de 500 centrales pour une puissance totale d'environ 4 300 MW. EAF est une fédération

de producteurs indépendants d'électricité qui regroupe environ 750 MW de petite hydroélectricité installés en France. Il faut également citer la Société Hydrotechnique de France (SHF), une association créée en 1912 avec pour vocation le développement et la diffusion des connaissances scientifiques et techniques dans le domaine de l'eau. Enfin, au niveau européen, l'ESHA (European Small Hydropower Association) réunit depuis plus de 20 ans les différents acteurs de la petite hydroélectricité afin de soutenir la filière au niveau communautaire.

Zoom: Les principaux exploitants en Hydroélectricité

- **EDF (Electricité de France) :** La loi de nationalisation de 1946 a confié à EDF la gestion de l'ensemble du parc électrique français, dont la moitié de la production à cette époque était assurée par des centrales hydroélectriques. EDF exploite et entretient ainsi plus de 80 % des concessions hydroélectriques en France, pour une puissance supérieure à 20 000 MW. La production annuelle de son parc hydroélectrique est d'environ 45 TWh.
- **CNR (Compagnie Nationale du Rhône) :** Fondée en 1933, la CNR est le concessionnaire de la chaîne d'aménagements hydroélectriques sur le Rhône, constituée de 19 ouvrages au fil de l'eau, pour une puissance installée d'environ 3 000 MW. Avec une production annuelle de 15 TWh, la CNR est le 2^e producteur d'électricité français. Sa production électrique est exclusivement d'origine renouvelable. La CNR est détenue à 50 % par le groupe GDF-Suez, 33 % par la caisse des dépôts et consignations, et 17 % par des collectivités locales.
- **SHEM (Société Hydro-Electrique du Midi) :** Ancienne filiale de la SNCF, la SHEM avait vocation à gérer l'ensemble de ses centrales hydroélectriques, construites à l'origine pour alimenter les lignes de chemin de fer. Aujourd'hui filiale d'ELECTRABEL (groupe GDF-SUEZ), la SHEM exploite et entretient 54 usines et 12 barrages, principalement en haute montagne, pour une puissance installée d'environ 750 MW et une production aux alentours de 2 TWh.



Historique

« Les glaciers ne sont plus des glaciers ; c'est la mine de la houille blanche à laquelle on puise » (Aristide Bergès – exposition Universelle de 1889)

L'utilisation de la force hydraulique remonte à la plus haute antiquité avec des roues à aubes travaillant sous quelques mètres de chute pour actionner des moulins, des forges ou des scieries. C'est le XIX^{ème} siècle qui marque un tournant dans la maîtrise de la force hydraulique, avec le travail de plusieurs ingénieurs au cours de la révolution industrielle qui s'efforcent d'améliorer le rendement des turbines. Mais l'avènement de l'hydroélectricité reste néanmoins tributaire de l'invention présentée par Zénobe Gramme en 1871 à l'Académie des sciences. Avec la découverte de la dynamo à courant continu, il faudra tout au plus une dizaine d'années pour voir apparaître la première centrale hydroélectrique.

UNE BREVE HISTOIRE DES BARRAGES

Les barrages semblent avoir existé dès les premières civilisations, dès que les hommes ont cherché à maîtriser l'irrigation et les apports en eau potable. Un des plus anciens barrages connu est sûrement celui de Saad-El-Kafara en Egypte, un barrage poids construit vers 2600 av J.C., d'une hauteur de 14m et s'étalant sur plus de 110m de longueur. Face aux constructions pharaoniques qu'on retrouve sur le Nil, les romains ne se sont attelés à la construction de barrages que plus tardivement, mais ils ont su leur appliquer des techniques de construction sophistiquées, avec des mortiers de ciment à forte résistance, allant jusqu'à construire un barrage voûte de 12m de haut sur 18m de large dans le vallon de la Baume, pour l'alimentation en eau de la ville de Glanum (Saint-Rémy de Provence). Le Moyen-Orient et l'Extrême-Orient ne sont pas en reste avec des barrages remarquables comme celui de Paskanda Ulpotha au Sri Lanka, achevé en 460 de notre ère, qui restera le plus haut barrage du monde jusqu'en 1675 avec une hauteur de 34 m.

Aux alentours de l'an mille, les moulins prolifèrent en Europe et avec eux de nombreux barrages souvent modestes et peu élaborés. Au moyen-âge, un moulin alimenté par une chute d'eau de 1 m de hauteur pour seulement 1 m³/s de débit représente en énergie l'équivalent d'une écurie de dix chevaux ! L'eau fait la fortune de celui qui l'exploite. Les grands barrages prennent réellement leur essor au début du XX^{ème} siècle avec les techniques modernes de construction. En France, l'histoire des grands barrages est marquée par deux personnalités : Albert Caquot (1881-1976) et André

Coyne (1891-1960). Ce dernier réalisera, avec son associé Jean Bellier, plus d'une centaine de barrages.

DE LA ROUE A AUBES A LA TURBINE

La révolution industrielle pousse les ingénieurs, dès le début du XIX^{ème} siècle, à se pencher sur l'amélioration du rendement des installations hydrauliques, limité par l'usage des roues à aubes à des valeurs médiocres comprises entre 15 et 25 %.

C'est au français Claude Burdin qu'on doit l'apparition du mot « turbine », dans un mémoire publié en 1824, par dérivation du latin turbis (qui tourne en rond). Il reprend les travaux du mathématicien Euler qui, un demi-siècle plus tôt, avait énoncé le principe d'un moteur à réaction hydraulique à axe vertical, dont la principale innovation résidait dans une partie fixe qui permettait de distribuer l'eau uniformément sur la roue.

C'est un élève de Burdin, Benoit Fourneyron, qui crée les premières turbines adaptées à une production industrielle. En 1827, dans une forge de Franche-Comté, il installe une turbine de 4,5 kW avec un rendement moyen aux alentours de 70 %. Fourneyron dépose un brevet en 1832 et reçoit 2 ans plus tard le premier prix de la Société d'encouragement à l'industrie nationale, ce qui lui permet d'établir sa notoriété. En 1837-1838, il équipe deux chutes dans la Forêt-Noire d'une hauteur de 108 et 114 m. La conduite forcée qu'il installe fait 500 m de long et au bas de celle-ci la pression atteint 11 bar. Le rendement de sa machine dépasse les 80 %, pour une vitesse de rotation de la roue de 2 300 tours/minute. C'est une véritable prouesse technique pour l'époque.

En 1848, L'américain James Bichens Francis perfectionne la turbine de Fourneyron et dépose un brevet, donnant naissance à la turbine qui, aujourd'hui encore, porte son nom.

En 1869, l'entrepreneur Aristide Bergès construit près de Grenoble une papeterie fonctionnant à l'énergie hydraulique, avec une puissance d'environ 350 kW pour une hauteur de chute de 200 m, et atteint même 500 m de hauteur de chute en 1882. Bergès invente le terme houille blanche qui sera popularisé à l'exposition universelle de 1889 :

« Les glaciers des montagnes peuvent, étant exploités en forces motrices, être pour leur région et pour l'État des richesses aussi précieuses que la



houille des profondeurs. Lorsqu'on regarde la source des milliers de chevaux ainsi obtenus et leur puissant service, les glaciers ne sont plus des glaciers ; c'est la mine de la houille blanche à laquelle on puise, et combien préférable à l'autre. »

En 1879, c'est l'américain Lester Allan Pelton qui présente son modèle de turbine à l'université de San Francisco. Celle-ci servira sur les installations minières de Californie, et viendra équiper les installations hydroélectriques de haute chute par la suite. Enfin, en 1912, c'est au tour du chercheur autrichien Viktor Kaplan de donner naissance à sa turbine, qui connaîtra néanmoins des débuts difficile en raison de la première guerre mondiale. La turbine Kaplan deviendra la référence pour les installations de basse chute.

L'AVENEMENT DE L'HYDROELECTRICITE

Si le développement de l'hydroélectricité est tributaire du développement du réseau électrique, on oublie bien souvent que la réciproque n'en est pas moins vraie, et la première centrale électrique en 1880 a bel et bien été une centrale hydraulique d'une puissance de 7 kW pour éclairer le domaine de Cragside en Angleterre. L'hydraulique représente alors un formidable potentiel d'énergie pour la production d'électricité. De 1880 à 1889, c'est une multitude de petites centrales hydrauliques qui voient le jour pour éclairer de petites villes, des parcs ou même encore des châteaux. A partir de 1889, on dépasse le MW de puissance et l'essor de l'industrie et de l'électrochimie encourage le développement de l'hydroélectricité, notamment dans les Alpes du nord où se déroule une course effrénée à la houille blanche et qui deviendra vite la région maîtresse du développement hydroélectrique.

A la fin de la première guerre mondiale, le développement du réseau électrique s'intensifie et les centrales hydrauliques, qui ne sont plus astreintes à produire de l'électricité pour les besoins locaux, peuvent être de plus en plus puissantes. Dans ces années d'après-guerre, Paris a besoin pour se développer de l'électricité hydraulique du massif central. A ce titre, on peut mettre en exergue le complexe hydroélectrique de la Truyère, mis en service en 1932 et 1934, qui est relié à la capitale par la construction d'une ligne 220 000 V, mais qui alimente également le réseau de Lyon et celui de Clermont-Ferrand. Les premiers grands réservoirs voient également le jour en France comme le Chambon sur la Romanche en 1934 (le plus haut barrage d'Europe à sa mise en service) et le Sautet sur le Drac en 1935, et en 1960, plus de 50 % de l'électricité en France est d'origine hydraulique.

A cette époque, on comprend vite l'intérêt que représente l'hydroélectricité dans la gestion du

réseau électrique. Une nouvelle technologie voit d'ailleurs le jour : il s'agit de pomper l'eau pour la faire remonter dans le réservoir aux heures où la demande est la plus faible, afin de pouvoir l'exploiter pendant les pointes de consommation. En 1902, la première station de pompage de ce genre est construite au fil de l'eau et reliée à un bassin 325 m plus haut, lui-même équipé d'une usine hydraulique de 850 kW. En France, la première station de pompage – turbinage est construite en 1926 au lac de Girotte. L'usine de Belleville qui est située 520 m plus bas est dotée de deux pompes centrifuges d'une puissance de 20 MW.

Une seconde technologie apparaît au début de XXe siècle. En 1918, l'idée d'utiliser le courant des marées pour produire de l'électricité fait son chemin et la France crée une commission de la « houille bleue ». Des études sont menées sur l'estuaire de la Rance, mais restent sans suite. Il faut attendre la fin de la guerre et la création d'Electricité de France en 1946 pour voir les études reprendre, sur les sites de l'estuaire de la Rance et de la baie du Mont Saint-Michel. Le chantier du barrage de la Rance est ouvert en 1961 et s'achève 5 ans plus tard. Les 24 turbines bulbes de la centrale sont capables de résister à la corrosion de l'eau de mer et peuvent fonctionner dans les deux sens de la marée, dès que la hauteur de marnage est comprise entre 1 m et 11 m. Les groupes peuvent également fonctionner en pompe afin de stocker l'eau dans l'estuaire aux heures de plus faible demande. L'usine marémotrice de la Rance est une réussite sur le plan technologique, mais son impact sur la faune marine est au cœur des débats, et si quelques prototypes ont été construits à travers le monde depuis sa mise en service, plus de quarante ans après, cette technologie ne s'est toujours pas développée.

Aujourd'hui la France est l'un des pays d'Europe les mieux équipés en hydroélectricité, et son savoir faire dans ce domaine est reconnu dans le monde entier. Elle exploite la quasi-totalité du potentiel hydroélectrique présent sur son territoire, mobilisable dans des conditions technico-économiques acceptables, et dans le respect des milieux aquatiques. Les pouvoirs publics mettent tout en œuvre pour atteindre l'objectif fixé dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements électriques de 3 TWh d'électricité d'origine hydraulique supplémentaire à l'horizon 2020.

Contributeurs : Jonathan Weil



14-Véhicule décarboné

Définition et technologies existantes

Le caractère polluant d'un véhicule se mesure tout au long de son cycle de vie, de sa construction à sa destruction et son recyclage. La notion de véhicule « propre » ne s'arrête donc pas à l'utilisation du véhicule. Le concept de véhicule décarboné regroupe aujourd'hui des véhicules conçus pour être le plus faiblement émissifs possible en CO₂ (en France, moins de 60g/km).

Dans un contexte d'épuisement du pétrole, de réchauffement climatique et de crise économique, le développement durable apparaît comme une priorité partagée. Dans ce contexte, l'industrie automobile est contrainte de revoir ses fondamentaux en accélérant la production de véhicules plus sobres en énergie et moins polluants. Dans l'esprit du Grenelle de l'Environnement, le Gouvernement accompagne cette mutation par un plan comportant notamment un dispositif du bonus-malus. La moyenne des émissions de CO₂ par kilomètre des voitures neuves a baissé de 12% en 2009 et 2010, la France devenant ainsi l'un des pays européens ayant le plus faible niveau d'émission de CO₂.

Ces mesures participent également d'une réflexion plus large sur la mobilité durable et la possibilité d'utiliser des modes de déplacement alternatifs à la voiture. L'automobiliste sera d'autant plus enclin à changer ses habitudes que d'autres solutions lui seront proposées, lui permettant de bénéficier d'une meilleure qualité de vie.

LES DIFFERENTES TECHNOLOGIES

De nombreuses technologies sont actuellement développées, avec des degrés de maturité divers. Celles-ci répondent à des besoins segmentés en fonction des usages des véhicules. Ainsi, il n'est pas envisagé qu'une technologie prenne le dessus sur toutes les autres, mais que ces différentes technologies coexistent sur le marché.

Véhicule thermique

Les véhicules thermiques sont équipés de moteurs à combustion interne et fonctionnent à base de carburants liquides ou gazeux. Au delà des

carburants classiques d'origine fossile (essence et gazole), peuvent notamment être cités :

- **le Gaz de Pétrole Liquéfié (GPL)**, carburant principalement composé d'un mélange de propane et de butane. À température ambiante, le GPL est un gaz, mais il est comprimé sous forme liquide pour son transport, sa distribution et son stockage à bord du véhicule ;
- **le Gaz Naturel Véhicule (GNV)**, principalement composé de méthane, le même que celui qui est utilisé pour la cuisine ou le chauffage. Il est généralement stocké sous pression (200 bars) dans des réservoirs spécifiques à l'intérieur du véhicule ;
- **les biocarburants**, produits à partir de matériaux organiques non fossiles, provenant de la biomasse. Il existe deux filières principales : huile et dérivés (biodiesel), alcool (amidon, cellulose ou lignine hydrolysés). Actuellement, ils sont surtout utilisés en mélange avec les carburants d'origine fossile.

Zoom sur l'amélioration des véhicules thermiques

Outre les carburants alternatifs et le « flex-fuel » (polycarburant), l'industrie dispose d'un panel de solutions pour rendre les véhicules thermiques plus performants et moins consommateurs d'énergie :

- le « downsizing », diminution de la taille du moteur et de la cylindrée par rapport à un moteur classique (dit atmosphérique) tout en offrant la même puissance. On utilise la suralimentation, adjonction d'une fonction de compression d'air à l'entrée du moteur, et le « common rail », rampe commune d'injection ;
- la distribution variable, voire le remplacement de l'arbre à cames par un système de commandes électrohydrauliques ou électromagnétiques ;
- l'optimisation de la thermique moteur. On utilise la chaleur du système d'échappement et la combustion à basse température ;



14-Véhicule décarboné

Zoom sur l'amélioration des véhicules thermiques (suite)

- La mise en veille du moteur lorsque le véhicule est à l'arrêt momentané. On utilise l'alternodémarrreur et le « stop and start » ;
- la conception de véhicules plus légers et plus aérodynamiques.

Véhicule hybride

Le véhicule hybride possède deux moteurs : l'un fonctionne avec du carburant (moteur thermique), l'autre est électrique. Le moteur électrique est alimenté par batterie et par restitution d'énergie cinétique ou par recharge directe sur le réseau.

Les principaux critères qui caractérisent les différents hybrides sont les suivants :

- le type d'architecture, **série**, **parallèle**, **complexe** (mélange série et parallèle). En série, le moteur électrique assure seul la propulsion du véhicule, le moteur thermique accouplé à un alternateur faisant office de groupe électrogène. En parallèle, le moteur thermique est associé à une transmission classique sur laquelle on a adjoint un moteur électrique qui utilise l'énergie des batteries. La récupération d'énergie cinétique (décélération, freinage) assure la recharge des batteries. En complexe, la puissance délivrée par le moteur thermique suit deux chemins distincts : l'un mécanique, l'autre électrique. (dérivation de puissance) ;
- la taille, c'est-à-dire la part de puissance électrique utilisée par rapport à la part thermique. On utilise les vocables anglo-saxons **micro** (la part électrique est inférieure à 10% de la puissance totale), **mild** (entre 10% et 30%) et **full** (supérieure à 30%) ;
- la possibilité de rouler en mode électrique et de se recharger sur le réseau. On parle **d'hybride rechargeable**. Potentiellement, tous les types d'architecture et toutes les tailles qui ont une batterie conséquente peuvent rentrer dans cette catégorie.
- Le type de motorisation thermique (essence, diesel, GNV).

Véhicule électrique

Un véhicule électrique fonctionne uniquement à l'aide d'un moteur électrique utilisant pour seule source d'énergie l'électricité accumulée dans des batteries. Ces batteries se rechargent, via un câble et une prise de courant, sur le réseau électrique ou sur des installations autonomes, dans les lieux privés (domicile, travail) ou sur les lieux publics (parkings en ouvrage ou en voirie, stations services, centres commerciaux, etc.).

En cas de freinage ou de décélération, comme pour les véhicules hybrides (rechargeables ou non), l'énergie cinétique du véhicule peut être convertie en électricité, ensuite récupérée par les batteries pour être stockée. Ce système permet aussi d'éviter le problème de surchauffe du système de freinage mécanique conventionnel en cas de freinage de longue durée.

Véhicule à pile à combustible

C'est un véhicule électrique alimenté en électricité, en tout ou partie, par une pile à combustible. Cette pile fonctionne sur la base de l'oxydation sur une électrode d'un combustible réducteur (par exemple le dihydrogène), couplée à la réduction sur l'autre électrode d'un oxydant (par exemple le dioxygène de l'air). Afin d'accélérer la réaction, le catalyseur de la membrane séparant les électrodes est en général du platine, polluant et coûteux, auquel on cherche des alternatives (polysulfones, nanosphères). Une autre difficulté réside dans la synthèse et l'approvisionnement en dihydrogène, qui doit ensuite être comprimé dans des bouteilles à gaz (350 à 700 bars), liquéfié ou combiné chimiquement.



14-Véhicule décarboné

Chaîne de valeur

Le redéploiement d'un secteur aujourd'hui en mutation

UNE ACCELERATION DE LA CROISSANCE

VERTE

Réduite jusqu'alors à des marchés de niche, la filière des véhicules décarbonés change d'échelle.

Le développement des véhicules décarbonés devrait générer en France une activité économique de 15 milliards d'euros à horizon 2030 et contribuer au maintien de l'emploi dans la filière automobile.

Les comportements des consommateurs

En général, les véhicules décarbonés coûtent plus cher à l'achat et moins cher à l'usage que les véhicules thermiques. Donc il faut qu'ils roulent beaucoup. En milieu urbain, cela implique l'utilisation d'un même véhicule par davantage d'usagers.

Le modèle économique du secteur pourrait être bouleversé par la disparition progressive du lien de propriété entre utilisateur et véhicule, la location et l'auto partage se développant rapidement. En effet, le renouvellement rapide des véhicules est aujourd'hui remis en cause par les clients, notamment en période de crise. De plus, la location permet de remplacer des revenus ponctuels par un revenu régulier et de rentrer dans une économie de fonctionnalité.

C'est pourquoi les constructeurs préparent les modalités de commercialisation des véhicules électriques qui pourraient adjoindre à la voiture de nouveaux services liés à la batterie et à la maîtrise de la charge. Des forfaits seront ainsi proposés, favorisant l'émergence d'opérateurs de mobilité.

Une chaîne de valeur en évolution

Compte tenu des spécificités de la technologie électrique, la filière assiste à un transfert de marge opérationnelle au sein de la chaîne de valeur, vers l'amont (batteries) et l'aval (services).

Les batteries représentent à elles seules près de la moitié du coût d'achat d'un véhicule tout électrique aujourd'hui. Et elles offrent une autonomie nettement inférieure à celle du véhicule thermique équivalent. D'autre part, les batteries ne répondant plus aux besoins de la filière automobile suite à une baisse des performances dans le temps pourraient être réutilisées dans le cadre d'une seconde vie moins exigeante.

L'émergence d'opérateurs d'infrastructures et/ou de mobilité et de nouveaux modèles économiques permettra de lisser l'ensemble des coûts d'achat et d'usage du véhicule électrique. En effet, si les batteries représentent un coût non négligeable, la consommation d'énergie à l'usage est très inférieure dans le cas des véhicules électriques, et l'entretien devrait être réduit. Les forfaits proposés permettront d'intégrer un ensemble de services et de proposer au final des prix abordables, à des niveaux comparables aux véhicules thermiques.

Zoom sur la seconde vie des batteries

La seconde vie des batteries est un enjeu de recherche important en raison du coût des accumulateurs et de leur impact écologique. Elle peut, par exemple, être utile dans les installations de surveillance ou de secours, le stockage d'énergies renouvelables intermittents (photovoltaïque, éolien). Elles seront ensuite recyclées. Les constructeurs automobiles et les producteurs de batteries se sont engagés à prendre en compte, dès la conception des batteries, leur cycle de vie complet.



14-Véhicule décarboné

Le contexte réglementaire et la normalisation

LE CONTEXTE REGLEMENTAIRE

EUROPEEN

Le règlement (CE) n°443/2009 a été adopté formellement le 23 avril 2009. Ce règlement, qui fait suite aux engagements volontaires pris par les constructeurs automobiles en 1998, prévoit une réduction moyenne des émissions de CO₂ des voitures particulières neuves à 130g/km réalisée progressivement de 2012 à 2015 et fonction d'un critère d'utilité des véhicules (masse moyenne des véhicules immatriculés chaque année par chacun des constructeurs automobiles).

Ce règlement introduit aussi des bonifications de 2012 à 2016 pour les véhicules émettant moins de 50g/km de CO₂ (correspondant à des véhicules électriques aujourd'hui et certains véhicules hybrides demain), la possibilité de groupement entre constructeurs pour atteindre l'objectif visé, des dérogations pour les petits constructeurs et les constructeurs de véhicules de niche, un système d'éco-innovations pour les technologies non prises en compte lors de la procédure de mesure existante des émissions de CO₂ ainsi que des pénalités fixées à 95€gramme de dépassement de l'objectif.

Le règlement prévoit également une série de mesures complémentaires permettant un gain supplémentaire de 10g de CO₂ afin d'atteindre l'objectif global de 120g CO₂/km.

Ces mesures portent sur le contrôle permanent de la pression des pneumatiques, l'amélioration de leur résistance au roulement, la qualification des systèmes d'air conditionné économes, l'utilisation de bio carburants ou d'indicateur de passage des rapports de boîte de vitesses.

Enfin, un objectif ultérieur de 95gCO₂/km à atteindre en 2020 a été fixé, lié à une modification du cycle et des procédures de mesure des émissions de CO₂ et à une révision éventuelle du critère d'utilité.

Concernant les véhicules utilitaires légers, le règlement 510/2011 fixe à 175 gr/CO₂/km le niveau moyen d'émissions de CO₂ de ces véhicules immatriculés dans l'UE. Cette exigence sera introduite progressivement entre 2014 et 2017 : en 2014, 70 % de la flotte de véhicules d'un constructeur devra s'y conformer, pour atteindre 75 % en 2015, 80 % en 2016 et 100 % en 2017. Ces normes s'appliquent à tous les véhicules utilitaires neufs d'une masse maximale de 3,5 tonnes, étant entendu que des objectifs spécifiques varieront en

fonction du poids. D'ici 2014, la Commission pourrait proposer de les étendre aux minibus et aux véhicules utilitaires jusqu'à 12 tonnes.

RECEPTION DES VEHICULES

ELECTRIQUES

Si le processus d'homologation des véhicules électriques reste le même que celui des véhicules à combustion interne, certains règlements intègrent ou sont en cours d'évolution afin d'intégrer les spécificités technologiques du véhicule électrique.

L'IMBRICATION ENTRE LA REGLEMENTATION, LA NORMALISATION ET LES STANDARDS

Le véhicule décarboné ne peut être déployé sans l'existence et l'application de réglementations assurant la maîtrise de sa sécurité et de son impact environnemental, ni de **normes consensuelles permettant la mise en œuvre des dispositions réglementaires, ainsi que l'interopérabilité et la qualité de service** à tous les niveaux (charge, localisation, facturation, maintenance, réparation).

De plus, compte tenu du caractère évolutif et innovant du véhicule décarboné lui-même et de ses modalités de déploiement, des **standards** sont développés et proposés par des constructeurs individuels ou groupés entre eux et/ou avec d'autres acteurs du secteur sous forme de consortia (ex. : EVPlug Alliance, Quick drop™, ChaDeMo™, EV Ready™, protocoles de communication tels « Homeplug alliance »), en général pour promouvoir et, le cas échéant, protéger des technologies et des modèles d'affaires particuliers. Ces standards peuvent d'ailleurs ouvrir la voie à la normalisation proprement dite et servir eux-mêmes de base à des certifications.

Les réglementations applicables concernent aussi bien les installations de charge que leurs connections avec les véhicules ou les véhicules eux-mêmes, leurs constituants ou leur rapport à l'environnement, notamment en matière de communication ou de performance énergétiques ou environnementales. Le cadre réglementaire est déjà largement en place, mais les modalités d'application doivent dans certains cas encore être précisées, ou harmonisées au plan européen ou international, ce qui est aussi l'objet des normes spécifiques auxquelles elles peuvent se référer.



14-Véhicule décarboné

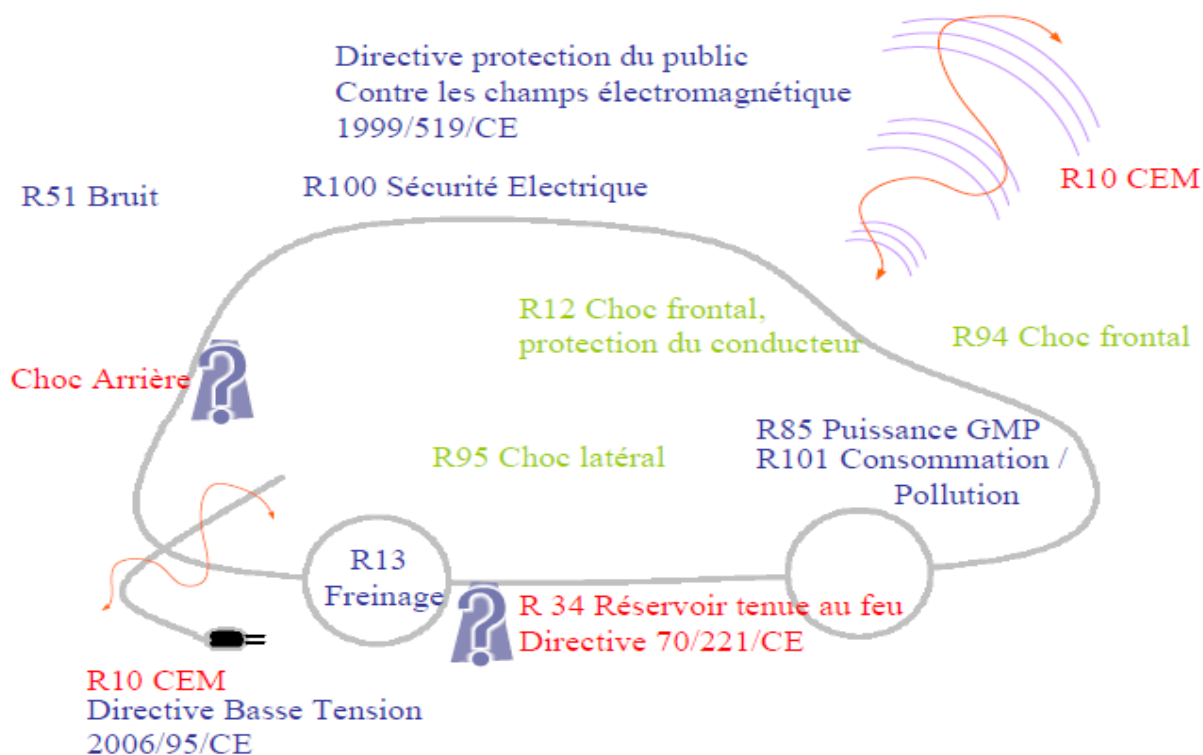


Figure 1 : Les règlements concernés portent sur de nombreux sujets

Zoom sur la création d'un réseau d'infrastructures de recharge

La recharge se fera à plus de 90% au domicile ou sur le lieu de travail. Les dispositions introduites dans la loi Grenelle 2 feront l'objet d'un décret et d'arrêtés d'application en 2011 :

- dès 2012 (**permis de construire**), les constructions neuves d'immeubles (bureaux et habitations) avec parking intégreront obligatoirement des points de charge ;
- dans les **copropriétés**, la création d'une sorte de « droit à la prise » facilitera les travaux nécessaires. Tous les locataires qui le souhaitent pourront effectuer, à leurs frais, les travaux nécessaires à l'installation d'un point de charge. Ces travaux devront être encadrés par une convention entre le prestataire et le propriétaire ou le syndic ;
- au travail, la création de points de charge sera également facilitée, et obligatoire dans les parkings des **immeubles de bureaux** d'ici 2015.

Le véhicule électrique ne peut être déployé sans l'existence et l'application de réglementations assurant la maîtrise de sa **sécurité** et de son **impact environnemental**, ni de normes consensuelles permettant leur mise en œuvre et l'**interopérabilité** à tous les niveaux (recharge, localisation, facturation).



14-Véhicule décarboné

Les marchés

Un développement en forte croissance

LE MARCHÉ MONDIAL

Dans les pays développés, la demande automobile a atteint un pallier depuis les années 1990. En parallèle, les comportements des consommateurs ont changé : ils optent de plus en plus pour des petits véhicules économes, d'où un intérêt de plus en plus fort pour le véhicule décarboné. Même les Etats-Unis ont pour objectif de voir circuler 1 million de véhicules électriques à horizon 2015.

Par ailleurs, la saturation de la demande dans ces pays contraste avec la forte croissance du marché automobile dans les pays émergents, pour lesquels un bond technologique est envisagé en passant directement de l'absence de véhicules au véhicule électrique. Ces pays, notamment la Chine, sont ainsi particulièrement intéressés par le véhicule électrique ou hybride rechargeable, comme en témoigne une étude du cabinet Ernst & Young (2010) : 60% des chinois interrogés étaient intéressés par ce type de véhicules, soit cinq fois plus qu'en Europe, aux Etats-Unis (13%) ou au Japon (8%).

Compte tenu de la croissance du parc de véhicules dans les pays émergents, le parc automobile mondial devrait doubler en 15 ans. Sous la contrainte du développement durable, le véhicule décarboné dispose d'un marché particulièrement porteur au niveau mondial. La Chine a pour objectif de voir circuler 5 millions de véhicules électriques (transport de passagers en individuel ou en collectif, de marchandises) à horizon 2020.

LE MARCHÉ EUROPEEN

La plupart des pays européens ont lancé des plans de déploiement de véhicules électriques et hybrides rechargeables : Allemagne (1 million de véhicules en 2020), Royaume Uni (1 million), Suède (600 000), Espagne (1,5 millions), Portugal (750 000), Norvège, Pays-Bas, etc.

En fonction des modalités de soutien à l'achat de ce type de véhicules, les constructeurs automobiles ont précisément ciblé ces marchés pour commercialiser les premiers véhicules.

A horizon 2025, les véhicules décarbonés devraient représenter plus d'un quart du marché européen, ce qui représente entre 50 et 90 milliards d'euros.

LE MARCHÉ FRANÇAIS

La création du bonus / malus automobile a eu un effet majeur sur les comportements d'achat des véhicules (+70% pour les véhicules faiblement émetteurs de CO₂ en deux ans, réduction d'1 gramme par mois des émissions moyennes des véhicules neufs vendus contre 1 gramme par an auparavant), mettant en lumière l'attente très forte des consommateurs pour des véhicules écologiques. Les véhicules dont les émissions de CO₂ sont inférieures ou égales à 50 g/km (actuellement, les véhicules atteignant ces performances sont électriques) bénéficieront d'un bonus à l'achat de 5000 € jusqu'en 2012.

De nombreux constructeurs automobiles prévoient le lancement en France des premiers véhicules électriques dès 2011, et des premiers véhicules hybrides rechargeables à partir de fin 2012.

Sur **environ 70 véhicules homologués ou en cours d'homologation au niveau européen** (source : Frost & Sullivan), peuvent notamment être cités :

- En 2011, les citadines Citroën C-Zéro, Peugeot Ion, Mitsubishi I-Miev, le Citroën Berlingo-Venturi, la Peugeot 3008 Hybrid4, les Renault Fluence, Kangoo, Twizy, la Mia-Electric (ex Heuliez) en 3 versions, la Bolloré Blue Car (Autolib'), la Nissan Leaf, le Mercedes Vito E-Cell, le Fiat Doblo Micro-VETT, l'Opel Ampera (GM Volt)
- En 2012, la Renault Zoé, la Toyota Prius hybride rechargeable, la Smart ED, la Mercedes Blue Zero E-Cell, le Mitsubishi Cargo, la Chevrolet xEV, les Ford Focus EV et Transit Connect Electric, la Volvo V60E
- En 2013, la PSA BBX, la Toyota IQ based, les BMW Mega City, les Audi A1 et A2 e-Tron, la VW E-up, la Golf Blue e-motion, la Fiat 500 EV...

Avec la mise en place du plan national de déploiement des véhicules électriques et hybrides rechargeables, un fort décollage du marché de ce type de véhicules est attendu. Avec un parc de véhicules légers de l'ordre de 30 millions en France, et des ventes annuelles de 2,5 millions d'unités (véhicules particuliers et utilitaires légers), les objectifs pour ce type de véhicules sont les suivants :



14-Véhicule décarboné

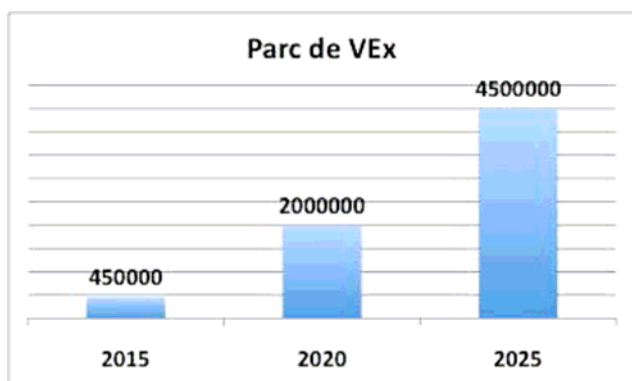


Figure 2 : Développement attendu du parc de véhicules électriques en France – taille du parc

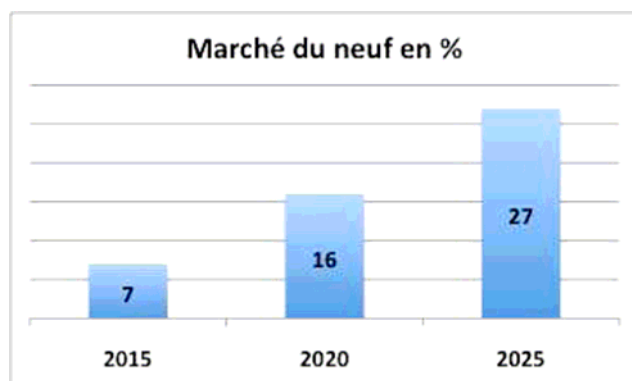


Figure 3 : Développement attendu du parc de véhicules électriques en France – part de marché



14-Véhicule décarboné

Les acteurs de l'écosystème

Un jeu collectif

Le véhicule décarboné se situe dans un « écosystème » où se croisent différentes filières (énergies, industries et services), et où collectivités territoriales et Etat jouent des rôles particuliers.



LES ACTEURS INDUSTRIELS

La mobilité électrique fait l'objet d'un certain engouement, comme en témoigne le mondial de l'automobile 2010 qui a accueilli plus d'1,2 millions de visiteurs. Ce mondial a mis en vedette les dernières innovations en matière de véhicule électrique ou de véhicule hybride rechargeable, avec un hall de plus de 13 000 m² qui leur était dédié. A titre de comparaison, lors du mondial de 2008, seuls deux prototypes de véhicules électriques étaient présentés ; en 2010, 35 modèles l'étaient. Les véhicules propres sont en effet devenus un objet sociétal en raison de la montée en puissance des préoccupations environnementales, de la volatilité du prix des carburants fossiles et de la médiatisation des véhicules électriques. De nombreux acteurs se positionnent pour cette raison sur ce marché.

Les constructeurs automobiles

Compte tenu des enjeux, la plupart des constructeurs proposeront des véhicules électriques ou hybrides rechargeables. Renault, Peugeot, Citroën, ainsi que les constructeurs japonais, américains ou allemands, préparent les modalités de commercialisation des véhicules électriques dès 2011 et des premiers véhicules hybrides rechargeables à partir de la fin 2012. Mais les constructeurs se doivent de travailler en collaboration avec tous les acteurs concernés par

l'écosystème du véhicule électrique, intégrant l'infrastructure de charge, le réseau électrique ou encore les nouveaux composants de ces véhicules comme les batteries.

Les fournisseurs de batteries

Si de nombreux constructeurs constituent des projets industriels nouveaux sur le sujet des batteries, notamment en France avec par exemple Renault qui implantera à Flins une usine de production de 50 000 batteries par an et une ligne pilote de seconde génération, les spécialistes du secteur jouent aujourd'hui un rôle déterminant. Bolloré Batscap, JC-SAFT et Dow Kokam France (ex Dassault SVE) par exemple présentent des projets industriels permettant de fournir l'industrie automobile en batteries avec des objectifs de coûts (investissement, fabrication, recyclage), de performances (énergie et puissance), de sécurité, et d'impacts sur l'environnement (durée de vie et recyclage) particulièrement ambitieux. De plus, le développement des véhicules électriques et hybrides coïncide avec la généralisation de systèmes informatiques embarqués de plus en plus perfectionnés, notamment en terme de gestion de la batterie.

Les infrastructures de recharge

Même si quantitativement les bornes de recharge accessibles au public, placées dans des parkings ou sur voirie, ne représentent que 10% des prises et 5% des usages, elles offriront une assurance aux utilisateurs de pouvoir accéder à des infrastructures de recharge en dehors de la sphère privée (domicile, travail) et des stations services ; elles constituent un gage de fiabilité de l'ensemble du système, complément indispensable pour lever la défiance des clients dans le véhicule électrique.

C'est pourquoi de 450 000 à 900 000 (ratio de 1 à 2 par véhicule entre domicile et travail) points de recharge privés et 75 000 points de recharge accessibles au public seront créés d'ici 2015. Ils seront portés de 2 à 4 millions points de recharge privés et 400 000 (ratio de 1 pour 5 véhicules) points de recharge publics en 2020. Des acteurs privés se sont déjà déclarés intéressés pour **l'établissement et l'exploitation de points de recharge** : EDF et Veolia par exemple peuvent



14-Véhicule décarboné

répondre aux marchés des collectivités et apporter leur soutien pour la planification.

D'autres acteurs capables d'accueillir des infrastructures de recharge sur leurs espaces se mobilisent également :

- les Sociétés Françaises d'**Autoroutes** se sont engagées, dans le cadre du renouvellement en 2010 et 2011 des contrats de plan quinquennaux avec l'Etat, à équiper en recharge lente ou accélérée le stationnement sur les aires de services en agglomération et, le cas échéant, à faciliter les investissements en station sous concédée ;
- Les métiers du **commerce** et de la **distribution** (Leclerc, Ikéa, Auchan Norauto, Carrefour...), les **centres commerciaux** (Unibail-Rodamco), les hôtels (Novotel) et la restauration (Mac Donald) étudient également l'opportunité de l'installation de prises sur leurs places de stationnement.

Production et réseau électrique

100.000 véhicules électriques « purs » consomment 0,375 TWh par an. Si l'on fait l'hypothèse qu'un hybride rechargeable compte pour un demi véhicule « pur », et que l'objectif de **2 000 000 de véhicules décarbonés en 2020** compte 1/3 de véhicules électriques purs, alors cela représente à cet horizon 5 TWh par an, soit **1 % de la consommation d'électricité totale**.

Il est important de souligner que tous les véhicules ne se rechargeront pas en même temps, et le seront principalement la nuit au domicile, où la consommation électrique est la plus faible. Afin d'**éviter les pointes carbonées**, pour les particuliers, la « charge intelligente nocturne » devra être la norme, et la charge rapide ne présenter qu'un moyen de répondre à un besoin exceptionnel. Outre l'infrastructure de charge qui devra être adaptée à ces besoins, la tarification des types de charge devra être fixée en conséquence.

En amont des points de livraison, les entreprises de distribution d'électricité (essentiellement ERDF) conduiront les évolutions nécessaires au **renforcement du réseau électrique**, financées par la péréquation des Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE).

Quand le marché aura émergé, les batteries de véhicule pourront être utilisées comme des moyens de stockage / déstockage liés au réseau électrique, et faciliter le développement des énergies renouvelables intermittentes (photovoltaïque, éolien). Les véhicules électriques permettront de lisser la consommation électrique, notamment grâce au développement du « **Vehicle to Grid** » (V2G) et

des réseaux intelligents (« Grid for Vehicle » dit G4V).

Zoom sur les grandeurs physiques

Le véhicule thermique type

- Capacité de l'essence ou du gazole : 11200 Wh/kg
- Réservoir du véhicule : 50 l et 40 kg
- Remplissage total : 450 kWh (en 1 mn ½, soit 18 MW !) toutes les 2 semaines (plein à 80%) si 15.000 km par an (7 l aux 100 km)
- 9.400 équivalent kWh par an
- Rendement de la chaîne de traction : 0.3

Le véhicule électrique type

- Capacité de la batterie Li-x : 150 Wh/kg
- Batterie du véhicule : 250 kg et 37,5 kWh
- Remplissage total : en charge normale 3.5 kVA (en 10 h si 220 V 16 A mono) tous les 3 jours si 15.000 km par an (120 km entre 2 pleins à 80%)
- 3.750 kWh par an (0,25 kWh au km)
- Rendement de la chaîne de traction : 0.9

Les nouveaux acteurs de la mobilité

Au delà des acteurs impliqués dans la filière de par leur activité (production et distribution d'électricité, infrastructures de charge, installateurs électriques, batteries, véhicules...), de nouveaux acteurs voient le jour et se positionnent en **opérateurs de mobilité** du véhicule électrique par analogie aux opérateurs de téléphonie mobile.

Dans ce contexte, la notion de « service de mobilité » prendrait le pas sur la « voiture-objet », favorisant l'émergence de contrats d'abonnement comparables aux offres de téléphonie mobile : les clients choisiraient des options parmi les services proposés selon leurs habitudes et préférences de conduite (ex : forfait mensuel ou à la demande).

LE ROLE DES ACTEURS PUBLICS

Pouvoirs publics

Etat

Collectivités territoriales

Interopérabilité et itinérance
Sécurité
Modèles économiques

Qualité de vie (air, bruit)
Déplacement
Parking (ouvrage, voirie)



14-Véhicule décarboné

Le rôle des collectivités

Les communes sont naturellement chefs de file pour le déploiement de l'infrastructure de charge, en raison du fort impact sur **la voirie et les places de parking en ouvrage**. La loi portant engagement pour l'environnement confie la compétence du déploiement des infrastructures de recharge aux communes ainsi qu'à leurs groupements.

La disponibilité à terme d'un réseau de bornes de recharge au maillage suffisamment fin est une condition majeure du développement des véhicules électriques. L'objectif est de développer d'ici 2020 près de 400 000 points de recharge accessibles au public, en complément de la recharge privée qui a vocation à traiter 90 % des cas d'usages. Pour 2011-2012, l'objectif est de déployer une infrastructure de charge minimale, de nature à rassurer les premiers acheteurs.

La signature de la **charte du 13 avril 2010** avec 13 collectivités territoriales (syndicat mixte Autolib', communautés d'agglomérations ou urbaines de Bordeaux, Grenoble, Rennes, Nice, Angoulême, Aix-en-Provence, Orléans, Rouen, Strasbourg, le Havre, la Rochelle et le Grand Nancy) et les principaux acteurs industriels concernés pour favoriser le démarrage du déploiement d'infrastructures de charge, constituait une première étape pour relever ce défi.

Le Premier Ministre a en outre confié à Louis Nègre, sénateur, la mission d'établir un **livre vert** précisant le cadre organisationnel et conceptuel essentiel au déploiement de ces infrastructures. Ce livre vert apporte des précisions indispensables sur le dimensionnement des infrastructures, les modèles économiques et la réglementation du déploiement d'infrastructures de recharge. Il constitue un guide destiné aux collectivités territoriales pour la mise en œuvre de leur projet.

L'Etat, dans son rôle moteur d'accompagnateur du déploiement, soutiendra à travers les **investissements d'avenir** les premiers

déploiements pilotes pour lever les interrogations techniques, économiques ou comportementales du déploiement, et disposer d'un réseau intelligent, sécurisé et performant d'infrastructures de charge.

Le rôle de l'Etat

Dans la continuité du Grenelle de l'Environnement, du Pacte automobile puis des Etats Généraux de l'industrie, l'Etat a mis en place un plan d'actions national visant à permettre à la France d'être un pays en pointe pour l'émergence du véhicule électrique. L'objectif est un parc roulant de 2 millions de véhicules électriques et hybrides rechargeables, soit 5% du parc VP & VUL, en 2020 (et 15% du marché à cet horizon).

Afin de rendre ces véhicules concurrentiels par rapport aux véhicules thermiques, l'Etat œuvre selon quatre axes :

- **intensification de l'effort de recherche** : 200 M€ consacrés aux véhicules décarbonés dans le cadre du programme de recherche et d'innovation dans les transports terrestres en cours, 200 M€ des fonds démonstrateurs de l'ADEME et des plateformes d'innovation public-privé sur les batteries de demain ou les motorisations, Programme des Investissements d'Avenir...);
- **stimulation de la demande et information des citoyens consommateurs** : super-bonus jusqu'à 5.000 € par véhicule, assorti d'un engagement dans la durée ; appel d'offre coordonné La Poste - UGAP visant 100.000 véhicules afin de réaliser d'entrée des économies d'échelle, étiquetage ;
- **appui à l'émergence d'une offre industrielle** : 250 M€ de prêts, programme des Investissements d'Avenir....
- **création d'un réseau d'infrastructures de recharge**.



14-Véhicule décarboné

Historique

Des tentatives multiples de déploiement de véhicules électriques

Les principaux obstacles au développement de la filière furent, par le passé, le manque de capacité des batteries et donc la faible autonomie de ces véhicules comparée à celle des véhicules thermiques, ou encore les insuffisances du réseau électrique et le manque d'infrastructures de recharge publiques. Les performances des moteurs à combustion interne ont évolué sans cesse, creusant un écart irrémédiable entre les deux motorisations. Les véhicules électriques ne connurent plus alors que des utilisations très ponctuelles.

L'élément déclencheur

Des évolutions significatives sont intervenues depuis : un fort développement de la conscience écologique, un renforcement continu des réglementations et des incitations antipollution automobile, une familiarisation des consommateurs avec le concept de véhicules hybrides déjà commercialisés, une hausse du prix du pétrole d'environ 30\$ en 2002 à 140\$ en 2008, à comparer avec la relative stabilité de l'électricité et une volonté de réduire la dépendance énergétique. De plus, le développement des batteries lithium-ion dans l'électronique grand public permet aujourd'hui une adaptation aux besoins de la filière automobile, filière en évolution puisqu'un doublement du parc mondial est imaginé à horizon 2030 selon différentes études.

Les étapes clés de la filière

Réduite jusqu'alors à des « marchés de niche », la filière des véhicules « propres » est en train de changer d'échelle.

Les progrès significatifs réalisés dans le domaine des batteries, et le déploiement rapide des premières infrastructures de charge permettront aux

premiers acheteurs de recharger aisément la batterie de leur véhicule où qu'ils se trouvent. En complément à la recharge privée, un réseau de 60 000 à 75 000 points de recharge accessibles au public sera développé d'ici à 2015, porté à quatre millions de points de recharge privés et 400 000 points de recharge publics en 2020.

Zoom sur la sécurité des véhicules électriques

Pour le développement pérenne de la filière, à grande échelle, sur le territoire français et dans le cadre de sa mission sur la prévention des risques, le ministère du Développement Durable a engagé une étude sur les conditions de sécurité des véhicules électrique. Cette étude a été confiée à deux organismes indépendants reconnus dans les domaines de la sécurité des véhicules et de l'analyse des risques : l'UTAC (Union Technique de l'Automobile du motorcycle et du Cycle) et l'INERIS (Institut National de l'Environnement Industriel et des Risques). A partir de cette étude, le ministère a élaboré plusieurs propositions de mesures qui ont été présentées le 16 juin 2011 à l'ensemble des acteurs de la filière : constructeurs et équipementiers, gestionnaires de parkings, associations de protection de l'environnement et de défense des consommateurs, élus, représentants des co-proprétaires. Ces mesures concernent, notamment l'adaptation de l'intensité de la charge à la qualité des installations électriques chez le particulier, et la mise en place de dispositifs de sécurité en fonction de la disposition des points de charge dans les milieux confinés.

Cette étude Ineris / UTAC et les préconisations sont consultables sur le site Internet du ministère du Développement durable.



14-Véhicule décarboné

R&D et innovation

Des technologies développées pour la filière automobile

LA RECHERCHE ET LE DEVELOPPEMENT

De nombreux sujets font l'objet de recherches dans le cadre des véhicules électriques, comme les réseaux électriques intelligents, la conception de plates-formes dédiées (exemple : utilisation de moteurs roues), des chaînes de traction électrique innovantes, la récupération d'énergie au freinage...

Cependant, un des axes principal des recherches menées est celui des batteries : si depuis les années 1990 les caractéristiques des batteries ont fortement progressé (quantité d'énergie disponible multipliée par deux à poids et volume similaires), l'autonomie des véhicules électriques atteint actuellement près de 150 Km et le coût de la batterie peut représenter la moitié du coût du véhicule (environ 12 000 €).

C'est pourquoi deux plateformes d'innovation public-privé ont été créées dans le prolongement du comité opérationnel recherche du Grenelle de l'environnement. Il s'agit de :

- **la plateforme STEEVE**, à Grenoble, regroupant le CEA, le CNRS et l'INERIS, dont l'objectif est de développer les batteries de demain.
- **la plateforme DEGE**, à Satory, regroupant l'IFP, l'INRETS, le CETIM et l'Université de Versailles Saint Quentin, qui travaille sur les véhicules électriques et hybrides.

LES PROGRAMMES DE FINANCEMENT

- 250 millions d'euros de prêts bonifiés ont été attribués par l'Etat afin de favoriser l'industrialisation des véhicules décarbonés dans le cadre du pacte automobile,
- 200 M€ sont mobilisés pour la recherche et le développement des véhicules décarbonés dans le cadre du programme **PREDIT** en cours,
- 80 M€ ont été engagés par l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME) pour le véhicule électrique dans le cadre du fonds démonstrateur, créé à la suite du Grenelle de l'environnement,
- 750 M€ sont prévus pour financer le développement de nouvelles technologies dans le cadre des **investissements d'avenir** (programme véhicule du futur). Les projets soutenus seront des démonstrateurs de

recherche associant acteurs publics et privés mutualisant les moyens, ainsi que des projets d'expérimentations faisant le lien entre la recherche amont et la pré-industrialisation.

LES EXPERIMENTATIONS

Indispensables pour tester la mobilité électrique et éclairer les acteurs sur les orientations réglementaires, normatives et économiques à venir, de nombreuses expérimentations sont actuellement menées. A titre d'exemple peuvent être citées :

- **projet Kléber à Strasbourg** : test en situation réelle d'une centaine de véhicules hybrides rechargeables Toyota Prius et d'un réseau de 150 points de charges dédié (30 points sur voirie et en parkings publics, le reste au domicile des utilisateurs ou dans les parkings des entreprises partenaires du projet). L'objectif est de démontrer l'intérêt du véhicule hybride rechargeable, d'étudier les comportements et les pratiques des utilisateurs, de valider l'adéquation entre l'autonomie des véhicules et les trajets effectués, et d'identifier les améliorations possibles pour l'avenir ;
- **projet Seine Aval Véhicules Electriques** : test d'une centaine de véhicules électriques Renault Fluence Z.E, Renault Kangoo Z.E., Nissan Leaf et d'un réseau de 300 points de charges (domicile, copropriété, parkings d'entreprise, parkings publics et privés de commerces, voirie, et stations services) mettant en œuvre la charge normale (3kW, soit 6 à 8H de charge), semi-rapide (22kW, soit 1H) et rapide (43kW, soit 30 minutes). L'objectif est de valider les choix techniques (infrastructures, véhicules électriques, systèmes d'information), de confirmer le bilan CO2 du véhicule électrique et d'expérimenter des modèles économiques pour des clients particuliers et professionnels ;
- **l'expérimentation franco allemande**, dite projet CROME : elle porte sur l'usage de véhicules électriques ou hybrides rechargeables dans une zone transfrontalière (Moselle et Strasbourg en Alsace ; Karlsruhe, Baden-Baden et Stuttgart dans le Bade-Wurtemberg). La plupart des initiatives liées à ce type de mobilité ont été jusqu'à ce jour principalement nationales. Il est particulièrement important de vérifier et de démontrer que les frontières ne constituent pas un obstacle significatif pour les



14-Véhicule décarboné

usagers et les prestataires de services. CROME est soutenue par des acteurs majeurs comme EDF, Schneider Electric, PSA et Renault en France, EnBW, Bosch, Siemens, Daimler et Porsche en Allemagne. S'y ajoute la participation de centres de compétence et de laboratoires de recherche. CROME testera l'interopérabilité des systèmes de recharge et permettra d'influencer les normes et la standardisation de solutions transnationales.

- **projet Véhicules Electriques pour une Réunion Technologique** : test de véhicules électriques associés à des infrastructures de charge alimentées par des moyens de production d'énergies de sources renouvelables dédiés, notamment photovoltaïques. L'objectif est de démontrer que le bilan des émissions de CO2 des véhicules électriques à la Réunion est meilleur que celui des véhicules thermiques ou hybrides actuels.



DICOM-DECE/CHE/11010_Juin 2011 - Imprimé sur du papier issu de forêts gérées durablement, avec des encres végétales - illustration S.Giguet

www.developpement-durable.gouv.fr

www.industrie.gouv.fr