



Panorama énergies-climat

Renouvelables
Europe International Recherche
Industries Infrastructures
Prix Marchés
Innovation CO₂
Efficacité énergétique



Sommaire

Les enjeux de la transition énergétique

- 1- Lutter contre le changement climatique
- 2- Maîtriser la demande en énergie et promouvoir l'efficacité énergétique
- 3- Combattre la précarité énergétique
- 4- Développer les technologies pour le système énergétique de demain

La France dans son environnement européen et international

- 5- Les objectifs européens énergie-climat
- 6- Les marchés pétroliers et gaziers mondiaux
- 7- Les marchés européens de l'électricité
- 8- Les importations et les exportations ; la facture énergétique

Le secteur pétrolier et gazier en France

- 9- L'exploration et la production d'hydrocarbures en France
- 10- Le raffinage
- 11- Les carburants de substitution
- 12- Les infrastructures pétrolières
- 13- La distribution des produits pétroliers
- 14- Les infrastructures gazières

Le système électrique en France

- 15- La production d'électricité en France et l'effacement
- 16- Les réseaux de transport et de distribution d'électricité
- 17- La sécurité du système électrique

Les filières industrielles pour la production d'énergie décarbonée

- 18- La biomasse énergie
- 19- L'éolien
- 20- Les énergies marines
- 21- La géothermie
- 22- L'hydroélectricité
- 23- L'industrie nucléaire
- 24- Le photovoltaïque et le solaire thermodynamique

Les filières industrielles pour un meilleur usage de l'énergie

- 25- Le pilotage dynamique des systèmes énergétiques intelligents : réseaux intelligents, hydrogène, stockage
- 26- Le captage et stockage du CO₂ et sa valorisation
- 27- Le véhicule décarboné et son écosystème

Le prix de l'énergie, la fiscalité, et les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables

- 28- Les prix des produits pétroliers
- 29- Les prix du gaz
- 30- Les prix de l'électricité
- 31- La fiscalité de l'énergie
- 32- Les dispositifs et le coût du soutien à la production d'énergie renouvelable

1 – Lutter contre le changement climatique

En route vers un nouvel accord international en 2015

L'impact du réchauffement climatique se traduit dans de nombreux domaines : climat, écosystèmes, énergie, alimentation et santé. Les pays parties à la Convention cadre des Nations Unies sur les Changements climatiques se sont fixé pour objectif de contenir la hausse des températures à moins de 2°C par rapport à l'ère pré-industrielle. Pour atteindre cet objectif, les émissions mondiales doivent être réduites de moitié d'ici 2050, par rapport à celles de 1990.

La réduction des risques liés au changement climatique passe par deux champs d'action complémentaires : d'une part les efforts de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) d'origine anthropique et d'autre part l'adaptation au changement climatique. Ces deux domaines sont l'objet de politiques internationales, régionales et nationales permettant de réduire les émissions et de se préparer au mieux au climat de demain.

Emissions de gaz à effet de serre et changement climatique

Les émissions de gaz à effet de serre d'origine humaine provoquent l'augmentation de la concentration de gaz à effet de serre dans l'atmosphère et entraînent un changement climatique. Le Groupe Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat (GIEC) dans son quatrième rapport publié en 2007 précise notamment que :

- Les émissions mondiales de gaz à effet de serre ont augmenté considérablement depuis l'époque préindustrielle ; rien qu'entre **1970 et 2004, elles ont augmenté de + 70 %** ;
- Le réchauffement moyen constaté à la surface de la terre au cours du siècle écoulé s'élève à 0,74°C ;
- **Le réchauffement est dû à l'activité humaine avec au moins 90% de certitude** ;
- Les températures pourraient augmenter, d'ici 2100, de 1,1°C à 6,4 °C, suivant les différents scénarii ;
- L'impact du réchauffement climatique se traduira dans de nombreux domaines : climat, écosystèmes, énergie, alimentation et santé.

Du point de vue économique, le rapport Stern de 2006 sur les enjeux économiques liés à la problématique du climat estime le coût de l'inaction entre 5% et 20% du PIB mondial, et celui de l'action à 1% du PIB mondial.

Atténuation : des négociations internationales aux actions européennes

L'atténuation regroupe les actions visant à réduire ou éviter les émissions de gaz à effet de serre liées aux activités humaines et d'augmenter le stockage des émissions en vue d'atténuer la contribution des émissions d'origine anthropique au changement climatique.

Des négociations internationales sur le climat entamées depuis 1992

Lors du sommet de la Terre à Rio de Janeiro en 1992, le premier traité international visant à éviter les impacts anthropiques dangereux pour le climat est adopté : la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) est née. Trois principes y sont reconnus :

- **principe de précaution** indiquant que les incertitudes scientifiques quant aux impacts du changement climatique ne doivent pas venir justifier l'inaction ;
- **principe de responsabilité commune mais différenciée** qui précise que les pays les plus industrialisés portent une responsabilité accrue de la concentration actuelle des gaz à effet de serre dans l'atmosphère ;
- **principe du droit au développement économique.**

Les pays parties à la CCNUCC se réunissent tous les ans en fin d'année dans le cadre de la Conférence des parties (COP) où sont prises les décisions importantes. La 18^{ème} COP s'est tenue en décembre 2012 à Doha. La 19^{ème} COP aura lieu fin 2013 à Varsovie.

Le protocole de Kyoto de 1997 fixe pour la première fois des objectifs de réduction aux pays les plus industrialisés

En 1997, le Protocole de Kyoto vient expliciter les objectifs et les moyens de la mise en œuvre de la CCNUCC en fixant des objectifs aux **40 pays les plus industrialisés** (listés à l'annexe B du Protocole), **qui doivent**

collectivement réduire leurs émissions d'au moins 5 % sur la période 2008-2012 par rapport à 1990. L'objectif est différencié par pays. **Les émissions considérées comprennent six GES d'origine anthropique** : CO₂, CH₄, N₂O, HFC, PFC, SF₆. **Les pays hors annexe B n'ont pas d'engagements d'émissions.**

Pour entrer en vigueur, le Protocole de Kyoto doit atteindre le quorum de 55 Etats représentant au minimum 55 % des émissions de l'annexe B en 1990. Ce seuil a été atteint après la ratification de la Russie, permettant au Protocole d'être formellement lancé en 2005.

En vue de faciliter l'atteinte des engagements des pays industrialisés, trois mécanismes dits de flexibilité sont institués par le Protocole de Kyoto :

- Un **marché international de quotas carbone**. Chaque pays reçoit autant d'**Unités de Quantité Attribuée (UQA)** que son objectif d'émissions de GES fixé par le Protocole. Les UQA sont échangeables entre Etats ;
- Le **Mécanisme pour un Développement Propre (MDP)** et le **Mécanisme de Mise en Oeuvre Conjointe (MOC)** permettent de financer des réductions d'émissions hors du territoire national contre l'octroi de crédits carbone échangeables. Le MDP est un projet de réduction d'émissions ayant lieu dans un pays qui n'a pas d'engagement au titre du Protocole de Kyoto, la MOC dans un pays qui en a un. Gérés par la CCNUCC, ces mécanismes donnent lieu à la délivrance de crédits de compensation (1 crédit pour 1 tCO₂éq.) à hauteur des émissions évitées grâce à la mise en œuvre du projet concerné. Ces crédits peuvent être utilisés par les Etats pour leur conformité au titre de Kyoto et, dans certains cas, comme outil de conformité dans le cadre de système d'échange de quotas d'émissions (principalement le marché européen).

Un premier bilan du Protocole de Kyoto

Les mécanismes de projet MDP et MOC ont permis d'éviter à eux deux l'émission de près de 2Mds tCO₂éq. Le MDP a enregistré à ce jour 5 000 projets et levé près de 200 Mds de dollars¹ depuis son lancement. Toutefois, ce mécanisme fait face à des critiques, notamment concernant le déséquilibre géographique dans la répartition des projets : 84 % des projets MDP sont situés dans la

¹ CDC climat recherche (2012) sur la base des données financières publiques de 4000 projets.

région Asie Pacifique, 12 % en Amérique latine et 2 % en Afrique. **Cinq pays comptent pour 93 % de l'offre de crédits émis** (Chine, Inde, Corée du Sud, Brésil et Mexique). Par ailleurs, la contribution au développement durable et le caractère additionnel de certains types de projets ont également été mis en cause.

La MOC a de son côté permis de développer de nombreux projets de réduction d'émissions dans les pays développés et en transition, notamment dans les pays de l'Est de l'Europe, mais aussi en France qui accueille 17 projets.

Ces deux mécanismes sont aujourd'hui victimes de leur succès. En effet, si ces mécanismes ont permis de lancer de très nombreux projets, la demande pour les crédits issus de ces projets est limitée. Ceci entraîne un déséquilibre offre / demande conséquent. Sur la totalité de la période 2008 – 2020, l'offre de crédit internationaux devrait largement excéder la demande. Les prix des crédits ont ainsi chuté depuis mi 2011 et tout au long de 2012 : de 20 € en 2008, le cours des crédits MDP est passé en avril 2013 à 30 c€.

Evolution des cours des crédits MDP depuis 2008



Source : Thomson reuters

L'objectif de réduction de 5 % des émissions de gaz à effet de serre des pays de l'annexe B a été réparti entre les pays en fonction de leur situation économique et leur potentiel de développement. Il est à noter que les pays d'Europe centrale et orientale ont reçu largement plus d'UQA que leurs émissions réelles compte tenu de la date de référence des émissions retenues dans le cadre de la CCNUCC (1990). Depuis 2008, les **pays de l'annexe B peuvent s'échanger leurs quotas UQA.**

Le surplus total d'UQA s'élève à environ 13 milliards de tonnes de CO₂ pour la période 2008-2012 sur un plafond total de 61 milliards

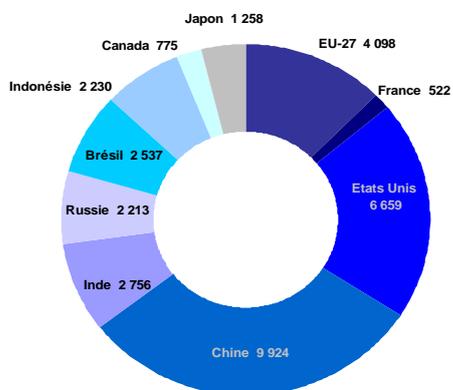
sur cette période et a entraîné une forte dépréciation de la valeur des UQA. **Ce surplus représente près d'un quart des émissions mondiales annuelles.** Il est principalement détenus par la Russie (près de 6 milliards), l'Ukraine et les pays d'Europe de l'Est (Pologne en tête).

En décembre 2011, le Canada, dans l'incapacité de tenir ses engagements de réduction d'émissions, a annoncé son retrait du Protocole de Kyoto, accentuant de fait le déséquilibre offre / demande.

Un Protocole reconduit qui devrait laisser place à un nouvel accord international après 2020

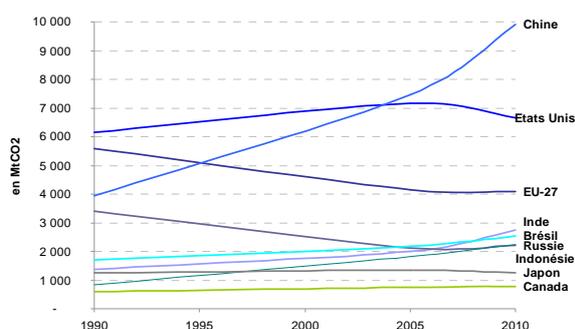
Ainsi, si le **Protocole de Kyoto a constitué la pièce maîtresse** de la mise en œuvre de la Convention cadre des Nations unies sur les changements climatiques (CCNUCC), **il a dû faire face à certaines limites** : des objectifs de réduction des émissions s'arrêtant en 2012 avec un périmètre limité aux pays considérés comme industrialisés en 1990 au moment de l'établissement de la CCNUCC.

Emissions de GES par principal émetteur en 2010 (MtCO₂-ék)



Source : Commission européenne (2013) et MEDDE (2013)

Evolution des émissions de GES par principal émetteur 1990 - 2010



Source : Commission européenne (2013)

Depuis, les accords adoptés lors des Conférences de Cancun en 2010 et Durban en 2011 ont permis de préserver le système multilatéral sur le climat en le dotant de nouvelles institutions et mécanismes, et ont également scellé les fondations nécessaires pour décider en 2015 des modalités du futur accord pour le régime climatique post-2020 qui devra prendre en compte les émissions des plus grands émetteurs. Ainsi, la **conférence des Parties de Cancun** en 2010 a en effet permis de réintégrer dans le processus onusien les décisions prises dans le cadre de l'accord de Copenhague non approuvé à l'époque par l'ensemble des Parties de la Convention climat :

- objectif de contenir la hausse de la température mondiale **en dessous de 2 degrés Celsius** par rapport à l'ère pré-industrielle ;
- confirmation du **financement précoce** (« fast-start ») de 30 milliards de dollars US sur la période 2010-2012 et engagement des pays industrialisés de mobiliser des financements à hauteur de 100 milliards de dollars US par an d'ici à 2020 en faveur des pays en développement, création d'un **Fonds vert pour le climat** ;
- renforcement de **l'action pour l'adaptation**, avec la création d'un comité pour l'Adaptation ;
- revue **entre 2013 et 2015 de l'objectif de 2° C pour vérifier sa pertinence et envisager de le ramener à 1,5° C**, et revue des efforts communs vers l'atteinte de cet objectif.

La **Conférence de Doha en 2012** a abouti sur une décision permettant de :

- Mettre en œuvre une **deuxième période du protocole de Kyoto pour 8 ans** (2013 – 2020) qui couvrira les émissions de 37 pays représentant 14 % des émissions mondiales ;
- instaurer un mécanisme de **revue de l'ambition en cours de période** avec un rendez vous pris en avril 2014. L'objectif serait d'atteindre des réductions d'émissions de l'ordre de 25 à 40 % en 2020 pour les pays signataires ;
- **limiter les possibilités d'utilisation du surplus de quotas UQA de la période 2008 – 2012** pour la phase 2013 -2020 ;
- **Définir le programme de travail de la plateforme de Durban (ADP) pour 2013** qui doit permettre d'aboutir à une première version de l'accord international d'ici fin 2014 pour une adoption en 2015 ;
- **Poursuite des travaux initiés sur les pertes et dommages** permettant un

approfondissement de la question de la gestion du risque climatique.

Par ailleurs, la France accueillera la conférence des parties de 2015.

Une politique climat européenne adossée sur le Protocole de Kyoto jusqu'en 2012

Dans le cadre de la première période du Protocole de Kyoto, les 15 Etats membres de l'Union européenne de l'époque se sont engagés conjointement à réduire leurs émissions de 8 % par rapport à 1990 en 2012. Depuis, l'UE s'est élargie à douze pays supplémentaires qui avaient tous pris des engagements dans la première période du Protocole de Kyoto (à l'exception de Malte et Chypre).

La politique climat européenne post Kyoto (voir pour plus de détails fiche 4 - Les objectifs européens énergie-climat)

La Conseil européen a entériné en mars 2007 trois objectifs à atteindre à horizon 2020 couramment nommés les « 3X20 » :

- porter à 20 % la part des énergies renouvelables dans la consommation totale d'énergies
- améliorer de 20 % l'efficacité énergétique ;
- réduire de 20 % les émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990, se réservant la possibilité de passer à - 30 % en cas d'accord international.

Le Paquet énergie climat de mars 2009 a permis de fixer les moyens plus précis pour atteindre ces objectifs et les répartir entre secteurs et Etats membres. Ces derniers peuvent sur une base volontaire mettre en œuvre des réglementations nationales allant au delà des objectifs fixés au niveau européen.

Un des outils clefs de l'atteinte de l'objectif de réduction d'émissions de l'Union européenne est la pérennisation au delà de 2012 du système européen d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre (EU ETS) instauré en 2005.

Une politique française ambitieuse

La France s'est engagée à diviser par 4 ses émissions de GES, entre 1990 et 2050. C'est l'un des premiers pays à avoir pris un engagement de long terme et à se placer dans le cadre des recommandations du GIEC afin de limiter à 2 °C la hausse des températures. Cet engagement se décline en de nombreuses

politiques et mesures mises en œuvre dans les domaines de l'énergie, du bâtiment ou encore des transports.

Adaptation : une prise en compte grandissante

L'adaptation au changement climatique est « l'ajustement des systèmes naturels ou humains en réponse à des stimuli climatiques ou à leurs effets en vue de réduire les effets néfastes ou d'exploiter des opportunités bénéfiques ». Elle consiste en une **gestion préventive des conséquences du changement climatique** – à la différence de l'atténuation du changement climatique qui traite les causes par la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

L'adaptation au changement climatique (désignée plus loin par « l'adaptation ») reste un sujet émergent jusqu'au début des années 2000 ; les politiques d'adaptation restaient une notion relativement abstraite. Les années récentes ont vu cette thématique sortir du domaine des spécialistes, se répandre et prendre une place croissante dans le champ de l'action publique et des politiques climatiques.

Ceci est sensible dans les politiques publiques des pays en développement comme dans celles des pays développés, et s'accompagne corrélativement de la montée de ce thème dans le champ des négociations climatiques mondiales sous l'égide de la CCNUCC.

Pour les pays en développement, **l'adaptation est, depuis la fin des années 1990, le terrain de négociation prioritaire dans le cadre de la CCNUCC**. La conception de plans nationaux d'adaptation est favorisée, et elle est une étape préparant l'accès ultérieur de ces pays à des fonds internationaux de coopération et d'aide tels que le Fonds Vert en cours de création par les Nations-Unies.

Dans les pays développés, la planification de l'adaptation s'intensifie depuis 2 à 3 ans. **L'Union Européenne publie en avril 2013 sa première stratégie d'adaptation**. La plupart des pays européens vient d'adopter des plans nationaux ou est en train d'y travailler. **La France a officialisé pour la période 2011-2015 un premier Plan national d'adaptation (PNACC)**, intersectoriel et interministériel, incluant 84 actions dans 20 domaines ; des plans à échelle régionale ou locale le complètent. Un réseau de compétences décentralisées et de ressources d'expertise

distribuées se développe très vite en Europe et en France.

Les méthodes de l'adaptation ont pour effet bénéfique d'engager des **études nouvelles sur les relations de chaque activité économique avec son environnement naturel**, ce qui est une voie d'entrée dans un raisonnement plus large sur le développement durable de cette activité.

Le secteur de l'énergie, avec ses très grandes entreprises publiques et privées, s'est engagé très tôt dans de telles études. En effet, d'une part ses investissements pour la production, le transport ou la distribution ont en général une très longue durée de vie, d'autre part il est bien connu que l'offre et la demande énergétique sont très dépendantes des variations climatiques et enfin l'analyse montre de riches interactions entre ces systèmes et l'environnement atmosphérique, les rivières, le littoral, la ressource en eau... tous domaines affectés potentiellement par le changement climatique. Les profils et modes de consommation de l'énergie évolueront aussi en fonction du climat, et un effort continu de prospective à cet égard est nécessaire. **L'adaptation du secteur de l'énergie est une anticipation, qui s'avère possible, et économiquement justifiée**, même dans une situation d'incertitudes sur ce que sera exactement le climat de demain.

- Cécile GOUBET ; Nicolas BERIOT.

2- Maîtriser la demande en énergie et promouvoir l'efficacité énergétique

Des enjeux majeurs pour l'atteinte de nos objectifs énergie et climat

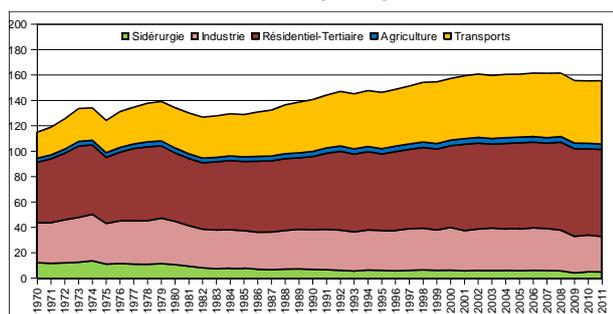
Nos modes de consommation de l'énergie ne sont pas durables. Leur poursuite soulève à la fois des problèmes économiques, sociaux et environnementaux. Les infléchir permettrait de s'adapter à la hausse à venir des prix de l'énergie, et d'agir positivement sur le changement climatique.

Les économies d'énergie sont l'un des axes prioritaires de la transition énergétique : elles apportent en même temps pouvoir d'achat pour les ménages, compétitivité pour les entreprises, innovation et création d'activité économique. Pour être durable, notre économie doit diminuer sa dépendance à l'énergie.

L'évolution en France de la consommation depuis 1970

Après deux décennies de croissance, la consommation d'énergie finale de la France (corrigée des variations climatiques) a été quasiment stable depuis 2001, autour de 160 Mtep par an, traduisant tout à la fois les mutations de l'économie française et l'efficacité des politiques publiques en faveur de l'amélioration de l'efficacité énergétique de la France. En 2009, du fait de la crise économique notamment, la consommation d'énergie a baissé de 3 % et s'est stabilisée depuis autour de 156 Mtep.

Figure 1 : Évolution de la consommation d'énergie finale de la France entre 1970 et 2011, corrigée des variations climatiques, par secteur

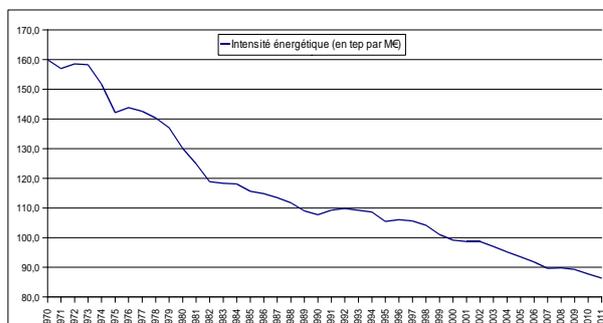


Source : SoeS.

L'évolution de l'intensité énergétique de la France depuis 1970

L'intensité énergétique finale est le ratio entre la consommation finale d'énergie et le PIB (produit intérieur brut). La figure 2 exprime l'évolution de cette intensité énergétique finale depuis 1970 en euros constants de 2005, c'est-à-dire en éliminant l'effet de l'inflation.

Figure 2 : Evolution de l'intensité énergétique finale 1970-2011 (en tep par M€2005)



Source : SoeS.

En 2011, 86,4 tep ou tonnes équivalent pétrole étaient nécessaires pour produire 1M€ de PIB (en euros 2005), contre 160 en 1970. L'intensité énergétique finale a donc pratiquement été divisée par deux en un peu plus de quarante ans.

L'intensité énergétique finale constitue un indicateur du découplage de notre croissance économique avec notre consommation énergétique. Elle traduit notamment les améliorations en termes d'efficacité énergétique dans les différents secteurs de notre économie.

La France possède ainsi aujourd'hui l'une des intensités énergétiques finales parmi les plus faibles de l'Union Européenne. Elle se situe en 2010 à la 9^{ème} place au même niveau que l'Allemagne et devant les pays nordiques (source : Odyssée, 2012).

Objectifs et mesures en matière d'efficacité énergétique

Pour cadrer les actions à conduire dans le cadre de la stratégie énergétique nationale, la loi n°2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique, dite loi Pope, a fixé des objectifs chiffrés ambitieux et défini un certain nombre de programmes mobilisateurs pour les économies d'énergie.

En matière d'efficacité énergétique, la loi Pope fixe comme objectifs la réduction de l'intensité énergétique finale à 2 % par an d'ici à 2015 et à 2,5 % par an entre 2015 et 2030.

Cependant, la crise économique a eu un impact négatif sur les résultats obtenus sur la période 2006-2009¹. Les très bons résultats de 2006 et

¹ Les périodes de crise, où les usines limitent leurs

2007 (- 4,5 % en deux ans) ont été interrompus par la crise économique, avec une stabilité de l'indice en 2008 et une réduction de seulement 1 % en 2009 de l'intensité énergétique. Depuis, l'intensité énergétique a diminué de 1,7 % en 2010 et 1,6 % en 2011 (voir figure 2) : la réduction moyenne annuelle de l'intensité énergétique de la France entre 2005 et 2011 est ainsi de 1,3 %.

Suite à la conférence environnementale des 14 et 15 septembre 2012, la feuille de route pour la transition écologique a tracé la voie pour engager la France dans la transition énergétique. Des objectifs ambitieux ont été fixés, notamment dans le secteur du bâtiment et des transports.

La directive efficacité énergétique

Afin de contribuer à l'objectif d'amélioration de 20 % de son efficacité énergétique, l'Union européenne s'est dotée en 2012 d'un cadre communautaire ambitieux avec une nouvelle directive relative à l'efficacité énergétique 2012/27/UE. Elle contribue à l'atteinte de nos objectifs écologiques : moins de gaz à effet de serre, moins de polluants atmosphériques, moindre pression sur des ressources non renouvelables, tout en stimulant notre économie : moindre dépendance énergétique, allègement de notre facture, surcroît d'activité lié aux investissements de maîtrise de l'énergie.

Ce texte prévoit des mesures d'économies d'énergie sur l'ensemble de la chaîne énergétique (production, transport, distribution, utilisation et information) qu'appliqueront tous les États membres. Les 30 articles et 15 annexes devront être transposés en droit national avant le 5 juin 2014. Ainsi, la mesure la plus importante du texte prévoit un objectif contraignant de réduction de 1,5 % par an de l'ensemble des ventes d'énergies, hors transports. Des flexibilités seront possibles pour les États membres, mais leur utilisation est limitée à 25 % de l'ambition initiale.

La directive introduit également un objectif de 3 % de rénovation annuelle des bâtiments de l'État. Il s'agit d'un engagement particulièrement important pour la France, étant donné la dimension du parc immobilier de l'État. De plus, les États devront développer une stratégie de réduction des consommations de l'ensemble du parc bâti existant à long terme, au-delà de 2020.

investissements et ne tournent pas à plein régime, ne sont pas favorables aux gains d'intensité énergétique.

Les mesures sectorielles

Le bâtiment

Ce secteur représente 44 % de la consommation énergétique finale de la France et constitue à ce titre un enjeu majeur des politiques d'efficacité énergétique. Les objectifs fixés dans ce secteur sont très ambitieux :

- pour les constructions neuves, la généralisation des bâtiments basse consommation (BBC) depuis 2012 et des bâtiments à énergie positive à l'horizon 2020 ;
- porter à un niveau de performance thermique élevé un million de logements neufs et anciens par an d'ici à 2017.

En ce qui concerne la construction des bâtiments neufs, la mise en place de la réglementation thermique 2012 au 1^{er} janvier 2013 permet d'atteindre le niveau BBC : la consommation d'énergie primaire des bâtiments neufs est ainsi limitée à un maximum de 50 kWhEP/(m².an) en moyenne.

En ce qui concerne les logements anciens, le plan de rénovation énergétique annoncé le 21 mars 2013 traduit l'engagement présidentiel d'en rénover 500 000 par an d'ici à 2017. Il contient de nombreuses mesures qui concernent tous les aspects de la rénovation : la prise de décision (guichets uniques, ambassadeurs de la rénovation thermique), le financement (crédit d'impôt développement durable, éco-prêt à taux zéro et éco-prêt logement social, certificats d'économies d'énergie, prime exceptionnelle, mise en place de tiers-financement), et la structuration de la filière pour répondre correctement et avec qualité à la demande (formation et qualification des professionnels).

Les transports

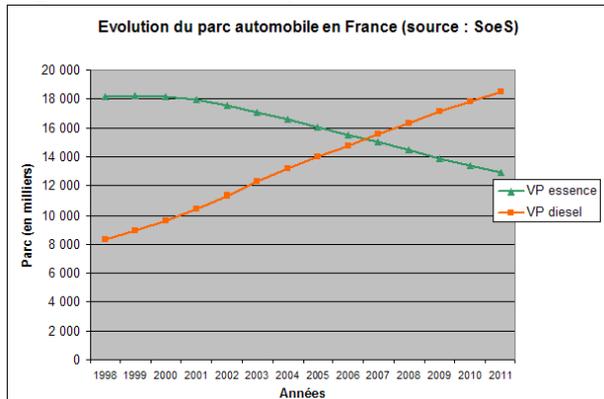
Le secteur des transports représente 32 % de la consommation d'énergie finale française en 2011. La hausse de consommation de ce secteur en 2011 rompt avec les baisses des années précédentes : la consommation est ainsi revenue au même niveau qu'en 2002.

Les mesures mises en œuvre dans ce secteur visent principalement à soutenir le report modal et améliorer l'efficacité des modes de transports utilisés.

Les enjeux en matière d'efficacité énergétique sont particulièrement importants pour le mode routier, qui représente à lui seul près de 80 % de la consommation énergétique du secteur des transports.

Le parc automobile français se stabilise en volume ces dernières années, autour de 38 millions de véhicules. Tandis que le parc des voitures « essence » ne cesse de diminuer, celui des voitures « diesel » croît de façon soutenue. Depuis 2007, le parc « diesel » est plus important que le parc « essence ».

Figure 3 : Évolution du parc automobile en France



Source : SOeS

La consommation moyenne de carburant des voitures particulières immatriculées en France et donc leurs émissions en CO₂ a fortement diminué depuis 1998 grâce à deux grandes mesures :

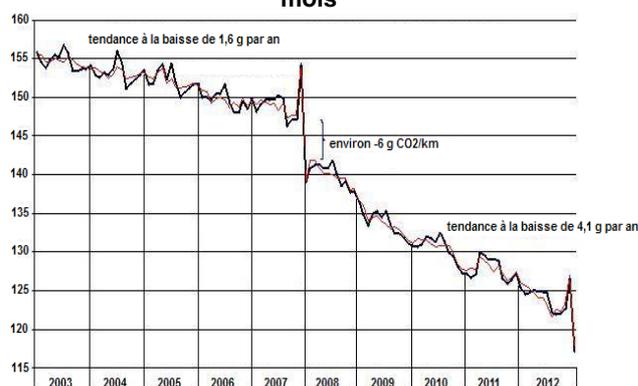
- Suite à l'uniformisation de la mesure des consommations de carburant et des émissions de dioxyde de carbone des véhicules à moteur au niveau européen², la France a introduit l'indicateur des émissions de CO₂ dans le mode de calcul de la puissance administrative des véhicules à moteur à partir de 1998. Cette fiscalité, en faveur des véhicules les moins émetteurs, a contribué à la baisse de la consommation moyenne de carburant des voitures particulières immatriculées en France.
- La création du dispositif de bonus malus fin 2007 a permis de soutenir le renouvellement du parc automobile et de réduire significativement les émissions moyennes de CO₂ des voitures particulières. Ainsi par l'octroi de subvention pour les voitures faiblement émettrices (moins de 105 g CO₂/km en 2013) et la taxation des véhicules fortement émetteurs (plus de 136 g CO₂/km en 2013) les émissions qui atteignaient 149 g CO₂/km en moyenne en 2007 ont été réduites à 117,1 g CO₂/km fin janvier 2013.

Compte tenu de la dépendance du secteur des transports aux énergies carbonées (50 % de la facture pétrolière de la France est attribuée au seul secteur des transports) et de la capacité

² directive 80/1268/CEE modifiée relative aux émissions de dioxyde de carbone et à la consommation de carburant des véhicules à moteur

d'innovation technologique des constructeurs automobiles, plusieurs mesures ont été mises en place pour déployer les véhicules électriques et hybrides rechargeables (pour plus d'informations se reporter à la fiche n°26 sur le véhicule électrique).

Figure 4 : Émissions moyennes en g CO₂/km des voitures particulières neuves immatriculées chaque mois



Source : SoeS

L'industrie

Dans ce secteur, la politique de la France en termes d'efficacité énergétique s'appuie notamment sur la directive européenne 2003/87/CE établissant un système de plafonnement et d'échange de quotas au sein de l'Union européenne, ainsi que sur des mesures incitatives financières, des mesures réglementaires, un soutien aux processus de normalisation, et un soutien au développement des technologies les plus efficaces, notamment par le biais du dispositif des Investissements d'avenir.

L'agriculture

Ce secteur met en œuvre un nombre important de mesures d'amélioration de l'efficacité énergétique, dont notamment la mise en place du Plan de Performance Énergétique des exploitations agricoles 2009-2013 (économies d'énergie et conversion aux énergies renouvelables).

L'État et les collectivités territoriales jouent également un rôle très actif en matière d'efficacité énergétique, non seulement à travers la gestion de leur patrimoine et leurs activités directes, mais aussi dans le cadre de l'exercice de leurs compétences (par exemple en matière d'urbanisme pour les collectivités). Concernant les services de l'État, un premier bilan de la mise en œuvre de la circulaire « État Exemplaire » montre des premiers résultats concrets, notamment en termes d'audits énergétiques et d'achat de véhicules sobres. Les collectivités locales déclinent dans leurs compétences propres une politique climatique et énergétique locale à travers différents

documents de programmation : documents d'urbanisme, plans climat énergie territoriaux et, pour les régions, les Schémas régionaux Climat Air Energie.

De manière transversale, une importance majeure est accordée aux actions de sensibilisation : campagnes grand public de l'ADEME (par exemple « économies d'énergie faisons vite, ça chauffe »), aux actions d'information qui permettent d'orienter le comportement des agents économiques (Diagnostic de Performance Energétique (DPE) obligatoire lors de la vente ou changement de locataire de tout logement, Espaces Info Énergie en direction des particuliers et des entreprises...).

Situation et perspectives

Grâce à la réalisation de scénarios prospectifs « Énergie, Climat, Air » sur les consommations énergétiques et sur les émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques de la France à horizon 2020 et 2030, la France a évalué en 2012 la mise en œuvre de sa stratégie : elle permet de porter la consommation nationale d'énergie finale à **131,4 Mtep à l'horizon 2020** grâce aux objectifs fixés et aux mesures décidées, contre 163 Mtep dans le scénario à caractère tendanciel pré-Grenelle, soit une **réduction en valeur relative de 21,5 %**.

Il faut noter qu'avec ces 31,6 Mtep, l'efficacité énergétique est une composante à part entière de notre mix énergétique en 2020, au même niveau que l'électricité ou le gaz.

Néanmoins, ce résultat reste conditionné au traitement adéquat de plusieurs points de vigilance, et notamment le maintien sur l'ensemble de la période d'outils incitatifs puissants soutenant le rythme de rénovation énergétique des bâtiments ou bien encore la capacité effective d'adaptation des filières et des secteurs (innovation, ruptures technologiques, etc.).

Au-delà, la transition énergétique nécessite l'implication de tous pour faire émerger un projet de société mobilisateur autour d'un nouveau modèle économique et de nouveaux modes de vie, sobres et efficaces en énergie. **Ainsi le Gouvernement a décidé de la tenue d'un débat national pour préparer le projet de loi sur la transition énergétique.** Ce débat permettra de faire de la transition énergétique un levier pour un nouveau modèle de croissance verte, durable et solidaire. La cible indicative d'efficacité énergétique que la France se fixe pour 2020 sera ainsi actualisée à l'issue du débat, et notifiée à la Commission au plus tard lors de l'envoi du prochain plan national d'action en matière

d'efficacité énergétique en avril 2014.

L'efficacité énergétique, un gisement d'activités et d'emplois

Ces politiques et mesures se traduisent par la structuration et le développement d'un marché de l'amélioration de l'efficacité énergétique. Le secteur représentait en 2012 264 700 emplois en France, répartis en 184 000 emplois dans le secteur résidentiel et 80 700 dans les transports (*Chiffres ADEME*). Pour le seul secteur du bâtiment, le marché de l'efficacité énergétique est estimé à 16 Mds€ par an par l'ADEME.

Ce marché de la maîtrise de l'énergie rassemble des acteurs très divers, des grands groupes de la construction (Saint Gobain), des équipements électriques (Schneider Electric, Legrand), des services énergétiques (Cofely, Dalkia) ou des transports (Alstom) aux PME et TPE équipementières, du bâtiment, ou de l'audit et du conseil. Le segment des services énergétiques est en expansion (croissance de 7 % du chiffre d'affaires sur 2011 – *chiffres Xerfi*), et l'offre évolue de la fourniture de services vers des offres clés en main d'amélioration de la performance énergétique. De nouveaux acteurs, spécialistes du BTP notamment (Bouygues, Eiffage, Vinci), se positionnent au côté des acteurs historiques et des fournisseurs d'énergie.

Pour accompagner ces évolutions et répondre à ces besoins, les métiers du bâtiment et de l'énergie doivent évoluer. Des formations adaptées sont à développer, à l'image du programme FEEBAT qui fin 2012, avait permis de former plus de 52 000 professionnels du bâtiment aux enjeux de l'efficacité énergétique après quatre ans d'existence.

- Aurélien DAURIAN ; Alice VIEILLEFOSSE.

3 – Combattre la précarité énergétique

Dans un contexte de hausse prévisible des prix de l'énergie, le traitement de la précarité énergétique constitue un enjeu majeur

La précarité énergétique résulte de la combinaison d'une contrainte sur les ressources du ménage et des caractéristiques du logement. Les situations sont très diverses, et n'entrent pas nécessairement dans le cadre des dispositifs usuels du logement social. Des travaux sont en cours pour améliorer la connaissance et le suivi des populations en situation de précarité énergétique, notamment depuis 2012 dans le cadre de l'observatoire national de la précarité énergétique.

En termes de leviers d'action, l'enjeu est double :

- traiter les causes en agissant sur la consommation, notamment au travers de la performance énergétique des logements ;
- agir simultanément, à court terme, sur le coût de l'énergie, au travers des tarifs sociaux, dont l'attribution a été étendue fin 2012 aux ayants droit à l'Assurance complémentaire santé (ACS).

Qu'est-ce que la précarité énergétique ?

Une définition législative introduite en 2010

La loi portant engagement national pour l'environnement du 10 juillet 2010, dite loi Grenelle 2, énonce une définition légale de la précarité énergétique :

« Est en situation de précarité énergétique au titre de la présente loi une personne qui éprouve dans son logement des difficultés particulières à disposer de la fourniture d'énergie nécessaire à la satisfaction de ses besoins élémentaires en raison de l'inadaptation de ses ressources ou de ses conditions d'habitat. »

Des approches diverses

Au-delà de cette définition légale, différents travaux ont été menés, notamment au niveau universitaire, pour mieux caractériser la précarité énergétique. Plusieurs approches peuvent être envisagées :

- l'effort financier

Une première approche consiste à considérer comme en situation de précarité énergétique tout foyer consacrant plus de 10% de son revenu aux

dépenses énergétiques. Elle correspond au critère officiel utilisé par le Royaume-Uni. Une révision de cette définition est actuellement en cours dans ce pays car le critère des 10% ne reflète qu'imparfaitement la réalité.

D'une part, il apparaît que certains ménages peuvent consacrer plus de 10% de leurs revenus à leurs dépenses énergétiques sans pour autant être en situation de difficulté financière.

D'autre part, cet indicateur ne tient pas compte des autres dépenses obligatoires du foyer (qui peuvent être plus ou moins importantes) et ne permet pas de refléter les comportements de privation. Ainsi, la définition de la précarité énergétique par l'effort financier doit être inscrite dans le contexte de la hausse des autres dépenses contraintes, notamment de celles liées au logement. Les écarts de coût du logement entre les pays explique les différences d'approche, notamment avec l'Allemagne.

- les comportements de restriction

Cette restriction peut être appréhendée soit par des enquêtes déclaratives soit par un calcul de la différence entre dépense réelle et dépense théorique.

- le ressenti de l'inconfort

Enfin, la précarité énergétique peut être caractérisée par un indicateur subjectif tel que la sensation de froid. Ainsi, dans l'Enquête Nationale Logement, l'INSEE prend en compte l'indicateur « avoir froid dans son logement en hiver » (*La précarité énergétique, avoir froid ou dépenser trop pour se chauffer*, INSEE Première, n° 1351, Mai 2011).

Une telle approche subjective permet de rendre compte de la précarité énergétique sous l'angle de la fragilisation de certaines catégories de population, notamment en milieu péri-urbain, dans le contexte de la transition énergétique.

Les travaux de l'observatoire national de la précarité énergétique

A la suite du rapport remis par Philippe Pelletier, un **observatoire national de la précarité énergétique** a été mis en place le 1^{er} mars 2011 afin de disposer d'une connaissance fiable et partagée du phénomène de précarité énergétique.

Cet observatoire vise à améliorer, tant dans le secteur de l'habitat que dans les transports, la connaissance des phénomènes de précarité énergétique en France, à informer et à contribuer à l'orientation des politiques publiques.

Les travaux opérationnels de cet organisme, dont l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie assure le secrétariat, ont débuté en mars 2012.

Les chiffres sur la précarité énergétique en France

Etat des lieux

En 2011, chaque ménage consacrait en moyenne par an 1 540 € pour l'énergie domestique et 1 490 € pour les carburants, soit au total 7,7 % de son budget.

A ce jour, selon l'INSEE, près de 3,8 millions de ménages (soit 8 millions de personnes et 14,4 % des foyers) sont considérés en situation de précarité énergétique, au sens où ils consacrent plus de 10% de leurs revenus à leurs dépenses d'énergie. Cette estimation quantitative doit néanmoins être considérée avec prudence : selon la Fondation Abbé Pierre, plus de 600 000 ménages dont le taux d'effort est inférieur à 10% se priveraient d'énergie.

La précarité énergétique résulte à la fois d'une contrainte sur les ressources du ménage et des caractéristiques du logement. Les situations sont très diverses, et n'entrent pas nécessairement dans le cadre des dispositifs usuels du logement social. 70% des ménages concernés appartiennent au 1er quartile de niveau de vie et 87% sont dans le parc privé. 62 % sont propriétaires de leur logement. En outre, 25% des chefs de ménages ont plus de 60 ans. Enfin, 20% des ménages en situation de précarité énergétique se situent en zone rurale¹.

La hausse structurelle des prix de l'énergie tend à accroître la pression sur les plus modestes

Les prix de l'énergie pour le consommateur final connaissent une tendance haussière, sous l'effet de plusieurs déterminants :

- au niveau international, l'augmentation de la demande d'énergie, tirée par les pays émergents, conjuguée à la rareté des ressources, a un effet haussier sur les prix du pétrole, du gaz et du charbon ; en euros constants, les prix du pétrole et du gaz ont

retrouvé leur niveau du début des années 1980 ;

- au niveau national, une nouvelle vague d'investissements dans le secteur électrique (maintenance sur le parc existant, renforcement des réseaux, développement des renouvelables) nécessite une hausse des prix de l'électricité.

Dépense moyenne en énergie par ménage

	2007	2008	2009	2010	2011
Dépense moyenne en énergie par ménage (par an, en € courants)					
Combustibles	1376	1553	1456	1589	1536
Carburants	1366	1482	1202	1326	1489
Part dans la consommation des ménages (en %)					
Combustibles	3,60%	4,00%	3,80%	4,10%	3,90%
Carburants	3,60%	3,80%	3,10%	3,40%	3,80%
Total	7,20%	7,80%	7,00%	7,50%	7,70%

Source: MEDDE/SOES

Les mesures d'aide à la rénovation énergétique des bâtiments pour les ménages précaires

Pour lutter contre la précarité énergétique, un premier enjeu est d'aider les ménages modestes à réduire leurs consommations grâce notamment à la réalisation d'opérations d'économie d'énergie dans leurs logements. Cet objectif a été rappelé une nouvelle fois lors de la présentation par le Président de la République du plan d'investissement pour le logement, le 21 mars 2013, en annonçant une volonté de rénover 38 000 logements en 2014 et 50 000 par an à partir de 2015.

Les aides de l'Agence nationale de l'habitat (ANAH)

L'ANAH aide les propriétaires occupants sous plafond de ressources et les propriétaires bailleurs pour la réalisation de travaux d'amélioration de l'habitat.

Trois catégories de ménages sont éligibles aux aides de l'ANAH pour le financement de travaux. Ces ménages sont qualifiés en fonction de leur niveau de ressources :

- ménages aux ressources "très modestes" ;
- ménages aux ressources "modestes" ;
- ménages aux ressources "modestes/plafond majoré".

La distinction permet de déterminer le taux maximal de subvention dont les ménages

¹ Source : Observatoire national de la précarité énergétique

pourront bénéficier pour leur projet de travaux si leur dossier est agréé.

L'aide ne concerne que les logements de plus de 15 ans à la date où la décision d'accorder la subvention est prise.

Les aides aux travaux s'articulent autour de deux grandes catégories : les projets de travaux lourds pour réhabiliter un logement indigne ou très dégradé, et les projets de travaux d'amélioration. Les taux de subventions applicables dépendent, d'une part, de la nature des travaux et de la situation à résoudre, et, d'autre part, des ressources du ménage (pour les propriétaires occupants). Pour les travaux d'amélioration énergétique, le plafond de travaux subventionnable est de 20 000 € HT et le taux de subvention peut atteindre 35 % pour les ménages aux ressources très modestes. En complément de ceci, il est possible de bénéficier d'autres aides telles que l'éco-prêt à taux zéro (éco-PTZ), le crédit d'impôt développement durable (CIDD), ou encore d'une aide du programme « Habiter mieux » (cf. paragraphe suivant), et aussi d'autres subventions éventuellement accordées par les collectivités locales.

Programmes nationaux de lutte contre la précarité énergétique, à destination des ménages les plus défavorisés

La loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement a rendu possible la délivrance de certificats d'économies d'énergie dans le cadre de la participation financière à des programmes liés à la maîtrise de la demande en énergie. A l'heure actuelle, on recense 4 programmes visant à la réduction de la consommation énergétique des ménages les plus défavorisés et éligibles aux certificats d'économie d'énergie.

- le programme « Habiter Mieux »

Le programme « Habiter mieux », géré par l'ANAH, est doté de 1 100 M€ sur la période 2010-2017, avec en complément 250 M€ correspondant à la participation d'ici 2017 des fournisseurs d'énergie à travers les certificats d'économies d'énergie. Son objectif consiste à aider, en 7 ans, 300 000 ménages à améliorer leur logement par des travaux de rénovation thermique efficaces. Il alloue une aide complémentaire à celle de l'ANAH aux propriétaires occupants modestes (aide allant de 1 100 € à 1 600 €) réalisant des travaux permettant un gain énergétique d'au moins 25 %. Cette aide est octroyée sous condition de ressources. Elle prévoit également un accompagnement spécifique avec une subvention additionnelle limitée à 500 €. À la fin

2012, un peu moins de 13 000 logements avaient ainsi été aidés.

Le plan d'investissement pour le logement présenté par le Président de la République le 21 mars 2013 prévoit un renforcement de la lutte contre la précarité et modifie à ce titre le programme « Habiter Mieux » afin d'accélérer la montée en puissance de ce dispositif. Il sera désormais également mobilisable par les propriétaires occupants avec des ressources majorées (environ 26 000 € pour un couple en province), les propriétaires bailleurs, et les copropriétés dégradées. La subvention complémentaire du programme est augmentée : elle passe de 1 600 € à 3 000 €.

- le programme « Toits d'abord »

Ce programme est porté par la Fondation Abbé Pierre et vise à la production d'une offre locative à loyers très sociaux destinée aux ménages les plus défavorisés, par la construction et la rénovation de 600 à 700 logements par an. La fondation Abbé Pierre participe au financement des projets à hauteur de 5 à 10 % du prix de revient des opérations, ce qui correspond à une aide à l'investissement d'environ 8 000 € par logement. D'autres financements viennent ensuite s'ajouter comme ceux de l'État (plus particulièrement via des subventions dans le cadre de logements en PLAI (Prêt Locatif Aidé d'Intégration) ou PLUS (Prêt Locatif à Usage Social)), ceux de la collectivité, ou encore de l'ANAH. Des objectifs en termes de performance énergétique sont requis en fonction du caractère existant ou neuf du logement. Pour la construction neuve, qui représente 10% des projets soutenus, sont exigées des performances énergétiques de classe A ou B. Quant aux projets de réhabilitation, correspondant aux 90% restants, ils doivent atteindre les performances des classes A, B ou C à partir de logements de classes E, F ou G.

- le programme « Pacte Energie Solidarité »

La société CertiNergy porte ce programme. L'objectif d'ici fin 2013 est d'améliorer la performance énergétique de plus de 1 000 logements dont les occupants, qu'ils soient propriétaires ou locataires, sont en situation de précarité énergétique.

- le programme « rénovation solidaire - Bordeaux »

Par ce programme, la ville de Bordeaux s'est donné comme objectif d'accompagner chaque année sur la période 2012-2014 les travaux d'économies d'énergie de logements de 50 propriétaires occupants en situation de précarité

énergétique en centre-ville. Ce programme a été validé par l'arrêté du 26 décembre 2012 portant validation de programmes de réduction de la consommation énergétique des ménages les plus défavorisés dans le cadre du dispositif des certificats d'économies d'énergie.

A l'échelon local, les collectivités s'impliquent également dans la rénovation des logements des ménages précaires, par le biais notamment des opérations programmées (OPAH, OPAH RR, OPAH RU, OPAH Copro, PIG,...) pour des territoires en difficulté. Celles-ci vont permettre de définir via des conventions signées avec l'Etat, l'ANAH et éventuellement d'autres cofinanceurs, des objectifs et des programmes d'actions pour inciter les propriétaires occupants et/ou les bailleurs à effectuer des travaux. Les actions décidées sont variables d'une opération à une autre. En général, elles incluent le repérage des ménages en difficulté, la réalisation de diagnostics techniques, la fourniture de conseils ou encore une aide au montage des dossiers.

Le plan d'investissement pour le logement présenté le 21 mars 2013 prévoit également une autre mesure pour aider davantage les ménages précaires à entamer une rénovation de leur logement. Cette mesure introduit la notion d'ambassadeurs de la rénovation énergétique pour l'accompagnement de ces ménages. 1 000 ambassadeurs devraient être recrutés d'ici 2015, notamment par le biais des emplois d'avenir. Une convention entre l'Etat et l'ANAH a été signée à ce titre le 20 février 2013 et vise à créer 800 emplois d'avenir. Ces ambassadeurs auront pour missions principales de repérer les ménages précaires, de les sensibiliser aux économies d'énergie et de les orienter vers les aides existantes.

Les mesures nationales d'aide au paiement des factures d'énergie

Les tarifs sociaux de l'électricité et du gaz naturel.

Afin d'atténuer l'impact des prix, ont été mis en place à compter de 2005 des aides sous condition de ressources, **le tarif de première nécessité (TPN), pour l'électricité** et, à compter de 2008, **le tarif spécial de solidarité (TSS) pour le gaz**.

Le TPN prend la forme d'un abattement, de 40 à 60 % sur l'abonnement et sur les 100 premiers kWh mensuels. Il correspond à une réduction moyenne sur la facture de l'ordre de 90 € (soit environ 15% de sa facture) par an et bénéficiait

en 2011 à 650 000 foyers, pour un coût en 2011 d'environ 70 M€, financé par la contribution au service public de l'électricité (CSPE). A fin 2012, le nombre de bénéficiaires peut être estimé entre 1,1 et 1,2 million de foyers, suite à la mise en place de la procédure d'automatisation (voir infra).

Pour le gaz, le TSS prend la forme d'une déduction forfaitaire (en pied de facture ou versée par chèque individuel en habitat collectif) qui varie selon la tranche de consommation et la taille du foyer (entre 22 et 156 €) et bénéficiait en 2011 à 313 000 foyers. Son coût en 2011 est évalué à environ 20 M€, financé par la contribution au tarif spécial de solidarité (CTSS) payée par les fournisseurs de gaz. A fin 2012, le nombre de bénéficiaires peut être estimé à 45 000 foyers, grâce à la procédure d'automatisation.

L'automatisation et l'extension des tarifs sociaux

Au cours de l'année 2012, deux mesures ont porté sur les tarifications sociales.

Dans un premier temps, **la procédure d'attribution des tarifs sociaux de l'électricité et du gaz est devenue automatique** pour les foyers éligibles avec la publication du décret n° 2012-309 du 6 mars 2012, alors qu'ils devaient auparavant en faire la demande en renvoyant une attestation à leur fournisseur.

Ensuite, le nombre de foyers éligibles a été étendu par l'arrêté du 21 décembre 2012. Le montant des ressources ouvrant droit à ces tarifs sociaux était, depuis le 5 août 2008, celui ouvrant droit à l'attribution de la **Couverture Maladie Universelle Complémentaire (CMUC)** soit 7 934 € par an pour une personne seule (661 € par mois). L'arrêté du 21 décembre 2012 relève le plafond de ressources à celui ouvrant droit à l'aide au paiement d'une **assurance complémentaire de santé (ACS)**, soit 10 711 € par an pour une personne seule (893 € par mois). Ainsi, les bénéficiaires de l'ACS (environ 500 000 foyers) se verront progressivement attribuer les tarifs sociaux, automatiquement, à partir du 2^{ème} trimestre 2013.

Enfin, la loi du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre permet aux clients des fournisseurs alternatifs de bénéficier également du TPN, comme c'est déjà le cas pour le TSS. Elle crée en outre le cadre législatif en vue d'un nouvel élargissement du nombre de bénéficiaires. A horizon 2014 et conformément à l'engagement présidentiel, ce

sont 4 millions de foyers qui devraient en bénéficier.

Les aides financières du fonds de solidarité pour le logement (FSL)

Le dispositif de lutte contre la pauvreté et les exclusions prévu à l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles a pour objectif d'aider les plus démunis à faire face à leurs factures d'énergie (toutes les énergies liées à l'habitat) avec l'appui du Fonds de solidarité pour le logement (FSL), dont la gestion a été confiée aux départements. Les aides au paiement des fournitures d'énergie sont devenues le premier poste de dépenses des FSL en 2009 avec plus de 80 M€, sur un montant total des aides et des prestations de 330 M€. Les dotations des FSL proviennent essentiellement de l'Etat, des conseils généraux, mais également de financeurs volontaires, comme les fournisseurs d'énergie, une partie (20%) de celle-ci étant remboursée aux fournisseurs historiques d'électricité par la CSPE.

La protection contre les interruptions de fourniture en période hivernale

La loi du 13 juillet 2006 portant engagement national pour le logement a établi une obligation de maintien de la fourniture d'eau, de gaz naturel et d'électricité, pour la résidence principale des familles en difficulté entre le 1^{er} novembre et le 15 mars. Cette mesure concerne les foyers ayant bénéficié, au cours des douze derniers mois, d'une aide relevant du FSL.

Le décret du 13 août 2008 encadre la mise en œuvre des coupures pour impayés, en exigeant des fournisseurs l'envoi de courriers de relance et le respect de délais stricts avant toute coupure, ainsi que l'information des services sociaux par le fournisseur lorsque l'alimentation n'a pas été rétablie dans les trois jours suivant la coupure.

La loi du 15 avril 2013, élargit la trêve hivernale à l'ensemble des consommateurs, tout en autorisant – pour les consommateurs qui ne sont pas éligibles aux tarifs sociaux – une réduction de puissance pour l'électricité.

- Julien DUCASTELLE ; Solenn LE GUEN.

4 – Développer les technologies pour le système énergétique de demain

Une recherche publique reconnue mondialement, dotée d'un important dispositif de démonstration et de partenariats publics-privés visant les nouvelles technologies de l'énergie

Le soutien à la recherche est un des axes majeurs de la politique publique en matière de nouvelles technologies de l'énergie, dans l'objectif d'accompagner les filières correspondantes vers la maturité et la compétitivité. La recherche sur l'énergie en France a été marquée en 2012 par la montée en puissance des Investissements d'Avenir, notamment par le démarrage de nombreux projets de démonstration et par la labellisation des Instituts d'Excellence des Energies Décarbonées (IEED). En 2011, le budget de R&D dépensé dans les nouvelles technologies de l'énergie a ainsi dépassé celui dépensé dans le nucléaire.

L'année 2012 confirme un investissement soutenu de l'Etat français dans la R&D pour l'énergie

Le budget global en 2011 était de 1,11 milliards d'euros (G€) dont 515 M€ sur les nouvelles technologies de l'énergie (46%), 474 M€ sur l'énergie nucléaire (43%), 57,6 M€ sur les énergies fossiles (5% du budget global), et le reste sur des domaines de recherche transversaux. Les nouvelles technologies de l'énergie incluent l'efficacité énergétique (industrielle, tertiaire, résidentielle et dans les transports), les énergies renouvelables (solaires, éoliennes, marines, bio-énergies, géothermie et hydroélectricité), la capture, le stockage et la valorisation du CO₂, le stockage d'énergie, les réseaux électriques, l'hydrogène et les piles à combustible. La hausse observée en 2011 est notamment liée aux débuts opérationnels des programmes des Investissements d'Avenir.

Les principaux acteurs de la recherche publique dans l'énergie sont structurés sur l'ensemble de la chaîne de valeur et coordonnés autour de l'ANCRE

La recherche publique française est présente sur l'ensemble de la chaîne de valeur de la R&D :

- la recherche fondamentale effectuée notamment par les laboratoires publics, par exemple ceux du CNRS, dans les universités et les écoles d'ingénieurs ;
- la recherche industrielle et les démonstrations de recherche effectués notamment par les établissements publics à caractère industriel et commercial (EPIC) dont le CEA, le CSTB, le BRGM, l'IFPEN. Les Instituts d'Excellence des Energies Décarbonées, dans le cadre des Investissements d'Avenir, permettront de

renforcer les partenariats de recherche publique-privée et le transfert de connaissance vers l'industrie ;

- l'expérimentation pré-industrielle et les démonstrations technologiques effectuées notamment par les entreprises industrielles en partenariat avec les laboratoires publics et EPIC. Les programmes des Investissements d'Avenir décrits ci-dessous ont pour objectif de mobiliser tout particulièrement ce dernier maillon de la chaîne de valeur.

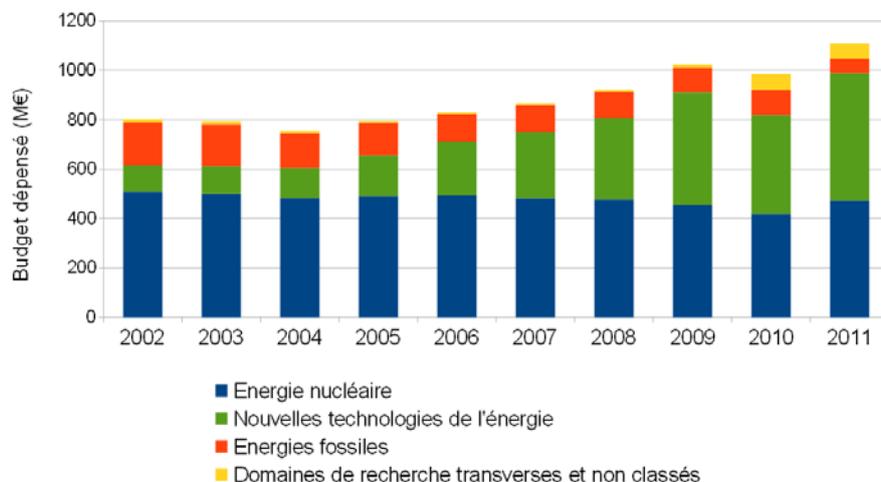
L'ANCRE (l'Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie) a pour objectif de renforcer l'efficacité, la valorisation et le rayonnement international de la recherche française en assurant une meilleure coordination de la programmation scientifique.

Fondée le 30 juillet 2009 par le CEA, le CNRS, la CPU, et l'IFPEN, l'ANCRE rassemble tous les organismes de recherche publique français concernés par les problématiques de l'énergie¹ (ANDRA, BRGM, CDEFI, CIRAD, CSTB, IFREMER, IFSTTAR, INERIS, INRA, INRIA, IRD, IRSN, ISTEA, LNE, ONERA).

9 groupes programmatiques ont été mis en place, dont 5 groupes « sources d'énergie » (énergies issues de la biomasse, énergies fossiles et géothermiques, énergies nucléaires, énergies solaires, énergies marines, éoliennes et hydrauliques), 3 groupes « usages » (transports, bâtiments, industrie et agriculture) et un groupe « prospective énergie globale ». Ces derniers ont mis en évidence les verrous majeurs freinant le développement des filières énergétiques actuelles et futures, et ont proposé les pistes de programmes de R&D nécessaires pour les lever.

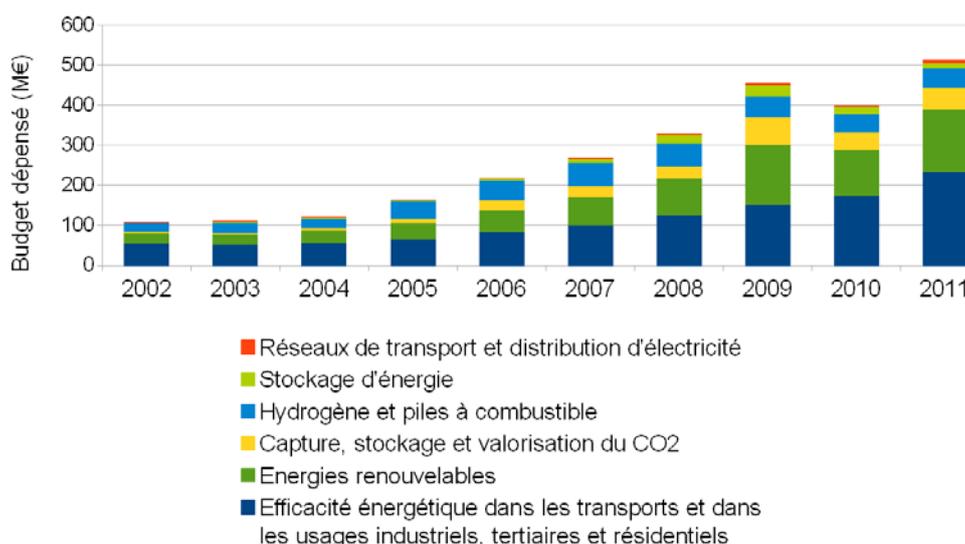
¹ Les sigles des organismes de recherche publique français sont détaillés en fin de cet article

Figure 1 : Evolution des financements publics de la recherche et développement sur l'énergie en France entre 2002 et 2010



Source : CGDD, données transmises à l'AIE.

Figure 2 : Evolution des financements publics de la recherche et développement des nouvelles technologies de l'énergie en France entre 2002 et 2010



Source : CGDD, données transmises à l'AIE

Les travaux sur la Stratégie Nationale de la Recherche pour l'Énergie (SNRE) ont débuté en 2012

La Stratégie Nationale de Recherche en Énergie (SNRE), définie par la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (loi POPE de 2005), est arrêtée et rendue publique tous les cinq ans par le ministre chargé de l'énergie et le ministre chargé de la recherche. La SNRE actuelle, qui a été élaborée en 2007, a fait l'objet d'une évaluation par l'Office Parlementaire d'Évaluation des Choix Scientifiques et Techniques (OPECST).

Les recommandations du rapport de l'OPECST ont été intégrées depuis 2010 dans la préparation de la nouvelle SNRE. Ces travaux préparatoires sont menés par le secrétariat permanent de la SNRE composé des administrations des ministères en charge de l'énergie et de la recherche, de l'ADEME et de l'ANCRE, et s'articulent notamment autour d'un état des lieux de la recherche dans les filières de production et d'usages de l'énergie, et d'un parangonnage international des stratégies. La SNRE devra être élaborée en cohérence avec les orientations qui seront retenues à l'issue du débat national sur la transition énergétique et de la stratégie nationale de recherche.

Bilan 2012 des principaux programmes de financement de la recherche collaborative en France

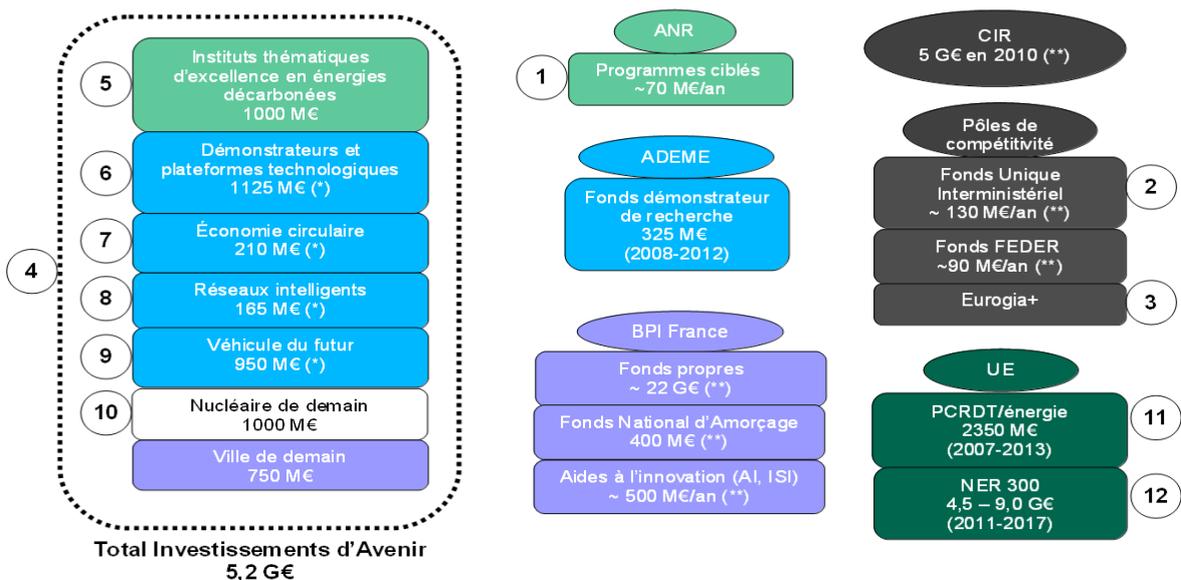
Au-delà du financement des établissements publics de recherche, l'État français soutient les projets de recherche collaborative entre acteurs publics et privés de la recherche et développement, ainsi que les projets innovants des entreprises. Les modes de financement et les enveloppes disponibles aujourd'hui sont synthétisés dans la figure 3 ci-dessous. La description des principaux programmes concernant l'énergie suit la numérotation de la figure 3.

L'Agence Nationale de la Recherche (ANR) soutient les projets amont de recherche collaborative (1)

Dans le domaine des nouvelles technologies de l'énergie et de l'efficacité énergétique, l'action ciblée de l'Agence Nationale de la Recherche (ANR) a permis d'engager près de 70 M€ par an depuis la création de l'agence. Depuis 2011, cinq programmes font l'objet d'appels à projets et ont permis de co-financer en 2012 :

- 14 projets dans PROduction renouvelable et Gestion de l'ÉLECTricité (PROGELEC) ;
- 10 projets dans Systèmes Energétiques Efficaces & Décarbonés (SEED) ;
- 10 projets dans Transports Durables et Mobilité (TDM) ;
- 12 projets dans Villes et Bâtiments Durables (VBD).
- Le programme Bio-Matières et Énergie (BioME) n'a pas fait l'objet d'un appel à projet en 2012.

Figure 3 : Guichets de financement de la recherche et développement et de l'innovation pour l'énergie, et répartition des enveloppes des programmes



(*) dont dotation au Fonds Ecotechnologies (150M€)

(**) montants affichés correspondent à l'ensemble du programme, au-delà des seules thématiques énergétiques

Plus proche de la commercialisation, le Fonds Unique Interministériel (FUI) soutient les projets collaboratifs des pôles de compétitivité (2)

Le FUI finance les projets collaboratifs de recherche et développement des pôles de compétitivité. Le fonds a vocation à soutenir des projets de recherche appliquée portant sur le développement de produits ou services susceptibles d'être mis sur le marché à court ou moyen terme.

Le fonds est doté de 600 M€ sur la période 2009-2012 dont 495 M€ pour les projets de R&D et 105 M€ pour les plates-formes d'innovation. Les projets susceptibles d'être financés sont retenus pour leur caractère innovant et pour l'activité économique qu'ils généreront, à l'issue d'appels à projets. En 2011, les 14^{ème} et 15^{ème} appels à projets ont permis de sélectionner 149 projets (dont une trentaine touchant le domaine de l'énergie) financés par l'Etat à hauteur de 125 M€, par les collectivités territoriales et les fonds communautaires (FEDER) à hauteur de 98 M€.

Au total, l'ensemble des appels à projets des pôles de compétitivité ont permis de soutenir 1245 projets depuis 2005. Ces projets représentent un montant de dépenses de R&D de près de 5,8 G€, dont un financement public de 2,3 G€.

Les fonds nationaux dédiés au programme Eurogia+ financent des projets d'industrialisation entre partenaires issus d'au moins deux Etats membres européens (3)

Créé en 2008, Eurogia+ est un programme relatif à l'énergie dédié à l'ensemble des technologies pouvant réduire les émissions de carbone. Il concerne aussi bien l'utilisation de l'hydrogène que les énergies renouvelables (éolien, biomasse, géothermie, solaire, hydraulique, etc.) ou l'efficacité énergétique. Il permet à une entreprise française de participer à un projet collaboratif de R&D avec des partenaires européens. 17 états (Autriche, Belgique, Croatie, Danemark, Estonie, France, Allemagne, Hongrie, Islande, Irlande, Israël, Monaco, Pologne, Slovaquie, Espagne, Turquie, Norvège) participent au soutien financier des acteurs des projets. En 2012, trois nouveaux projets ont été labellisés portant à 18 le nombre de projets co-financés par la France dans ce cadre pour un budget total de 77 M€.

Principaux programmes sur l'énergie des Investissements d'Avenir (4)

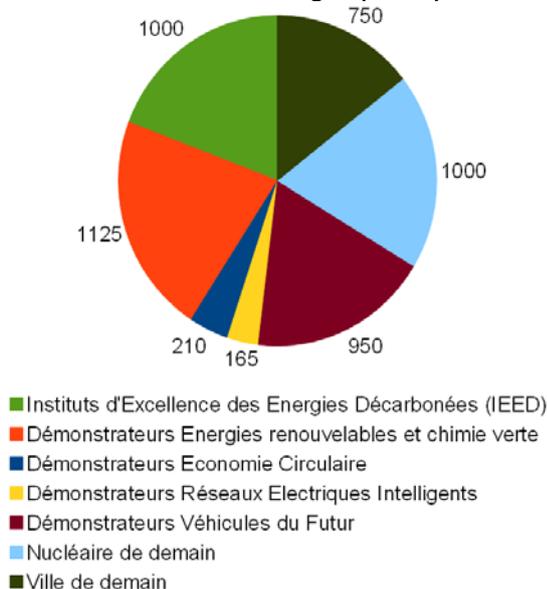
Dotés d'une enveloppe globale de 35 G€, Les Investissements d'Avenir doivent permettre le financement d'actifs rentables et d'infrastructures de recherche et d'innovation utiles pour le développement économique de la France, selon quatre axes stratégiques : enseignement supérieur et formation, recherche, filières industrielles et PME, développement durable.

Au 1er janvier 2013, sur les 35 milliards d'euros de dotation initiale du programme des Investissements d'Avenir, 28 milliards d'euros étaient affectés à des projets et 4,4 milliards d'euros étaient en cours d'attribution ou destinés à financer des priorités majeures du Gouvernement comme la rénovation thermique des logements et le déploiement du très haut débit (THD). 2,2 milliards d'euros ont ainsi fait l'objet d'une réorientation dont 300 M€ pour le lancement de nouveaux appels à manifestations d'intérêts ciblés de l'ADEME sur des thématiques clés de la transition énergétique.

La répartition des fonds alloués aux thématiques énergétiques, détaillée dans la figure 4, est faite selon six programmes principaux :

- les « Instituts thématiques d'excellence en matière d'énergies décarbonées », gérés par l'Agence Nationale de la Recherche (ANR) ;
- les démonstrateurs et des plateformes d'expérimentation, gérés par l'ADEME, dans le domaine
 - des énergies renouvelables et de la chimie verte,
 - de l'économie circulaire,
 - des réseaux électriques intelligents, et
 - des véhicules du futur,
- y compris le Fonds Ecotechnologies géré par la Caisse des dépôts et consignations Entreprises (BPI Investissement);
- le programme « Nucléaire de demain » ;
- le programme « Ville de demain » géré par la CDC.

Figure 4 : Répartition des enveloppes des programmes des Investissements d'Avenir concernant l'énergie (en M€)



Instituts d'Excellence des Energies Décarbonées (IEED) (5)

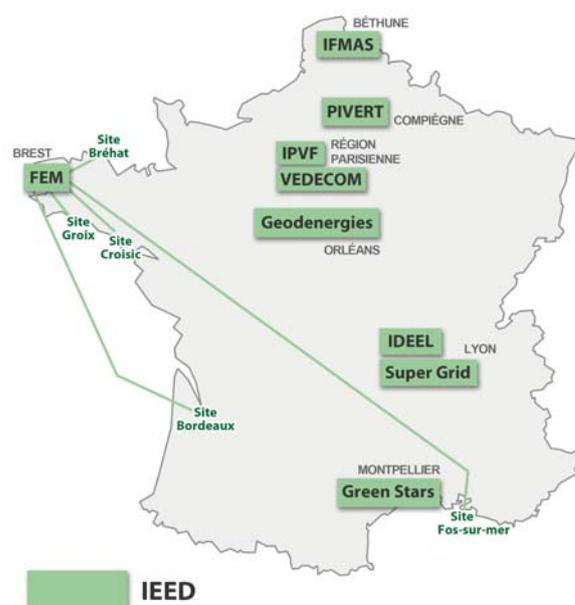
Le programme « Instituts thématiques d'excellence en matière d'énergies décarbonées » des Investissements d'Avenir vise la constitution de campus d'innovation technologique de rang mondial dans le domaine des énergies renouvelables, des nouvelles technologies de l'énergie et de l'efficacité énergétique.

Ces centres de recherche publics-privés constitueront un socle structurant pour les activités de recherche et innovation des filières des énergies décarbonées en cohérence avec la logique des pôles de compétitivité et avec les priorités du Grenelle de l'environnement pour la recherche sur l'énergie. Ces activités se déclinent via une stratégie technologique et économique pérenne (programme de travail d'au moins dix ans), des projets collaboratifs, des actions de formation communes et des investissements partagés, notamment pour des moyens de prototypage, d'essais et de démonstration.

Ce programme est doté d'une enveloppe de 1 G€ finançant jusqu'à 50% des activités de l'IEED. La sélection des projets regroupant sur un même site des établissements de formation, des laboratoires de recherche appliquée publics et privés, et des acteurs économiques, s'est faite par le biais de deux appels à projets en 2010 et 2011. Le Premier Ministre a labellisé le 1er juin 2011 deux IEED, puis le 9 mars 2012 six autres IEED (sigle raccourci et dotation par les Investissements d'Avenir indiqués en parenthèses):

- Institut National des Energies Décarbonées et des Ecotechnologies de Lyon (IDEEL, 39,7 M€),
- IEED Picardie Innovations Végétales, Enseignements et Recherches Technologiques (PIVERT, 63,8 M€),
- IEED France Energies Marines (FEM, 34,3 M€),
- IEED Green Stars (23,8 M€),
- Institut Français des Matériaux Agrosourcés (IFMAS, 30,8 M€),
- Institut Photovoltaïque d'Ile-de-France (IPVF, 18,1 M€),
- IEED Supergrid (72,6 M€),
- IEED Geodénergies (15,9 M€),
- Institut du Véhicule Décarboné et Communicant et de sa Mobilité (VeDeCoM, 54,1 M€).

Figure 5 – Localisation des IEED



Le Gouvernement s'est réservé la possibilité de financer certains projets relevant des thématiques de « l'efficacité énergétique » et du « solaire », et il a été décidé de réserver une enveloppe globale, qui ne pourra dépasser 80 millions d'euros, pour les quatre projets suivants :

- Institut National Energie Solaire 2 (INES2),
- IEED EFFICACITY,
- IEED Paris Saclay Efficacité Energétique (PS2E),
- Institut National d'Excellence Facteur 4 (INEF4).

Leur localisation est illustrée sur le figure 5.

Bilan des actions de l'ADEME

L'ADEME opère quatre actions dans le cadre des Investissements d'Avenir :

- Démonstrateurs et plate-formes technologiques en énergies renouvelables et décarbonées et chimie verte (1125 M€),
- Economie circulaire (210 M€),
- Réseaux électriques intelligents (165 M€),
- et Véhicules du Futur (950 M€).

En continuité du Fonds Démonstrateur de Recherche, ces actions ont pour objectif de financer des démonstrateurs et des plate-formes technologiques, sélectionnés dans le cadre d'Appels à Manifestation d'Intérêt (AMI). Sur la période 2010-2012, un total de 31 AMI ont été lancés et ont donné lieu à la sélection de 115 projets (au 18 juin 2013). L'ensemble de ces projets représente un budget total de plus de 3 milliards d'euros dont un financement public de 940 M€.

Démonstrateurs et plate-formes technologiques en énergies renouvelables et décarbonées et chimie verte (6)

Cette action est dotée d'une enveloppe de 1125 M€ pour financer des projets des démonstrateurs et plate-formes technologiques couvrant les domaines des énergies solaires, éoliennes et marines, la géothermie, le captage, stockage et valorisation du CO₂, la chimie du végétal, les biocarburants avancés, l'hydrogène et pile à combustible, le stockage de l'énergie, les îlots et bâtiments à énergie positive.

Suite à l'AMI sur les Energies Marines en 2009 et financé par les Investissements d'Avenir, 13 AMI ont été lancés sur la période 2010-2012, et ont donné lieu au 31 décembre 2012 à la contractualisation de 12 projets, en plus des 5 projets issus du fonds Démonstrateur de Recherche.

Economie Circulaire (7)

Cette action est dotée d'une enveloppe de 210 M€ pour financer des projets de recherche et de démonstration sur les thématiques relatives à la dépollution, l'éco-conception, la collecte, le tri, le recyclage et la valorisation des déchets.

Trois AMI ont été lancés sur la période 2010-2012, et ont donné lieu à la contractualisation d'un projet au 31 décembre 2012.

Réseaux Électriques Intelligents (8)

Cette action est dotée d'une enveloppe de 165 M€ pour financer des projets de recherche et de démonstration sur l'intégration des énergies renouvelables intermittentes (éolien, solaire, marine...) dans les réseaux électriques et sur le

développement de produits et services intelligents permettant la maîtrise des consommations d'électricité.

Deux AMI ont été lancés en 2009 et 2010 dans le cadre du Fonds Démonstrateur de Recherche et financés par cette action. Un troisième AMI a été lancé en 2011. Un quatrième AMI a été lancé sur la période mars-décembre 2012 dont les projets déposés sont en cours d'instruction.

Le troisième AMI a donné lieu au 31 décembre 2012 à la contractualisation d'un projet, en plus des 8 projets issus du Fonds Démonstrateur de Recherche.

Véhicules du Futur (9)

Cette action est dotée d'une enveloppe de 950 M€ pour financer des projets des démonstrateurs de technologies et de solutions innovantes et durables en matière de déplacements.

Suite à l'Appel à Manifestation d'Intérêt (AMI) Fonds Démonstrateur de Recherche et financé par les Investissements d'Avenir, 12 AMI ont été lancés sur la période 2010-2012, et ont donné lieu à la contractualisation au 31 décembre 2012 de 12 projets, en plus des 5 projets issus du Fonds Démonstrateur de Recherche.

Fonds Ecotechnologies

Le FCPR Ecotechnologies a pour objectif de traiter les dossiers de demande de prise de participation des PME intervenant sur les thématiques décrite dans les AMI de l'ADEME. L'enveloppe de 150 M€, prise sur les dotations des actions opérées par l'ADEME, est ainsi gérée par la CDC Entreprises (regroupée au sein de BPI Investissement en 2013) avec l'assistance technique de l'ADEME. Il vise des prises de participation minoritaires, dans des PME innovantes, principalement établies en France et non cotées, relevant de quatre thématiques principales :

- énergies renouvelables et chimie verte,
- tri et valorisation des déchets, dépollution, éco conception de produits,
- smart grids (réseaux intelligents) et
- véhicules du futur.

Lancé en juillet 2012, ce fonds a investi, au 31 mai 2013, dans 3 entreprises dont Actility, Ijenko et McPhy Energy.

Nucléaire de demain (10)

Dans le cadre de ce programme doté d'une enveloppe d'un milliard d'euros, il a été alloué au CEA, au titre des Investissements d'avenir, 626,6 M€ pour le projet ASTRID (réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium de 4^{ème} génération à vocation de démonstration technologique et

industrielle) et 248,4 M€ pour le RJH (réacteur de recherche en support à l'énergie nucléaire et à la production de radionucléides pour le secteur médical).

Il a été alloué à l'ANDRA 75 M€ pour approfondir la recherche dans le domaine du traitement et du stockage des déchets.

Suite à l'accident nucléaire de Fukushima, une nouvelle action "Recherche dans le domaine de la sûreté nucléaire et de la radioprotection" dotée de 50 M€ a été mise en place dans le programme « nucléaire de demain ». L'ANR a lancé un appel à projets qui a pour objectif de stimuler la recherche en matière de sûreté nucléaire et de radioprotection. A l'issue de cet appel à projets 23 projets ont été retenus. Les projets lauréats doivent permettre de tirer des enseignements des conditions ayant conduit à des accidents nucléaires majeurs, notamment celui de Fukushima, d'étudier les modalités de gestion de ces accidents par les exploitants et autorités publiques, d'étudier l'impact de ces accidents en matière de rejets de matières radioactives et leur impact sur la santé et l'environnement.

Les principaux programmes de financement de recherche collaborative en Europe

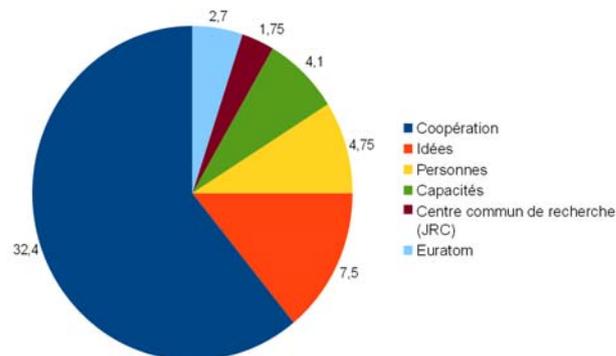
Fonds européens du Programme-Cadre de Recherche et de Développement Technologique (PCRDT) (11)

Le septième programme-cadre de recherche et développement technologique (PCRDT), qui couvre la période 2007-2013, est le plus grand programme d'investissement de l'Union européenne pour la recherche et le développement technologique avec un montant d'aides évalué à 50,5 G€. Il se compose de quatre programmes spécifiques, dont les budgets sont détaillés dans la figure 6 :

- Le programme Coopération pour stimuler la coopération et renforcer les liens entre l'industrie et la recherche dans un cadre transnational. Il comporte 10 thématiques dont la répartition budgétaire est détaillée dans la figure 7. 2,35 G€ (7%) sont ainsi consacrés à la thématique de l'énergie.
- Le programme Idées pour renforcer la recherche exploratoire.
- Le programme Personnes pour améliorer les perspectives de carrière des chercheurs en Europe et attirer plus de jeunes chercheurs de qualité.
- Le programme Capacités pour donner aux

chercheurs des outils performants via des infrastructures de recherche dans les régions les moins performantes, via la formation de pôles régionaux de recherche et dans la recherche au profit des PME.

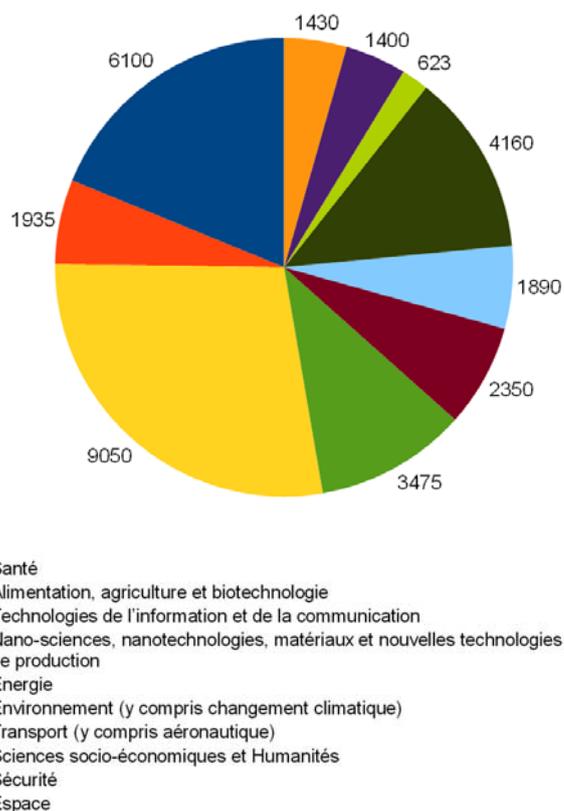
Figure 6 : Répartition des fonds du 7^{ème} PCRDT par programme (en G€)



Source : Commission Européenne.

De plus, le 7^{ème} PCRDT finance les actions directes du Centre commun de recherche (JRC) et les actions couvertes par le programme-cadre Euratom dans les domaines de la recherche sur l'énergie de fusion, la fission nucléaire et la radioprotection.

Figure 7 : Répartition des budgets part thématique pour le programme Coopération (en M€)



Source : Commission Européenne.

Fonds européens du NER 300 (12)

Le fonds démonstrateurs européen, communément appelé NER300 (New Entrant Reserve 300), a été créé dans le cadre du paquet climat-énergie adopté sous présidence française de l'Union européenne. Il est doté de 300 millions de quotas d'émissions de la réserve des nouveaux entrants pour financer des démonstrateurs de captage et stockage du CO₂ (CSC) et d'énergies renouvelables innovantes de taille commerciale.

La France a déposé 5 projets au cours du premier appel à projet en 2011. La vente en 2012 de la première tranche de 200 millions de quotas pour financer ce premier appel à projet a permis de doter le fonds de 1,5 G€. La liste des 23 projets lauréats a été retenue le 18 décembre 2012 par la Commission Européenne. Deux projets français ont ainsi été retenus :

- UPM Stracel BTL, projet de production d'agrocarburants de deuxième génération à partir de biomasse lignocellulosique par voie thermochimique, éligible à un maximum de 170 M€ d'aides ;
- Vertimed, ferme dédiée à la production d'électricité à partir d'éoliennes flottantes, éligible à un maximum de 34 M€ d'aides.

La Commission Européenne a ouvert le second appel à projet du 3 avril au 3 juillet 2013.

Glossaire des sigles des organismes de recherche publique français

ANDRA	Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs
BRGM	Bureau de Recherches Géologiques et Minières
CDEFI	Conférence des Directeurs d'Ecoles Françaises d'Ingénieurs
CEA	Commissariat à l'Energie Atomique et aux énergies alternatives
CIRAD	Centre de coopération Internationale en Recherche Agronomique pour le Développement
CNRS	Centre National de la Recherche Scientifique
CPU	Conférence des Présidents d'Université
CSTB	Centre Scientifique et Technique du Bâtiment
IFPEN	Institut Français du Pétrole et des Energies Nouvelles
IFREMER	Institut Français de Recherche pour l'Exploitation de la Mer
IFSTTAR	Institut Français des Sciences et Technologies des Transports, de l'Aménagement et des Réseaux
INERIS	Institut National de l'Environnement Industriel et des Risques
INRA	Institut National de la Recherche Agronomique
INRIA	Institut National de Recherche en Informatique et en Automatique
IRD	Institut de Recherche pour le Développement
IRSN	Institut de Radioprotection et de Sécurité Nucléaire
IRSTEA	Institut national de Recherche en Sciences et Technologies pour l'Environnement et l'Agriculture (ex CEMAGREF)
LNE	Laboratoire National de métrologie et d'Essais
ONERA	Office National d'Etudes et de Recherches Aérospatiales

- Axel STRANG, Sophie COURTOIS.

5 – Les objectifs européens énergie-climat

Des objectifs ambitieux mais atteignables à l'horizon 2020, un cadre législatif pour l'horizon 2030 en discussion

Le premier axe de la politique climatique européenne est de réduire progressivement les émissions de gaz à effet de serre. Celles-ci sont constituées à 80% de CO₂ à l'échelle de l'Union. Ce gaz est principalement issu des consommations énergétiques.

La politique européenne de l'énergie repose sur trois piliers : sécurité d'approvisionnement, compétitivité, et durabilité. L'Union Européenne s'est ainsi fixé pour 2020 des objectifs ambitieux d'atténuation de ses émissions de gaz à effet de serre, de maîtrise de sa consommation énergétique et de développement des énergies renouvelables. Pour les atteindre, les pays de l'Union ont recours à des outils partagés (marché de permis d'émissions, réglementation des émissions de CO₂ des véhicules neufs,...) ainsi qu'à une répartition de l'effort.

Des enjeux climatiques et énergétiques indissociables

Si la France a largement décarboné son secteur de la production électrique par un recours important à la fission nucléaire et à l'hydraulique, son mix énergétique repose encore très fortement sur la consommation de combustibles fossiles, dont l'utilisation couvre l'essentiel de la consommation d'énergie du secteur des transports et une part significative de la demande énergétique d'autres secteurs. Tous secteurs confondus, l'utilisation de ces combustibles fossiles induit 80% des émissions de GES anthropiques à l'échelle de l'Union (respectivement 71% en France) en 2010. Les politiques de maîtrise de la consommation d'énergie et de lutte contre l'effet de serre sont donc intimement liées.

Objectifs de long terme

La feuille de route de la Commission Européenne pour une économie sobre en carbone à l'horizon 2050 expose une trajectoire coût-optimal vers l'objectif que s'est fixé l'Union européenne de réduire de 80 à 95 % ses émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2050, par rapport à leur niveau de 1990. La feuille de route adopte une vision à long terme et replace la discussion dans le cadre d'une réflexion sur la transition vers une économie verte, compatible avec les objectifs de limitation du réchauffement global à 2°C. La France soutient cette approche. Au niveau national, des travaux similaires ont été engagés dans le cadre du comité « trajectoire 2020-2050 : vers une économie sobre

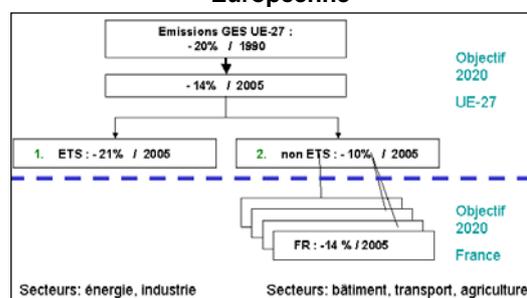
en carbone » avec pour objectif la préparation d'une politique d'atténuation des émissions de gaz à effet de serre ambitieuse, aux retombées économiques positives (en termes d'emplois et de compétitivité notamment). L'objectif français est de diviser par quatre les émissions à l'horizon 2050 (loi POPE de 2005). Il s'inscrit pleinement dans l'objectif à l'échelle de l'Union, puisque les émissions par habitant et par unité de PIB étaient déjà nettement inférieures à la moyenne de l'Union en 1990. Le Président de la République est en outre le premier chef d'État à s'être explicitement prononcé en faveur d'objectifs communautaires de réduction des émissions de GES de 40% en 2030 et 60% en 2040, c'est-à-dire les jalons préconisés par la feuille de route.

Les engagements à l'horizon 2020 : les objectifs dits « 3X20 » du Paquet Énergie Climat

Le Paquet Énergie Climat aborde de manière intégrée les enjeux énergétiques / climatiques et repose sur trois piliers : la réduction de 20% des émissions de gaz à effet de serre de l'Union Européenne par rapport à 1990, une part 20% d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie totale, et la réduction de 20% de la consommation énergétique européenne par rapport à l'augmentation tendancielle.

L'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre fait l'objet d'un traitement harmonisé et intégré à l'échelle de l'Union pour les gros émetteurs au travers du système communautaire d'échange de quotas d'émissions (EU ETS), tandis que l'effort de réduction des émissions plus diffuses ont fait l'objet d'un partage de l'effort entre États Membres. Enfin font l'objet d'un traitement spécifique les émissions liées à l'Utilisation des Terres, leurs Changements, et notamment à la Forêt (secteur dit UTCF). Pour ces dernières, il est prévu de planifier un objectif européen au-delà de 2020, les efforts d'ici là devant se concentrer sur la mise en œuvre d'une comptabilisation précise et éprouvée.

Répartition de l'effort d'atténuation de l'Union Européenne



La répartition de l'objectif de développement des énergies renouvelables se traduit également par des engagements nationaux contraignants. Enfin, en application de la directive sur l'efficacité énergétique de 2012, les différents États Membres ont dû transmettre à la Commission leurs objectifs indicatifs de consommation énergétique en avril 2013.

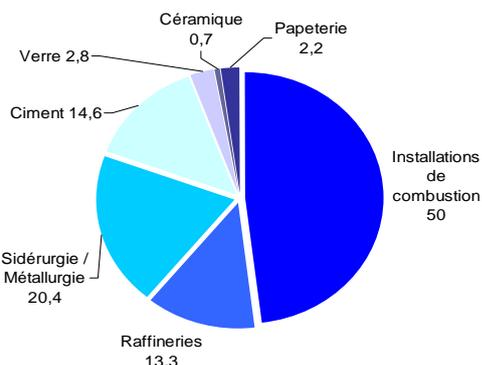
Le système européen d'échange de quotas EU ETS

Un des outils mis en œuvre par l'Union européenne pour atteindre ses objectifs de réduction d'émissions est le système d'échange de quotas d'émissions de CO₂, dit « EU ETS » pour *European Union Emissions Trading Scheme*.

L'EU ETS impose depuis 2005 un plafond d'émissions à près de 12 000 installations industrielles, responsables de près de 50 % des émissions de CO₂ de l'Union européenne, soit environ 2 milliards tCO₂. Ces installations doivent restituer tous les ans autant de quotas que leurs émissions vérifiées de l'année précédente (1 quota = 1tCO₂eq émise). Depuis 2008, elles ont également la possibilité d'utiliser des crédits Kyoto (voir fiche La lutte contre le changement climatique) pour effectuer leur conformité/.

L'EU ETS couvre les émissions de CO₂ des installations de production d'électricité, de nombreux secteurs intensifs en énergie, et, depuis 2013, les émissions de N₂O et de PFC des secteurs de la chimie et de l'aluminium. Le secteur de l'aviation est inclus depuis le 1^{er} janvier 2012. Initialement, le périmètre incluait tous les vols au départ et à l'arrivée d'aéroports de l'Union européenne. Toutefois, en vue de laisser le temps nécessaire à l'Organisation de l'Aviation Civile Internationale (OACI) pour progresser dans les négociations sur un cadre mondial pour les émissions de CO₂ de l'aviation internationale, la directive a été modifiée pour l'année 2012 pour laisser la possibilité aux opérateurs d'effectuer leur conformité sur le périmètre de leurs émissions pour les vols intra-UE à condition de restituer les quotas alloués gratuitement correspondant au périmètre extra-UE.

Répartition des émissions par secteur en 2012 des installations françaises (en MtCO₂)



Source : CITL

En 2012, les installations françaises ont émis 104,7MtCO₂-éq.

En troisième phase de l'EU ETS (2013-2020), l'objectif de réduction des émissions des secteurs de l'EU ETS est fixé à - 21 % entre 2005 et 2020, soit une réduction annuelle moyenne de - 1,74 %. Jusqu'en 2012, la quasi-totalité des quotas étaient alloués gratuitement. Depuis 2013, plus de la moitié des quotas sont vendus aux enchères. L'EU ETS connaît aujourd'hui une crise importante. Après avoir atteint plus de 30 €/tCO₂ mi-2008, le cours du quota a chuté à des niveaux proches de 3 € depuis la mi-avril 2013 et des enchères ont été annulées faute de demande.

Evolution des cours du quota depuis août 2008



Source : Thomson Reuters

Les raisons de l'effondrement des cours des actifs carbonés sont multiples. Tout d'abord, la dégradation du contexte économique, entamée courant 2008 a contribué au fort déséquilibre offre / demande, qui est estimé entre 1,5 milliard et 2 milliards de quotas en 2013, soit l'équivalent d'un an d'émissions, et autour de 1,4 milliards en fin de phase III en 2020. Le manque de perspective quant aux objectifs de réduction d'émissions post-2020 a conduit à une perte de confiance des acteurs du marché quant à la volonté politique de pérenniser l'outil. Des discussions sont en cours au niveau européen pour mener une première action de court terme en modifiant le calendrier des enchères puis pour réformer l'EU ETS et également pour donner de la visibilité aux secteurs couverts.

Mesures sectorielles contribuant à l'atténuation des émissions et relevant de la décision de partage de l'effort

L'objectif de réduction des émissions des secteurs non couverts par le marché carbone a été fixé au niveau de l'ensemble de l'UE à 10% en 2020 par rapport à 2005. Dans le cadre de la déclinaison nationale de cet objectif, la France s'est engagée sur une réduction de 14 % en 2020 par rapport à

2005. Elle a transmis à la Commission à la mi-mars 2013 un rapport qui rend compte de l'ensemble des politiques d'atténuation mises en œuvre (RMS 2013)¹.

Efficacité énergétique et maîtrise de la consommation d'énergie

La directive relative à l'efficacité énergétique adoptée en 2012 permet à l'Union européenne de se doter d'un texte ambitieux pour réduire la consommation énergétique de 20 % par rapport aux projections d'ici à 2020. Le texte prévoit des mesures d'économies d'énergie sur l'ensemble de la chaîne énergétique (production, transport, distribution, utilisation et information) qu'appliqueront tous les Etats Membres.

Ainsi, la mesure la plus importante du texte prévoit un objectif contraignant de réduction de 1,5 % par an de l'ensemble des ventes d'énergies, hors transports. Elle prévoit également la systématisation des audits énergétiques dans les grandes entreprises et l'inscription d'un objectif de rénovation annuelle de 3 % des bâtiments de l'État.

Cette directive vient compléter les autres réglementations de l'Union européenne pour l'efficacité énergétique comme la directive éco-conception qui fixe des exigences maximales sur la consommation d'énergie des produits, la directive performance énergétique des bâtiments et le règlement CO2 qui améliore les performances des véhicules neufs, avec un objectif d'émissions de 95 grammes par kilomètre parcouru pour les véhicules particuliers vendus à l'horizon 2020.

A l'échelle nationale, le Plan national d'actions d'efficacité énergétique avait détaillé les mesures mises en place en 2011 (réglementation thermique 2012, certificats d'économies d'énergie...). Le débat sur la transition énergétique, le plan d'investissement pour le logement et la transposition de la directive efficacité énergétique viendront compléter les mesures pour promouvoir l'efficacité énergétique (se reporter à la fiche 1 sur la demande d'énergie pour plus de détails).

Politique de développement des Energies Renouvelables

Dans le cadre de la directive énergies renouvelables du Paquet Energie Climat, la France s'est engagée à ce que les énergies renouvelables représentent 23% de sa consommation énergétique finale à l'horizon 2020.

Le plan français de développement de ces énergies prévoit une hausse de leur utilisation

pour répondre aux besoins en chaleur (+10,5 Mtep par rapport à 2005), ainsi qu'à la production d'électricité (+ 6,8Mtep) et une augmentation de la contribution des biocarburants aux besoins énergétiques du secteur des transports (+ 3,7 Mtep). Pour la chaleur, c'est la filière biomasse qui contribue le plus à atteindre l'objectif avec une production de 16,5 Mtep en 2020. Pour l'électricité, ce sont les filières de l'éolien et de l'hydraulique qui contribuent le plus à atteindre l'objectif avec des objectifs de production respectifs de 5 et 5,5 Mtep (cf. fiche 22 sur le soutien à la production d'énergie renouvelables).

Réduction des émissions non énergétiques

Les émissions des gaz à effets de serre non énergétiques sont principalement induites par les procédés industriels, les processus biologiques à l'œuvre dans le secteur agricole, la fermentation dans les installations de stockage des déchets et l'usage de gaz fluorés pour répondre aux besoins de climatisation.

Au cours des vingt dernières années, des évolutions de procédés de l'industrie chimique ont permis une réduction drastique des émissions de protoxyde d'azote de ce secteur. La réduction des autres sources émissions de gaz à effet de serre non énergétiques fait également l'objet de nombreuses mesures sectorielles. A titre d'exemple, la mise en œuvre du plan Energie, Méthanisation, Autonomie Azote, annoncé au premier semestre 2013 permettra simultanément de réduire les émissions de gaz à effet de serre du secteur agricole et d'accroître la production d'énergie renouvelable par la méthanisation des effluents d'élevage.

Il faut également signaler la séquestration par la biomasse, et notamment la séquestration forestière, qui atteint environ 8% des émissions de la France et constitue donc un levier important.

Situation actuelle et perspectives

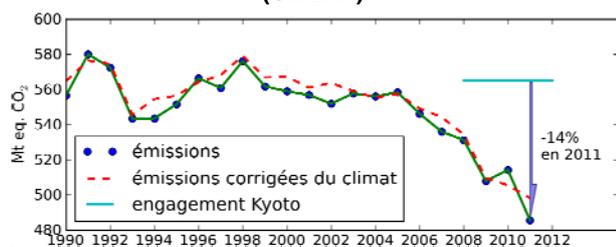
Émissions 2011

En 2011, les émissions de gaz à effet de serre de l'inventaire de la France (sur un périmètre couvrant la Métropole et les Départements d'Outre Mer) s'élèvent à 486 Mt CO₂eq. Les résultats des inventaires de 2011 montrent donc une forte baisse par rapport à l'année 2010 (-5,6 %) et par rapport à 1990 (-12,7 %) et aux engagements pris dans le cadre du protocole de Kyoto (-14%).

Les estimations préliminaires pour 2012 à partir des estimations préliminaires de l'inventaire SECTEN indiquent que les émissions sont restées stables à 486 Mt CO₂eq environ.

¹http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Fr_RMS_2013_.pdf

Émissions de gaz à effet de serre de la France (CITEPA)



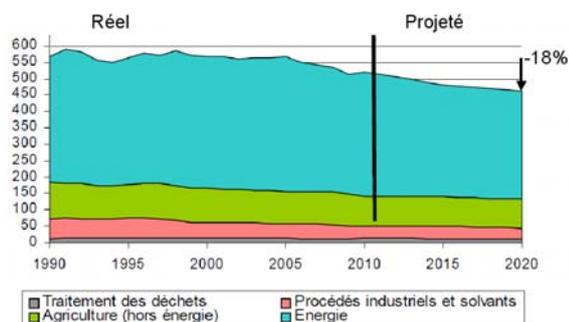
Source : CITEPA-MEDDE/DGEC

Entre 2010 et 2011, les émissions de l'industrie de l'énergie (électricité et chaleur) ont baissé de 13,3%, tandis que celles du transport, de l'agriculture et de la gestions des déchets sont restées pratiquement constantes. La baisse conjoncturelle des émissions du secteur de l'industrie de l'énergie (électricité et chaleur) s'explique en partie par la rigueur climatique particulièrement forte en métropole en 2010, et la relative douceur de 2011. Les émissions de l'industrie manufacturière qui avaient déjà chuté de 33% entre 1990 et 2010 ont continué à diminuer (-5,8 %). La baisse particulièrement forte constatée dans ce secteur depuis 1990 s'explique pour partie par les difficultés économiques rencontrées mais surtout par des améliorations de procédés (production d'acide nitrique notamment).

Projections à l'horizon 2020

Dans le cadre d'un scénario prenant en compte l'ensemble des politiques et mesures décidées et mises en œuvre avant le 1er janvier 2012 (scénario « AME 2012 »), la France atteindrait une réduction de 18% de ses émissions totales de gaz à effet de serre entre 2005 et 2020.

Projection des émissions de GES selon le scénario AME 2012



Source : MEDDE/DGEC

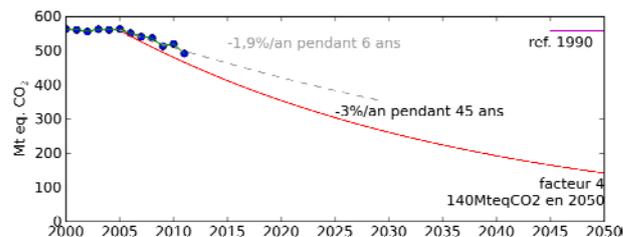
Si l'ensemble des objectifs politiques sectoriels de réduction des émissions de gaz à effet de serre figurant dans la loi avant la tenue du Débat National sur la Transition Energétique sont atteints (scénario AMS avec mesures supplémentaires), cette réduction serait même de 25 % sur la même période.

Pour les émissions non soumises au système d'échange de quotas, les réductions d'émissions

entre 2005 et 2020 sont estimées à 15% dans le scénario AME (22% dans le cadre du scénario AMS).

L'engagement de réduction de 14% pris par la France sur ces secteurs apparaît donc réaliste. Néanmoins, pour atteindre les objectifs de long terme, le rythme annuel de réduction des émissions de gaz à effet de serre devra encore être accru.

Comparaison de l'évolution des émissions depuis 2005 à une trajectoire compatible avec l'atteinte du facteur 4 à taux de réduction annuel constant



Source : MEDDE/DGEC.

Des rendez-vous déterminants

Débat National sur la transition énergétique

Afin de préparer la loi de programmation énergétique qui sera présentée au Parlement à l'Automne 2013, un grand débat national sur la transition énergétique, ouvert et citoyen est organisé au premier semestre 2013.

Il doit notamment permettre de définir les investissements nécessaires aujourd'hui pour répondre aux besoins énergétiques des prochaines décennies, d'identifier les manières d'optimiser au maximum la consommation d'énergie et les leviers à actionner pour développer les énergies renouvelables.

Ce débat aura un rôle structurant pour les politiques énergétique et d'atténuation qui seront mises en œuvre en France au cours des prochaines années.

Élaboration d'une stratégie bas-carbone nationale

Le plan climat français constitue un plan d'action, actualisé tous les deux ans, qui rassemble l'ensemble des politiques contribuant aux objectifs d'atténuation de la France. En conséquence de nos engagements internationaux et communautaires, il sera complété d'ici 2015 par l'élaboration d'une stratégie bas-carbone nationale qui permettra de replacer les politiques mises en œuvre dans une perspective de long terme, dont les objectifs d'atténuation à l'horizon 2050.

Parmi ces axes de long terme, il faut signaler notamment les travaux de Recherche et Développement, détaillés dans la fiche 33.

Fixation d'un objectif communautaire contraignant à l'horizon 2030

La Commission européenne a lancé en mars 2013 le processus d'élaboration d'un cadre pour 2030 dans le domaine du changement climatique et de l'énergie, en adoptant un livre vert qui forme la base d'une consultation publique ouverte jusqu'en juillet 2013. La fixation d'un objectif de réduction des émissions de GES pour 2030 pourrait en particulier constituer un élément déterminant pour renforcer le marché carbone européen.

- Pierre BRENDER ; Cécile GOUBET ; Olivier de GUIBERT ; Gilles CROQUETTE ; Alice VIEILLEFOSSE ; Diane SIMIU.

6 – Les marchés pétroliers et gaziers mondiaux

Malgré une croissance économique ralentie, le pétrole est resté cher, dans un contexte tendu, principalement pour des raisons géopolitiques.

Pour le gaz, les écarts de prix entre les différents marchés de consommation (Amérique du nord, Europe et Asie) tendent à se maintenir, dans un contexte de léger fléchissement du commerce mondial de gaz naturel liquéfié (GNL).

L'année 2012 a été marquée par une croissance économique mondiale en baisse par rapport à 2011, en raison notamment du ralentissement économique qui a touché les pays développés et pesé sur le dynamisme chinois. Compte tenu du contexte géopolitique tendu, la crainte de tensions sur l'offre a favorisé le maintien d'un prix élevé du pétrole. Toutefois, l'offre s'est révélée excédentaire toute l'année, grâce à l'augmentation de la production Opep et au dynamisme de la production nord-américaine.

En dépit de la baisse de la demande gazière en Europe, les prix spot et long terme ont augmenté tout au long de l'année, notamment à cause de la forte demande en GNL de l'Asie.

En Amérique du nord, les prix du gaz restent faibles du fait de l'exploitation massive des gaz non conventionnels.

Pétrole - Un cours élevé et volatil en 2012

Comme en 2011, le Brent a connu un premier trimestre haussier, avec un pic en clôture à 126,2 \$/b le 1^{er} mars, le regain de tensions géopolitiques alimentant la perception d'un risque sur l'offre. Après un deuxième trimestre baissier, le Brent s'est maintenu dans la deuxième moitié de l'année entre 105 et 115 \$/b.

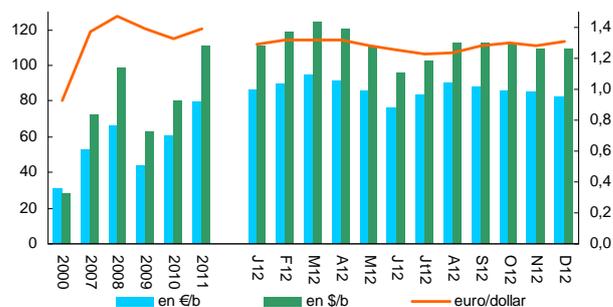
Avec une moyenne de 111,7 dollars par baril (\$/b) en 2012 pour le Brent ICE, le cours moyen du brut est quasi stable par rapport à 2011 (111 \$/b), dépassant pour la deuxième année consécutive le niveau atteint en 2008 (97 \$/b).

Marqués par une forte volatilité, les cours ont été en forte progression jusqu'au mois de mars 2012, avant de connaître au deuxième trimestre une baisse marquée, qui a poussé le Brent au plus bas à 89 \$/b le 21 juin, après un pic à 126,2 \$/b le 1^{er} mars (et même 128 \$/b en cotation intrajournalière). Les cours ont rebondi au troisième trimestre, jusqu'à 116,9 \$/b, avant de se stabiliser à partir de mi-octobre dans une fourchette 105-112 \$/b.

Les tensions géopolitiques ont été tout au long de l'année un facteur de soutien des cours, avec un contexte marqué par les tensions croissantes entre la communauté internationale et l'Iran au sujet de son programme nucléaire et la politique de sanctions pétrolières adoptée par les Etats-Unis (loi du 31 décembre 2011) et l'Union européenne (décision d'embargo prise le 23 janvier 2012). L'anticipation des conséquences des sanctions a contribué à la perception d'un risque sur le niveau de l'offre, dans un contexte d'incertitudes alimenté par d'autres tensions (événements au Yémen, en Syrie, interruption de la production au Soudan du Sud). La dégrue des cours au deuxième trimestre a été favorisée par le niveau élevé de l'offre, grâce aux efforts de production des pays du Golfe, de l'Arabie Saoudite en particulier, et la dégradation du contexte économique mondial, qui a pesé sur les perspectives de demande pétrolière.

Exprimé en euros, le prix moyen du Brent s'établit à 86,8 €/b cette année, en hausse de 9 % par rapport à 2011 (79,6 €/b), compte tenu de la forte baisse du niveau de l'euro par rapport à 2011, passé de 1,39 \$ à 1,3 \$. Le prix du baril en euro a atteint son point haut en mars, à 94,3 €/b, et son niveau le plus faible en juin, à 76,6 €/b, la baisse du cours en dollar ayant été partiellement compensée par le fort recul de l'euro, passé de 1,32 \$ au 1^{er} trimestre à 1,25 \$ en juin. La remontée du cours de l'euro au dernier trimestre, après un point bas durant l'été, a permis d'observer une baisse du cours du Brent en €/b.

Evolution du cours du Brent ICE et de l'euro



Source : DGEC – Reuters

La lutte contre la volatilité des prix reste une priorité de l'agenda international. Les discussions se sont poursuivies en 2012 au niveau international pour tenter de limiter la volatilité excessive des prix du pétrole, notamment dans le cadre du Forum international de l'énergie et dans le cadre du G20.

Ces initiatives visent notamment à permettre :

- **une meilleure information des marchés sur la situation et les perspectives de l'approvisionnement mondial.** Le sommet du G20 de Los Cabos a réaffirmé l'engagement d'améliorer la régularité, l'exhaustivité et la fiabilité de la base de données pétrolières JODI. Les travaux portent également sur le rôle des agences d'évaluation des prix qui, en l'absence de marchés organisés pour le pétrole physique, jouent un rôle essentiel dans la formation des prix. En 2012, le G20 a commandité un rapport présentant des recommandations en vue d'améliorer le fonctionnement et la surveillance de ces agences.

- **un approfondissement du dialogue entre producteurs et consommateurs,** sous l'égide du Forum International de l'Energie (FIE), en particulier sur deux thèmes : une meilleure compréhension du fonctionnement des marchés pétroliers, et une vision partagée des perspectives énergétiques.

- **un renforcement de la régulation des marchés financiers dérivés du pétrole,** qui ont connu d'importantes évolutions au cours des dernières années (arrivée de nouveaux acteurs financiers, transactions automatisées, ...). Les discussions au sein du G20 visent à accroître la transparence sur ces marchés, et à rendre la régulation plus efficace, en particulier sur les marchés de gré à gré. Après les Etats-Unis en 2010 (Dodd Frank Act sur la réforme de Wall Street et la protection des consommateurs), l'Europe a poursuivi le processus de refonte de sa réglementation financière (Règlement n° 648/2012 du 4 juillet 2012 sur les produits dérivés, les contreparties centrales et les référentiels centraux, adoption des normes techniques).

Après les Etats-Unis en 2010 (Dodd Frank Act sur la réforme de Wall Street et la protection des consommateurs), l'Europe a poursuivi le processus de refonte de sa réglementation financière (Règlement n° 648/2012 du 4 juillet 2012 sur les produits dérivés, les contreparties centrales et les référentiels centraux, adoption des normes techniques).

Equilibre offre/demande

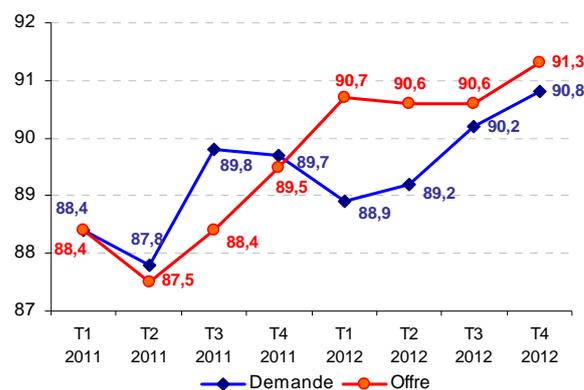
La demande a augmenté de 0,9 millions de barils par jour (Mb/j), passant de 88,9 Mb/j en 2011 à 89,8 Mb/j en 2012. La production mondiale a augmenté de 2,4 millions de barils par jour (Mb/j) en 2012, passant de 88,4 Mb/j en 2011 à 90,8 Mb/j en 2012. Un excédent d'offre a perduré tout au long de

l'année 2012, au prix d'une forte baisse des capacités de production non utilisées.

Comme en 2011, **la demande a connu une croissance modérée**, en raison notamment de la dégradation du contexte économique, qui a pesé sur la consommation des pays OCDE, en baisse de 0,7 Mb/j, à 45,9 Mb/j, mais aussi sur la croissance de la consommation chinoise, qui a augmenté de 0,4 Mb/j, à 9,6 Mb/j. La forte hausse des prix au premier trimestre a également pesé sur la consommation.

Un excédent d'offre a perduré toute l'année, à hauteur en moyenne de 1 Mb/j. L'excédent a été particulièrement prononcé dans la première moitié de l'année, quand la production de brut de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (Opep) a connu une nette augmentation, passant de 30,4 Mb/j au quatrième trimestre 2011 à 31,7 Mb/j au second trimestre 2012, tandis que la demande était peu dynamique.

Demande et production de pétrole en 2011 et 2012



Source : AIE (avril 2013)

La production effective de brut de l'Opep a été supérieure toute l'année 2012 au quota fixé en décembre 2011 à 30 Mb/j. Ce quota collectif de production a été reconduit lors des réunions de juin et décembre 2012.

Les capacités de production non utilisées, qui avaient déjà connu une baisse sensible en 2011, ont de nouveau fortement baissé en 2012. En effet, l'effort de production de différents pays du Golfe, de l'Arabie Saoudite en particulier qui détient l'essentiel des capacités excédentaires, à hauteur d'environ 2 Mb/j selon l'AIE, a fait passer les capacités excédentaires *effectives* (chiffre retraité par l'AIE) d'environ 2,8 Mb/j en janvier à 2,3 Mb/j en juin, avant qu'elles remontent en décembre à 3,3 Mb/j suite à une diminution de la

production saoudienne. Les capacités excédentaires effectives ont ainsi été en moyenne de 2,6 Mb/j, soit 1 Mb/j de moins qu'en 2011.

Production et approvisionnement pétroliers

La croissance de l'offre est principalement venue de la production Opep, qui a augmenté de 1,8 Mb/j en 2012. L'offre non Opep, en hausse de 0,6 Mb/j, a connu une évolution contrastée selon les zones géographiques, avec des difficultés prolongées dans différents endroits, et une croissance marquée en Amérique du Nord.

L'essentiel de la croissance de la production a été assuré par les pays de l'Opep. Suite à l'augmentation de la production des pays du Golfe, la production Opep a été en moyenne de 37,5 Mb/j, dont 31,3 Mb/j de brut, malgré la **mise en œuvre de sanctions contre l'Iran, dont la production et les exportations ont fortement décliné.** En effet, l'Union européenne a renoncé à importer tout brut d'origine iranienne à compter du 1^{er} juillet 2012, après une période transitoire au premier semestre permettant l'exécution des contrats en cours. De plus, la majorité des autres pays importateurs, en Asie en particulier, a réduit ses importations pour satisfaire aux conditions d'obtention de l'exemption des sanctions financières américaines. Les exportations de brut iraniennes sont ainsi passées d'environ 2,5 Mb/j en 2011 à moins d'1 Mb/j à partir de l'été 2012, avant de remonter en fin d'année autour de 1,2 - 1,4 Mb/j. La diminution des débouchés à l'exportation a contribué à peser sur le niveau de la production de brut iranienne, passée de 3,4 Mb/j au 1^{er} trimestre 2012 à 2,7 Mb/j au quatrième trimestre.

La production de brut saoudienne, qui avait déjà fortement augmenté en 2011 pour faire face à la perte de la production libyenne, a de nouveau augmenté de 0,5 Mb/j en 2012, atteignant 9,8 Mb/j. Au second trimestre, l'Arabie Saoudite a produit jusqu'à 10 Mb/j, son plus haut niveau de production depuis les années 80. Le Koweït a augmenté sa production de brut de 0,2 Mb/j, à 2,7 Mb/j et les Emirats arabes unis de 0,15 Mb/j, à 2,65 Mb/j. La production de brut irakienne continue de progresser, ayant atteint 3 Mb/j (+0,3 Mb/j).

Évolution de la production mondiale en 2012

En millions de barils par jour	Production 2011	Production 2012	Evolution
Opep	35,7	37,5	+ 1,8
Brut	29,9	31,3	+ 1,4
Condensats	5,8	6,2	+ 0,4
Non-Opep	52,8	53,36	+ 0,6
Am. du nord	14,6	15,8	+ 1,2
Am. latine	4,2	4,2	-
Europe	3,8	3,5	- 0,3
Afrique	2,6	2,3	- 0,3
Moyen-Orient	1,7	1,5	- 0,2
CEI	13,6	13,7	+ 0,1
Asie	7,7	7,8	+ 0,1
Biocarburants	2,1	2,1	-
Total	88,4	90,8	+ 2,4

Source : AIE (avril 2013)

Du côté de la production non-Opep, après une année de stagnation en 2011, on note un retour de la croissance en 2012, essentiellement grâce au dynamisme de la production nord américaine. L'essor de la production de pétrole non conventionnel aux Etats-Unis, sous forme de pétrole de réservoirs compacts, s'est révélé d'une ampleur inattendue. Les Etats-Unis ont connu en 2012 une augmentation de leur production d'1 Mb/j, à 9,1 Mb/j, ce qui représente une hausse annuelle record pour un producteur non-Opep. La production non conventionnelle, qui a décollé à partir de 2009, connaît une croissance continue, appelée à se poursuivre à moyen-terme. L'AIE prévoit une hausse de la production de pétrole de réservoirs compacts de 2,3 Mb/j entre 2012 et 2018, ce qui représenterait 82% de la croissance de la production pétrolière américaine attendue sur la période. La production canadienne a progressé de 260 kb/j. La production russe a augmenté de 130 kb/j, à 10,73 Mb/j.

Les événements politiques ont causé une forte diminution de la production au Yémen (- 50 kb/j) et en Syrie (- 170 kb/j), accroissant le déclin déjà amorcé en 2011. La production africaine est en baisse (- 290 kb/j), en lien principalement avec l'interruption dès la fin du mois de janvier 2012 de la production pétrolière du Soudan du Sud, suite à une série de différends avec le Soudan, notamment sur le tarif de transit des oléoducs. La production européenne est en baisse de 300 kb/j, poursuivant son déclin structurel, auquel se sont ajoutées des difficultés techniques, en particulier sur le champ britannique de Buzzard qui a connu une maintenance prolongée.

Les changements du marché mondial se traduisent par une évolution du poids relatif de certains producteurs dans les approvisionnements européens.

Origine des approvisionnements en pétrole brut de l'UE 24¹

	2009	2010	2011	2012
Total en Mt	550	551	535	560
Russie	31%	32%	32%	31%
Norvège	14%	13%	12%	11%
Arabie Saoudite	5%	6%	8%	9%
Nigeria	4%	4%	6%	8%
Libye	9%	10%	3%	8%
Kazakhstan	5%	5%	5%	5%
Azerbaïdjan	4%	4%	5%	3%
Irak	4%	3%	3%	4%
Algérie	2%	1%	2%	3%
Angola	3%	2%	2%	2%
Danemark	1%	1%	1%	1%
Iran	4%	5%	6%	1%

Source : Eurostat

On note la progression constante de l'Arabie Saoudite, devenue le troisième fournisseur, à la faveur notamment de son rôle d'approvisionnement de substitution en 2011 après la perte du brut libyen, et en 2012, après la mise en œuvre de l'embargo contre l'Iran. Ce dernier recule ainsi fortement, à moins d'1% des approvisionnements. La Libye, qui avait fortement reculé en 2011, a presque regagné son poids antérieur à la guerre, ayant restauré l'essentiel de sa production (1,4 Mb/j en moyenne, contre 1,6 Mb/j avant le conflit). On constate également une progression des approvisionnements en provenance du Nigeria. Fournisseur alternatif à la Libye en 2011, le Nigeria a accru ses débouchés vers l'Europe en 2012 à la faveur du recul des importations américaines, les Etats-Unis bénéficiant désormais de la croissance de leur production de pétrole léger non conventionnel. Les statistiques d'importations françaises de pétrole brut permettent de faire des observations similaires. Pour la deuxième année consécutive, l'Arabie Saoudite progresse fortement, devenant le deuxième fournisseur, quand elle était le cinquième en 2010. La Libye est remontée à la quatrième place, après avoir chuté à la huitième place en 2011. Les importations d'Iran ont chuté de 4,7% en 2011 à 0,1% en 2012. En revanche, les importations depuis le Nigeria, qui avaient progressé en 2011, sont restées stables en 2012.

¹ Liste des pays non exhaustive. Périmètre UE 24, hors Bulgarie, Estonie et Chypre, pour cause d'indisponibilité à la date de rédaction des données statistiques complètes dans Eurostat.

Principales tendances pour les entreprises pétrolières

Les résultats des entreprises sont en croissance, avec de bons résultats du secteur aval mais une baisse de la production

Le résultat net ajusté (hors éléments non récurrents) des entreprises privées internationales est en forte hausse : + 9 % pour ExxonMobil, + 8 % pour Total, + 2 % pour Royal Dutch Shell.

Contrairement aux années précédentes, où les activités de raffinage pesaient sur les résultats des groupes intégrés, en 2012, le niveau élevé des marges de raffinage a contribué à la bonne performance des activités en aval (raffinage, pétrochimie). Cependant, malgré le cours toujours élevé du brut, la performance des activités en amont est moins bonne, en raison notamment de la baisse des volumes produits.

La majorité de ces grandes entreprises affiche un recul de leur production d'hydrocarbures. La tendance à la stagnation ou au recul de la production de liquides se poursuit en 2012, associée la plupart du temps à un recul de la production gazière, qui avait été dynamique en 2011.

L'évolution de la production d'hydrocarbures s'élève à + 1,5% pour Shell (- 2% pour le pétrole), - 2 % pour Total (production pétrolière stable); - 2,6 % pour Chevron (- 4,6% pour le pétrole); - 5,7% pour BP (- 8,2% pour le pétrole), - 5,9% pour Exxon (- 5,5% pour le pétrole).

Parmi les facteurs ayant contribué à ce recul, on peut noter la situation en Syrie et au Yémen, notamment pour Total, certains incidents et problèmes de production (fermeture du site gazier d'Elgin en mer du Nord, problèmes au Nigeria suite aux inondations). De plus s'ajoute l'effet des dispositions contractuelles des accords de partage de production qui réduisent le volume de production alloué en cas de hausse des prix du pétrole.

La hausse des investissements s'est poursuivie en 2012

Selon l'IFPEN, le cycle amorcé en 2010 s'est poursuivi en 2012, avec une croissance des investissements en exploration-production

d'environ 13%, autour de 640 milliards de dollars. Les régions les plus dynamiques ont été l'Europe, avec un dynamisme particulier en mer du nord britannique, et la CEI. L'investissement en Amérique latine reste important avec le développement des ressources brésiliennes de l'anté-salifère. L'Amérique du Nord se caractérise par un niveau d'investissement sensiblement plus faible qu'en 2011, en raison de la réduction des investissements gaziers consécutive à la chute du prix du gaz.

Le prix élevé du baril favorise l'investissement, malgré la reprise de la hausse des coûts.

2012, une année marquée par de grandes opérations de fusion/acquisition

Le nombre d'opérations de fusion/acquisition dans l'exploration-production pétrolière et gazière est en baisse en 2012 (- 20 %), mais leur valeur est en hausse de 49% (254 milliards de dollars – étude PLS-Derrick), en raison de trois opérations de grande envergure, parmi lesquelles les transactions menées par Rosneft et CNOOC.

L'opération la plus importante a été réalisée par l'entreprise russe Rosneft, qui a racheté la co-entreprise TNK-BP, réalisant la troisième plus grosse fusion-acquisition du secteur énergétique, après la fusion entre les américains Exxon et Mobil et l'absorption d'Elf par Total.

Les entreprises chinoises poursuivent activement leur politique d'acquisition. L'année 2012 a ainsi été marquée par l'acquisition par CNOOC de l'entreprise canadienne Nexen, représentant le plus gros achat d'une société canadienne par une compagnie chinoise. CNOOC acquiert ainsi des gisements au Canada, mais aussi dans différentes localisations (Golfe du Mexique, Afrique, Mer du Nord). A la suite de cette acquisition, le Canada a décidé de resserrer les critères permettant le rachat de groupes canadiens par des sociétés étrangères, notamment pour le contrôle de gisements de sables bitumineux.

Les marchés gaziers mondiaux

Marchés européens

Les prix du gaz sur les marchés au comptant (spot) européens ont été marqués par une remontée progressive et constante durant l'année 2012, avec des pics de prix atteints pendant quelques jours durant la vague de

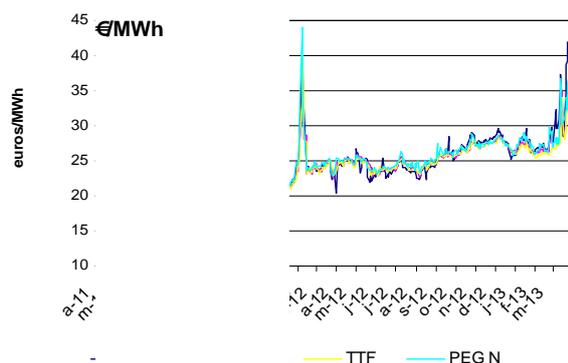
froid de mi-février. Ainsi, les prix ont évolué de 22 €/MWh en janvier à 28 €/MWh en décembre, avec un prix moyen passé de 22 €/MWh environ en 2011 à 25 €/MWh en 2012.

Cette remontée des prix sur les marchés spot peut sembler paradoxale au regard de l'évolution de la demande gazière européenne, en baisse de 1% en 2012 par rapport à 2011 (Eurogas) ; elle est une traduction de la raréfaction relative du gaz naturel liquéfié (GNL) disponible pour l'Europe au profit des marchés asiatiques. Si les marchés européens demeurent bien approvisionnés à ce jour, l'écart de prix spot avec les marchés asiatiques, de 50% environ sur l'année, a pour effet d'orienter les cargaisons de GNL en particulier vers le Japon et la Corée du sud. Ceci explique en partie la remontée des prix spot en Europe.

Le prix des contrats long terme européens indexés pour partie sur les prix du pétrole, et pour une part croissante (de l'ordre de 30% en moyenne) sur les marchés spot européens, a été supérieur de 30% environ au prix spot durant l'année écoulée, et se situait autour de 35 €/MWh fin 2012. A la fin du premier trimestre 2013, l'écart entre prix spot et prix de long terme tendait à se réduire autour de 20% à mesure de la remontée tendancielle des prix spot.

En février 2012, l'Europe a connu une vague de froid d'environ deux semaines avec des températures descendant en deçà des moyennes saisonnières. Un pic historique de consommation gazière en volume a été atteint dans plusieurs pays européens (3 662 GWh/j le 8 février en France) lié au surcroît de demande des ménages et à la consommation des centrales à cycle combiné gaz (CCCG). Celui-ci s'est traduit par des hausses ponctuelles des prix spot sur les marchés européens qui ont pu dépasser 40 €/MWh pendant quelques jours avant de revenir à leur niveau moyen constaté en 2011.

Evolution du cours du gaz sur les principaux marchés d'Europe du nord-ouest (prix day-ahead)



Source : DUKU

Marché américain

Le marché gazier nord-américain est un cas particulier dans la mesure où il a tendance à fonctionner à la manière d'un « îlot gazier ». L'abondance de gaz, liée à la montée en puissance de la production de gaz non conventionnels, a maintenu les prix du gaz à un niveau peu élevé, autour de 8-9 €/MWh en moyenne en 2012, avec un point bas historique à 4,6 €/MWh le 20 avril.

La part des gaz non conventionnels² dans la production nationale est de près de 60% aujourd'hui et pourrait atteindre 75% d'ici 2035. La part du gaz de schiste dans la consommation totale de gaz des Etats-Unis est aujourd'hui de 32%, laquelle représente elle-même 30% de la consommation totale d'énergie. En 2020, le gaz de schiste devrait représenter 38% de la consommation de gaz naturel des Etats-Unis. Avec une croissance estimée à 1% par an, la production de gaz naturel pourrait dépasser la consommation intérieure en 2020. L'AIE estime dans son WEO 2012 que les États-Unis pourraient devenir exportateurs nets de gaz naturel, avec d'ici 2035, 7% de la production destinée à l'exportation, aux deux tiers en direction de l'Asie.

Les projets en cours prévoient un début des exportations de GNL des Etats-Unis à partir de 2016, mais il est difficile de mesurer à ce jour la portée de ces développements, sachant que seul le projet de terminal méthanier de liquéfaction de Sabine Pass (Louisiane) a obtenu en mai 2012 l'autorisation d'exporter des autorités américaines.

² Production totale 2010 (BP et EIA) : 673 Gm3, dont gaz de schiste : 151 Gm3 (22,5%), gaz de réservoirs compacts : environ 140 Gm3 (21%) et gaz de houille : environ 53 Gm3 (7,9%).

Certains experts estiment que le prix actuel est susceptible de décourager les investissements dans la mesure où les gisements de gaz de schiste ne recèlent que peu de liquides de gaz associés, plus rentables. Les marchés anticipent toutefois un retour progressif vers les 12 €/MWh en 2014. D'autre part, les perspectives d'exportations d'une partie du gaz américain sous forme de GNL font l'objet de réflexions prudentes aux Etats-Unis en raison des risques de hausse des prix sur le marché domestique, laquelle pourrait être préjudiciable en particulier aux industries consommatrices de gaz. Le département de l'énergie américain (DoE) a ainsi indiqué qu'il prendrait en compte l'impact des projets d'exportation de GNL non seulement sur la sécurité d'approvisionnement des Etats-Unis, mais également sur le prix du marché domestique.

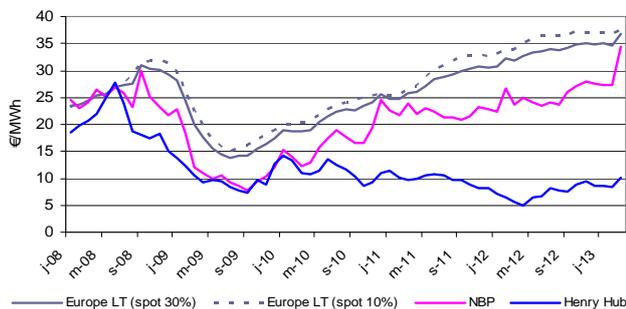
Marché asiatique

L'accident de Fukushima en mars 2011 a eu des conséquences marquées sur la demande gazière, à la fois à court, moyen et long terme. A court terme, certaines centrales au charbon ayant été touchées par le tremblement de terre, ce sont principalement les centrales à gaz qui permettent de pallier l'indisponibilité actuellement presque totale du parc nucléaire japonais. Selon Cedigaz, la demande de gaz naturel a augmenté de 10,8%, à 119,60 milliards de m3 (Gm3) en 2012, par rapport à 107,90 Gm3 en 2011 (2010 : 97,1 Gm3, soit +11,1%).

Le surcroît de demande exerce une pression à la hausse sur les prix du GNL en Asie, qui ont évolué entre 35 et 42 €/MWh sur l'année. L'écart entre les prix spot européens et asiatiques (de l'ordre de 10-12 €/MWh) a pour effet de réorienter les flux GNL de l'Europe vers l'Asie, avec un effet haussier sur les prix européens.

La consommation de gaz dans le monde a augmenté de 3% en 2012 selon Cedigaz. Les marchés demeurent bien approvisionnés dans l'ensemble des régions du monde en dépit du surcroît de demande enregistré notamment au Japon. La croissance économique modérée et les températures hivernales supérieures aux moyennes saisonnières dans l'hémisphère nord ont contribué à modérer l'évolution de la demande.

Comparaison des prix du gaz sur le marché spot britannique (NBP), aux Etats-Unis (Henry Hub) et dans le cadre des contrats long terme (Europe LT, avec parts spot 10% et 30%)



Source : DGEC

Un commerce mondial de GNL en léger fléchissement

Les échanges mondiaux de GNL ont totalisé 236,3 millions de tonnes (Mt) en 2012, soit -1,9% par rapport à 2011. Ce fléchissement de 4,5 Mt d'une année sur l'autre s'explique à la fois par les arrêts d'infrastructures pour maintenance non programmés et par l'atermoisement de la mise en service de certains projets de terminaux de liquéfaction (le seul train de liquéfaction mis en service a été celui de Pluto, en Australie). Dans le même temps, le surcroît de demande principalement du Japon, de la Chine, de l'Inde et de l'Amérique latine a engendré des tensions sur le marché mondial. Partiellement compensé par la montée en puissance en Australie, le déclin de la production en Asie-Pacifique, avec une baisse de 2,7 Mt (-3%) est surtout imputable à deux pays : l'Indonésie (-13,3%) et la Malaisie (-4,8%). Sur le bassin Atlantique, en baisse globale de 2,2%, l'augmentation de la production constatée en Norvège, au Nigeria et à Trinidad-et-Tobago a été inférieure aux reculs de l'Algérie, de l'Égypte et de la Guinée Équatoriale. S'agissant du Moyen-Orient, les exportations totales ont diminué de 500 000 t l'an dernier, en dépit d'un ajout de 1 Mt de capacités au Qatar.

Le total des échanges mondiaux de GNL en 2012 demeure par conséquent inférieur aux 282 Mt de capacités globales de liquéfaction recensées en fin d'année (réparties sur quatre-vingt-neuf trains dans dix-huit pays) à partir de quatre-vingt-neuf terminaux. Quant aux capacités d'accueil et de regazéification, elles représentaient à la même date 668 Mt réparties sur quatre-vingt-treize terminaux dans vingt-six pays. Les volumes importés sur une base spot ou à court terme ont représenté

59,2 Mt, soit environ le quart des échanges mondiaux de GNL.

Les cargaisons de GNL ont été à 40% en provenance du Moyen-Orient, à comparer avec une part asiatique de la demande de 71%. Le flux d'échanges au départ du bassin Atlantique vers celui du Pacifique a représenté 20 Mt. S'agissant de l'offre, huit des dix-huit pays exportateurs assurent 83% du total des exportations. Pour la demande, sept des vingt-six pays importateurs (Japon, Corée du sud, Chine, Inde, Taïwan et Royaume-Uni) ont représenté 81% des volumes, dont 53% les seuls Japon et Corée du sud³.

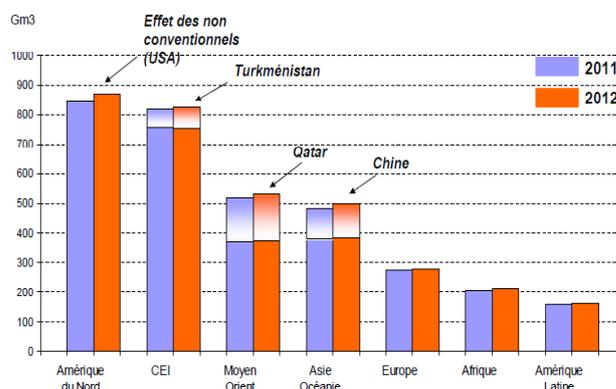
L'exploration et la production gazières dans le monde

Une production mondiale en légère augmentation

En 2012, la production gazière mondiale s'est accrue de 2,8%. Elle est restée soutenue dans la plupart des régions, avec une croissance importante en Amérique du nord, même si la production des gaz non conventionnels continue sa progression à un rythme moins élevé qu'en 2011. Selon Cedigaz, la production américaine devrait encore augmenter d'environ 5% en 2012, la valorisation des gaz associés au pétrole (au pétrole de schiste en particulier) pouvant compenser la baisse du nombre de forages sur les gisements de gaz « sec ».

Le gaz non conventionnel devrait contribuer pour près de la moitié à l'augmentation de la production mondiale de gaz d'ici 2035, laquelle proviendrait essentiellement de la Chine, des États-Unis et de l'Australie (AIE, WEO 2012).

Production mondiale en 2012



Source : Cedigaz

³ Pour l'Europe, cf. infra.

Les réserves mondiales cumulées conventionnelles et non conventionnelles s'accroissent

Les réserves prouvées de gaz naturel ont atteint 208 400 Gm³ fin 2011 (selon BP ; 199 593 Gm³ selon Cedigaz), avec une croissance au 1^{er} janvier 2012 par rapport à 2011 de + 2 676 Gm³ en Russie, de + 530 Gm³ en Iran, de + 290 Gm³ aux Etats-Unis (selon Cedigaz), soit 64,6 années au rythme de production actuel.

L'AIE estime à 790 000 Gm³ le volume cumulé des réserves conventionnelles et non conventionnelles, ce qui équivaut à environ 230 années de consommation au rythme actuel (près de 3 400 Gm³). La Russie détient les premières réserves mondiales de gaz conventionnel et devrait rester le principal producteur d'ici 2035. La production de l'Irak, du Brésil et des nouveaux pays producteurs en Afrique de l'est devrait également croître de manière significative.

Le Mozambique et la Tanzanie pourraient à terme suivre le Qatar et l'Australie en tant qu'exportateurs majeurs de GNL, sachant que les réserves est-africaines cumulées de gaz, pouvant être estimées entre environ 1 300 et 2 300 Gm³, sont suffisamment importantes pour justifier des projets d'exportation de GNL à grande échelle.

Les enjeux des approvisionnements européens en gaz

Baisse de la consommation gazière européenne

La consommation gazière dans les vingt-sept Etats membres de l'UE a connu une nouvelle baisse légère, à 466 Gm³ (-1%), après un déclin de 10,7% en 2011 (Eurogas). Ce fléchissement s'explique par la situation économique défavorable, mais a toutefois été tempéré par comparaison avec l'année précédente, en raison de températures hivernales moyennes relativement basses et de la vague de froid de février 2012 qui ont contribué à stimuler la demande des secteurs résidentiel et tertiaire.

Si la consommation a baissé dans une majorité de pays, elle a cependant progressé en France (+3,8%), en Allemagne (+1,4%, premier marché européen en volume), en Estonie (+4,6%) et en Pologne (+6,1%). La Finlande (-10,5%), le Portugal (-12,7%), la

Hongrie et la Suède (-12,8% dans les deux cas) ont connu le plus fort recul. Quoique plus modérées, les baisses constatées en Italie (-3,9%) et au Royaume-Uni (-5,4%) ont concerné les troisième et deuxième marchés en volume de l'UE.

Pour la production d'électricité, la part du gaz a décliné en partie du fait de l'accroissement des capacités fondées sur les énergies renouvelables, mais aussi de la concurrence du charbon et du lignite, et des fondamentaux défavorables de la demande. Ces différents facteurs ont entraîné un fort recul de l'activité des centrales à cycle combiné gaz (cf. fiche sur les marchés européens de l'électricité).

Une dépendance croissante aux importations dans un contexte de baisse de la production domestique

La part de la production domestique dans la demande de l'UE était de 34% du total des approvisionnements en 2012 (Eurogas). La production domestique a décliné de 5%, à 163 Gm³, en raison d'une demande atone et d'un déclin des bassins de production matures. Les principaux fournisseurs extérieurs de l'Europe ont été la Russie (23% des importations, exclusivement par gazoducs), la Norvège (21%), l'Algérie (9%, dont l'essentiel a été fourni sous forme de GNL). Plus de dix pays ont contribué à l'approvisionnement de l'Europe en GNL (13% du total des importations de gaz), dont le Qatar a toutefois fourni la majeure partie (environ 9% de l'approvisionnement total en gaz de l'UE). Les importations européennes de GNL sont en baisse moyenne de 27%, avec - 31,9% pour la France, - 43,6% pour le Royaume-Uni, - 17,8% pour l'Italie, - 3,5% pour les Pays-Bas, - 16,1% pour l'Espagne et - 16,6% pour la Grèce. Dans le même temps, elles ont augmenté de 9,2% en moyenne en 2012 en Asie, avec + 12,2% pour la Chine et + 11,4% pour le Japon (GIIGNL 2012).

Peu de mises en service de nouvelles infrastructures

Aucun terminal méthanier n'a été mis en service en Europe en 2012, mais plusieurs projets sont en cours de construction.

Infrastructures de regazéification mises en construction

Projet	Capacité (Gm3/an)	Mise en service prévisionnelle
El Musel (Espagne)	7	Ajourné
OLT Offshore LNG Toscana (Italie)	3,75	Octobre 2013
Polskie LNG (Pologne)	5 (voire 7,5)	mi-2014
Dunkerque LNG (France)	13	Décembre 2015
Augmentation de capacité		
Bilbao (Espagne)	3,5	fin 2014

La seconde conduite du gazoduc Nord Stream, qui relie directement la Russie à l'Allemagne sous la mer Baltique, d'une capacité de 27,5 Gm3/an, a été mise en service en octobre 2012.

D'autres projets ont également connu des avancées dans la zone :

- l'interconnexion Bulgarie-Roumanie, qui pourrait entrer en service en 2013 ;
- le développement des interconnexions entre la Pologne et la Slovaquie (prévu pour 2013), visant notamment à mettre en place des flux rebours dans le sens ouest-est ;
- le renforcement des interconnexions entre la Slovénie, l'Autriche et l'Italie ; entre la Lituanie et la Lettonie (les travaux ont commencé, entrée en service prévue en 2013).

De nombreux projets de stockages, mais des incertitudes sur leur réalisation effective

Les sites de stockage souterrain de gaz permettent tout à la fois d'absorber les variations saisonnières de la demande (durant les pointes hivernales) et de sécuriser l'approvisionnement en cas de défaillance d'une source ou d'une voie d'approvisionnement.

La capacité de stockage dans l'UE peut être estimée à 93 Gm3, selon le recensement effectué par l'organisation professionnelle Gas Storage Europe (GSE) en août 2012.

A l'avenir, la capacité de stockage pourrait connaître une expansion notable. GSE fait en effet état de 159 projets⁴, représentant une capacité supplémentaire potentielle de 71 Gm3.

Les principaux projets sont envisagés afin de répondre à des problématiques de sécurité d'approvisionnement dans des pays ne disposant pas de capacités de stockage suffisantes (Royaume-Uni, Espagne...). Toutefois, leur équilibre économique n'est pas assuré dans le contexte actuel, notamment en raison du faible différentiel observé depuis trois ans entre les prix été et hiver sur les marchés gaziers européens, qui rend moins attractive l'utilisation des stockages.

- Isabelle VENTURINI ; Philip HESSKE.

⁴ Source : GSE, données de juin 2011.

7 – Les marchés européens de l'électricité

L'intégration grandissante des énergies renouvelables sous contrat d'achat (financées hors marché par le consommateur ou le contribuable), et la baisse des prix du charbon conduisent à une baisse quasi-générale des prix de l'électricité sur les marchés de gros en Europe

L'année 2012 est marquée par la faiblesse des prix observés sur les marchés de gros de l'électricité européens, aussi bien sur les marchés spot que sur les marchés à terme. Le marché européen est en effet affecté par la crise économique, qui coïncide avec une forte croissance des volumes produits à partir d'énergie renouvelables et injectés prioritairement sur les réseaux.

Enfin, la hausse des prix du gaz en 2012 couplée à un prix de l'électricité qui reste bas affecte les marges des centrales à gaz et profite particulièrement aux centrales à charbon, favorisées par une baisse des prix du charbon et des prix du CO₂.

Généralités sur les marchés de gros de l'électricité

Le marché de gros de l'électricité correspond aux échanges d'électricité entre les producteurs, des intermédiaires grossistes (courtiers, traders) et les fournisseurs.

Les échanges prennent place sur des marchés organisés (des bourses d'électricité où l'ensemble des offres et des demandes sont agrégées de façon à obtenir un prix unique pour l'ensemble des acteurs) ou bien sur les marchés de gré à gré (encore appelés OTC pour « over-the-counter »).

On distingue 2 types de produits :

- **Les produits spot**, pour livraison le lendemain (« day-ahead ») ou la même journée (« intraday »). Ils sont définis au pas horaire mais peuvent être achetés par blocs (de 3h), sur une journée entière (livraison en base) ou sur 12h entre 8h et 20h (livraison en pointe) ;
- **Les produits à terme**, pour livraison différée. Sur le marché organisé français, il existe des produits à échéance hebdomadaire, mensuelle, trimestrielle et annuelle. Certaines bourses d'autres pays proposent également des produits semestriels.

Les produits à terme constituent une part importante de l'approvisionnement des fournisseurs¹ mais peuvent également constituer

¹ En France, leur part est plus réduite, compte tenu du rôle prépondérant de l'ARENH (Accès régulé à l'électricité nucléaire historique, qui permet aux fournisseurs alternatifs de s'approvisionner auprès d'EDF au coût complet du parc nucléaire historique) dans l'approvisionnement des fournisseurs.

des produits de couverture ne donnant pas systématiquement lieu à des livraisons physiques. Les produits spot, quant à eux, permettent à un acteur donné d'équilibrer ou de rééquilibrer son périmètre d'injection et de soutirage la veille pour le lendemain ou le jour même afin de parer aux éventuels aléas (défaillance d'une unité de production, aléa climatique ayant conduit à une hausse/diminution de la demande). Ainsi, par définition, les volumes échangés sont beaucoup plus importants sur les marchés à terme que sur les marchés spot.

Le prix spot de l'électricité correspond, dans le cas général, au coût marginal de production de la dernière centrale appelée pour assurer l'équilibre offre-demande, c'est-à-dire la centrale en fonctionnement ayant le coût le plus élevé.

Les marchés de l'électricité ont des caractéristiques très particulières car, contrairement au gaz ou aux produits pétroliers, l'électricité est un bien qui ne se stocke pas. L'équilibre offre-demande doit donc être réalisé à chaque instant sous peine de délestages (« black-out ») qui ont un coût très important pour la société. On observe donc une volatilité importante des prix et une certaine saisonnalité, en particulier en France où la forte pénétration du chauffage électrique conduit régulièrement à des pics de consommation en hiver.

Des marchés européens de plus en plus interconnectés

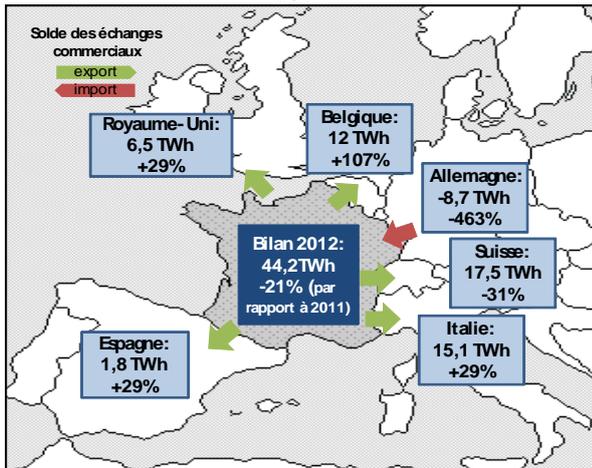
La consommation brute d'électricité en France est d'environ 490 TWh en 2012. En puissance, cela correspond à une demande moyenne de l'ordre de 55 GW, avec une forte variabilité (de 32 GW la nuit en été, à plus de 100 GW en hiver à la pointe de consommation).

Les interconnexions avec les pays voisins contribuent de manière significative à la sécurité d'approvisionnement, avec des capacités d'importation estimées à environ 9 GW, et des capacités d'exportation estimées à 13 GW. Le développement des interconnexions permet ainsi de limiter la construction de nouvelles centrales pour assurer l'équilibre offre-demande notamment à la pointe et facilite l'intégration des énergies renouvelables intermittentes (solaire, éolien).

Influence des interconnexions sur les prix

En 2012, le solde des échanges de la France est exportateur de 44 TWh, mais est en baisse par rapport à 2011 (-21%). En moyenne sur l'année, la France est exportatrice nette vers l'ensemble des pays voisins à l'exception de l'Allemagne. Sur les 4 dernières années, la France est plutôt importatrice nette d'Allemagne, à l'exception de l'année 2011.

Solde des échanges commerciaux aux interconnexions en 2012 et évolution par rapport à 2011



Source : RTE – adaptation DGEC

Ces 44 TWh, qui améliorent la balance commerciale de la France, correspondent à une puissance moyenne de 5 GW, soit l'équivalent de plus de 5,5 tranches nucléaires de 900MW.

Les flux commerciaux d'électricité ont tendance à aller des pays où le prix de gros de l'électricité est moins cher vers les pays où il est plus cher. En pratique, comme le prix de gros de l'électricité est fixé par la dernière centrale appelée, le sens des flux varie entre été et hiver, et aussi en fonction des heures de la journée.

La France est ainsi globalement exportatrice : elle exporte surtout l'été car il s'agit d'une période où il existe peu de tensions sur la demande : l'électricité marginale est alors nucléaire ou hydraulique, donc très compétitive par rapport à nos voisins. Ce bilan exportateur en moyenne masque cependant une situation importatrice à la pointe. La France a même été importatrice nette, en moyenne, sur l'ensemble du mois de février 2012.

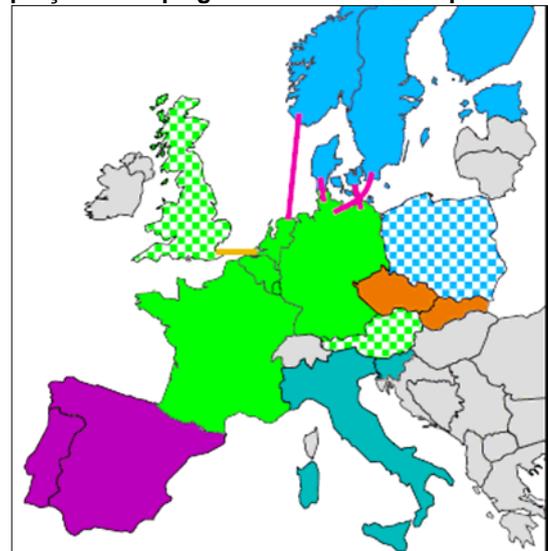
Les pays qui ont un mix énergétique essentiellement composé de centrales à gaz (dont le coût marginal est plus élevé que celui des centrales nucléaires) ont tendance à être importateurs (Grande-Bretagne, Italie).

Les interconnexions participent à l'efficacité du système en favorisant l'utilisation des moyens de production les moins chers et contribuent ainsi à **la création d'un marché européen intégré de l'électricité**. Les flux d'électricité qui circulent aux interconnexions sont toutefois limités physiquement par les capacités du réseau.

Le couplage de marché en Europe

Le couplage de marché est un outil d'optimisation des flux commerciaux aux interconnexions qui permet ainsi une meilleure intégration des marchés nationaux. Il implique conjointement les bourses d'électricité et les gestionnaires de réseau de transport. Il vise une meilleure utilisation des capacités transfrontalières disponibles, et une plus grande harmonisation des prix entre les régions à travers l'utilisation d'une plate-forme unique pour les transactions journalières d'électricité sans que les membres des bourses n'aient à réserver de capacité d'échange aux frontières. Comme le montre la carte suivante, il existe plusieurs couplages de marché.

Aperçu du couplage de marché en Europe



REGIONAL IMPLICIT AUCTIONS		
	CWE	Price coupling
	Austria	AT price coupled to GE/CWE (no congestion)
	BritNed	GB price coupled to NL/CWE
	Nordic + Estonia	Price coupling, also Poland via Swepol
	ITVC	Volume coupling CWE - Nordic
	Italy - Slovenia	Price coupling
	Mibel	Price coupling
	Czech - Slovak	Price coupling

Source : APX Endex

Le couplage par les prix entre différents pays crée une zone d'échange unique lorsque les interconnexions ne sont pas saturées et donc ne limitent pas les échanges transfrontaliers. En 2006, la France, la Belgique et les Pays Bas ont mis en place un couplage par les prix. L'Allemagne et le Luxembourg les ont rejoints en 2010. Ces 5 pays forment la zone CWE (Central West Europe).

Bilan du couplage de marché journalier

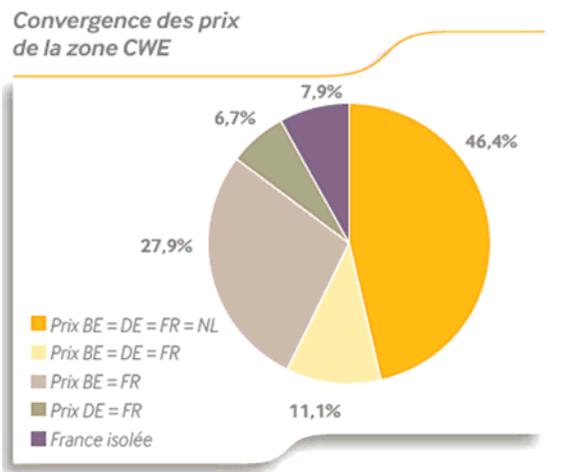
En 2012, les prix de marché sont égaux sur l'ensemble de la zone CWE 46,4% du temps. C'est moins qu'en 2011 où les prix convergeaient 65,7% du temps. Pendant 7,9% du temps (contre 0,7% en 2011), le prix en France était différent de celui de l'ensemble de ses voisins.

Cette diminution s'explique par les changements rapides intervenus dans les mix énergétiques de certains Etats-Membres, qui se caractérisent par une forte poussée des énergies renouvelables intermittentes.

En pratique, les prix convergent tant que les interconnexions ne sont pas saturées. Les prix divergent en particulier lorsqu'il y a un afflux massif de production d'énergies renouvelables en Allemagne, pouvant occasionner des prix négatifs, ou bien lors d'épisodes de froid prolongés en France.

Autre fait notable, les prix néerlandais divergent beaucoup plus souvent qu'en 2011, avec pour causes probables une augmentation des coûts de production électrique du fait de prix du gaz élevés et une réduction des capacités d'échange avec l'Allemagne lors de forts épisodes de vent dans le nord de l'Allemagne entraînant une congestion des réseaux.

Bilan 2012 du couplage du marché journalier entre la France, l'Allemagne, la Belgique et les Pays-Bas

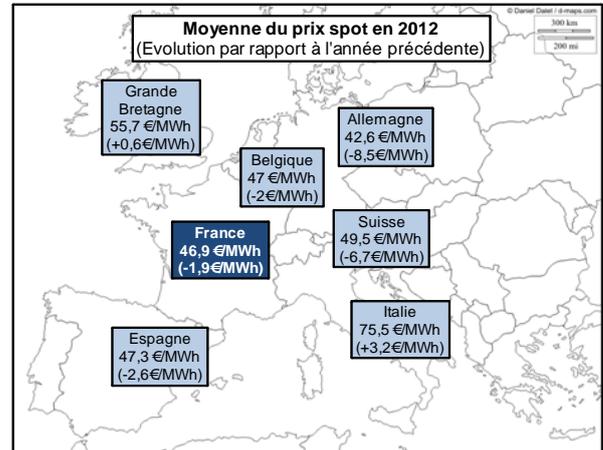


Source : Bilan électrique 2012 de RTE

Des prix orientés à la baisse

L'année 2012 est caractérisée par une baisse sensible des prix sur les marchés de gros, aussi bien sur les marchés à terme que sur les marchés spot en France mais également chez la plupart de nos voisins européens.

Moyenne des prix spot (« day-ahead ») en Europe



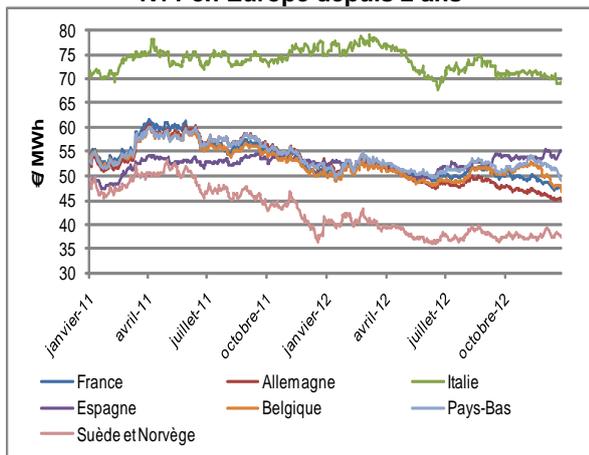
Source : Reuters – adaptation DGEC

Cette baisse des prix s'explique principalement par un effet croisé de la crise économique qui perdure en Europe ainsi que par le développement important des énergies renouvelables, en particulier en Allemagne.

L'Allemagne a les prix les plus bas de l'Europe de l'Ouest, ce qui traduit la forte progression des énergies renouvelables, dont le coût est directement supporté par les consommateurs via d'autres mécanismes (notamment par la taxe EEG, qui s'établissait à 36€/MWh en 2012 et qui atteint désormais 53 €/MWh), et n'est donc pas reflété par les prix sur le marché de gros.

Les prix de gros en France suivent une tendance comparable au marché allemand, du fait du couplage des marchés évoqué précédemment, même s'ils restent un peu plus élevés.

Evolution des prix à terme pour l'année calendaire N+1 en Europe depuis 2 ans



Source : Reuters – adaptation DGEC

Une contraction de la demande industrielle

Mise à part l'année 2010 où un hiver rigoureux a permis de soutenir la demande (plus forte consommation brute depuis 2001), celle-ci a globalement baissé suite à la crise économique depuis 2008. Ceci est dû à une baisse de la consommation dans le secteur industriel. Depuis début 2011, la consommation des PME/PMI diminue à un rythme annuel de l'ordre de 1% tandis que la consommation de la grande industrie, depuis le second semestre 2011, a baissé de l'ordre de 4% par an. En revanche, La consommation globale des particuliers et des (petits) professionnels continue de progresser (à un rythme annuel d'environ de 2,4% depuis 2002).

La demande peine donc à se redresser alors que d'importantes capacités, surtout des capacités renouvelables intermittentes, sont installées chaque année. Ainsi, en 2012, de l'ordre de 30 GW supplémentaires de capacités renouvelables ont été installés en Europe dont environ 17 GW de photovoltaïque (7,5 GW de photovoltaïque en Allemagne) et environ 12 GW d'éolien (2,4 GW d'éolien en Allemagne). Une abondance globale d'offre associée à une baisse de la demande orientent donc les prix à la baisse.

L'impact du système de soutien aux énergies renouvelables sur les prix

La majorité des pays européens a mis en place des systèmes de soutien au développement des énergies renouvelables reposant sur des tarifs d'achat garantis : **les énergies renouvelables sont donc rémunérées hors marché** puisqu'un opérateur possédant des capacités renouvelables n'a pas à se soucier de l'optimisation de sa production en fonction du niveau du prix de

marché, sa rémunération étant garantie à tout moment.

L'électricité renouvelable est prioritaire à l'injection et son coût marginal de production est souvent faible (le vent, le soleil, le courant des rivières sont gratuits). Ceci a pour effet de déplacer la courbe de l'offre électrique et fait ainsi baisser les prix de marché par éviction de l'électricité la plus chère.

Tant que les volumes injectés restaient faibles, ce système de soutien n'avait que peu d'influence sur les prix mais ces 5 dernières années, les capacités renouvelables se sont fortement développées et **les volumes injectés sont devenus conséquents d'où un impact sur les prix qui devient visible.**

On observe même l'apparition d'épisodes de prix négatifs.

Un prix négatif signifie soit que les consommateurs sont rémunérés pour consommer davantage, ou bien, qu'il faut payer pour injecter de l'électricité sur le réseau. Cette situation d'excédent d'offre s'explique à la fois par l'injection d'électricité renouvelable (qui ne cesse pas quand les prix sont négatifs, compte tenu des tarifs d'achat) et par le fait que certaines centrales thermiques, peu flexibles, ne peuvent abaisser leur production en-deçà d'un certain niveau et leur arrêt a un coût (coût de redémarrage, coût d'opportunité de l'absence de production pendant le redémarrage). Les opérateurs de ces centrales sont donc prêts à payer pour continuer à injecter sur le réseau à leur niveau minimal de puissance plutôt que de s'arrêter.

Cette situation tend à apparaître lorsque plusieurs conditions sont réunies : il faut une production très importante d'énergie intermittente², un faible niveau de consommation (en heures creuses donc plutôt la nuit entre 2 et 5h du matin). En théorie, les interconnexions, dans la limite de leur capacité physique, et par extension, le couplage de marché limite ce phénomène puisque l'excédent peut être écoulé dans un pays voisin.

Ainsi, la France a connu ses premiers épisodes de prix négatifs en janvier puis en décembre 2012 où les prix spots horaires ont atteint jusqu'à -5€/MWh. Ce phénomène est toutefois plus fréquent en Allemagne, où le prix minimal a déjà atteint -500€/MWh.

² L'énergie intermittente ou fatale caractérise l'énergie dont on ne peut pas contrôler la production : c'est le cas de l'éolien, de l'énergie solaire et de l'hydro-électricité au fil de l'eau.

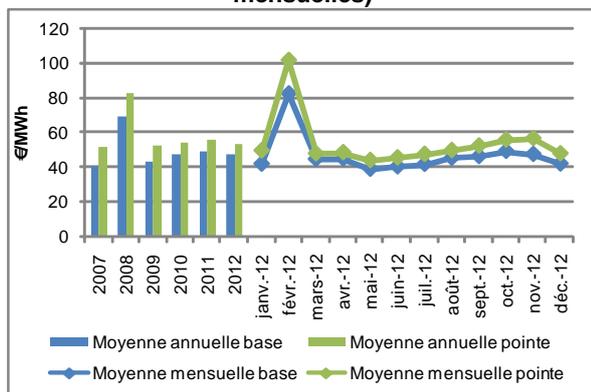
Une consommation à la pointe croissante conduisant à des pics de prix - cas de février 2012 en France

Contrairement aux autres pays d'Europe, la demande électrique en France est particulièrement thermosensible, ce qui s'explique par le fait que près d'un tiers des ménages français ont un chauffage électrique. Ainsi, une chute d'1°C de la température extérieure appelle une capacité supplémentaire de 2,3GW (soit près de 50% de la thermosensibilité européenne : 5,6 GW/°C). Le record d'appel de puissance précédemment établi à 96,71 GW (le 15 décembre 2009) a été battu le 7 puis le 8 février 2012 à 19h avec respectivement 100,5 GW et 101,7 GW appelés.

Le maintien d'un niveau de demande très élevé pendant plusieurs jours a créé de fortes tensions sur le marché français de l'électricité concentrées sur 3 journées : les 7,8 et 9 février 2012. La majorité des moyens de production, y compris ceux d'extrême pointe (centrales au fioul) ont été mobilisés et les interconnexions ont presque été utilisées à leur maximum³.

Un pic de prix a été atteint le 9 février 2012 avec 1938€/MWh. De tels records de prix n'avaient pas été atteints depuis le 19 octobre 2009 où la bourse avait ponctuellement atteint son plafond technique fixé à 3000€/MWh. L'occurrence de ce pic de prix ne coïncide cependant pas avec celle du pic de consommation. En effet la détermination du prix dépend essentiellement des marges du système : or celles-ci étaient très faibles le 9 février au matin.

Evolution du prix spot en base et en pointe en France depuis 2007 (moyennes annuelles et mensuelles)



Source : EPEX Spot

³ Seule l'interconnexion avec l'Italie n'a pas été utilisée de manière optimale

Le retour du charbon dans la production électrique

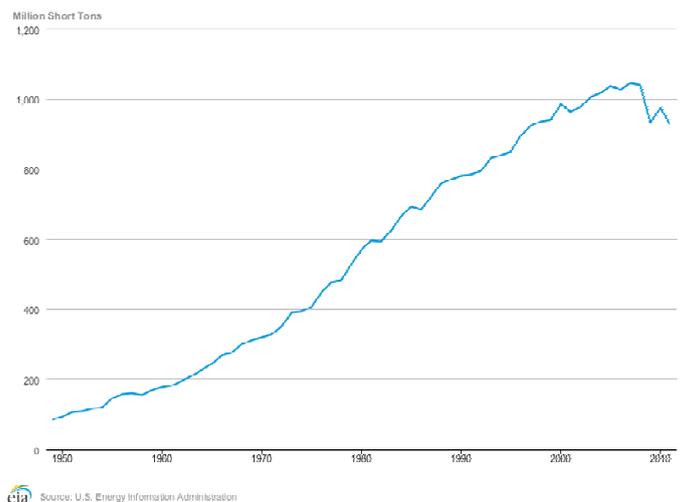
En France, l'année 2012 est caractérisée par un fléchissement de la production d'origine nucléaire (-3,8%) du fait des opérations de maintenance et par une **substitution du gaz par le charbon dans la production d'électricité**. Ainsi, on observe une baisse très nette de la production d'électricité des centrales à cycle combiné au gaz (dites CCCG), avec -23,7% entre 2011 et 2012, et une hausse de 35,1% de la production des centrales à charbon.

Ce phénomène s'observe également dans d'autres pays européens, notamment au Royaume-Uni, en Allemagne et en Espagne. Par exemple, au Royaume-Uni, où les centrales à gaz représentent près de 40% des capacités installées (contre 4,5% en France), l'utilisation du charbon dans la production d'électricité a augmenté de 31,5% en 2012 alors que celle de gaz a diminué de 32%.

En 2012, le cours du gaz en Europe est resté soutenu alors que le cours du charbon a chuté, en lien principalement avec l'essor du gaz de schiste aux Etats-Unis. Ainsi, en 2011 et 2012, les prix du charbon en Europe ont chuté de 22% et cette tendance baissière se poursuit en 2013 (-8% sur le 1^{er} trimestre 2013).

Evolution de la consommation de charbon dans le secteur de la production électrique aux Etats-Unis depuis 1950

Table 7.3 Coal Consumption by Sector, 1949-2011, Electric Power Sector Total



Source : U.S. Energy Information Administration

Source : US Energy Information Administration

La consommation de charbon dans le secteur électrique aux Etats-Unis a été en croissance continue entre 1949 et 2007. Elle est désormais en baisse depuis 2008, et le phénomène devrait

se poursuivre en raison de la substitution du charbon par le gaz. Pour 2012, l'EIA⁴ prévoyait ainsi une consommation de charbon de 880 millions de tonnes de charbon dans le secteur électrique contre environ 1 milliard de tonnes en 2011. En comparaison, la consommation de charbon française en 2011, tous secteurs confondus, s'élève à 17 millions de tonnes en 2012.

En parallèle, la production de charbon aux Etats-Unis se maintient, voire croît légèrement, depuis 2009, avec une estimation à 1,1Md de tonnes pour 2011.

Les centrales à gaz en difficulté

Le prix du gaz sur les marchés européens, quant à lui, reste élevé et est globalement en augmentation depuis le mois d'août 2012. A cela s'ajoute un prix du CO2 qui a largement baissé et est passé sous les 10€/t depuis octobre 2011 (il atteignait 6,5€/t à fin décembre 2012), ce qui a contribué à favoriser les centrales à charbon, plus émettrices de CO2, par rapport aux CCCG.

Des marges théoriques indicatives sont calculées comme l'écart entre le prix de l'électricité et le coût de production (coût du combustible tenant compte du rendement de la centrale), corrigé du prix du CO2. Pour les CCCG, on parle de **clean spark spreads** tandis que pour les centrales à charbon, on parle de **clean dark spreads**. Avec des prix de l'électricité à la baisse et des coûts de production à la hausse, **les marges des producteurs dans les CCCG sont en chute libre depuis 2010 et s'écartent de plus en plus de celles des centrales à charbon.**

Moyennes annuelles des marges indicatives des producteurs dans les centrales à gaz et à charbon

	2013	2012	2011	2010
Clean spark spreads (CCCG Gaz)	-4,04	-6,81	-2,03	6,9
Clean dark spreads (centrales à charbon)	20,73	10,31	1,26	5,8

Source : DGEC

Les CCCG souffrent ainsi d'une diminution de leur nombre d'heures de fonctionnement, qui s'explique aussi par le développement des capacités de production intermittentes, et remet aujourd'hui en cause leur modèle économique.

Le développement de mécanismes de capacité, dans plusieurs pays européens dont la France doit permettre d'apporter une rémunération complémentaire à ces capacités (sur la base de la puissance disponible), qui restent nécessaires

pour le passage de la pointe de consommation électrique.

⁴ U.S Energy Information Administration

8 – Les importations et les exportations ; la facture énergétique

La facture énergétique poursuit sa flambée et atteint un nouveau record à 69 milliards d'euros.

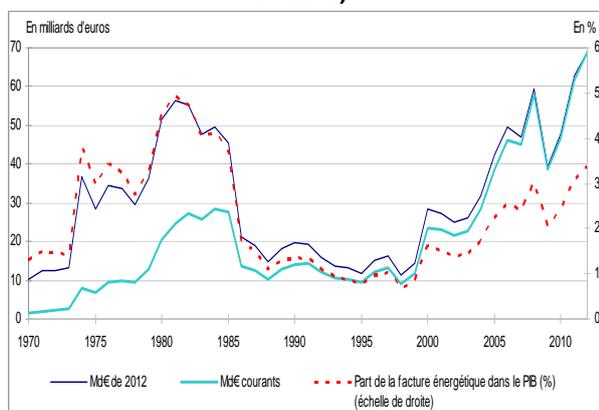
La facture énergétique¹ de la France atteint un nouveau record, à 69 milliards d'euros en 2012. Cette hausse s'explique par une progression des prix du gaz naturel et des produits pétroliers, qui l'emporte sur la baisse du volume physique des importations du pétrole brut et du gaz naturel. Les seuls produits pétroliers représentent près de 80 % du montant de la facture énergétique, et le gaz l'essentiel du reste.

Enfin, l'excédent commercial d'électricité permet d'atténuer la facture énergétique, mais moins qu'en 2011.

La facture énergétique

A 68,7 milliards d'euros (Md€) en 2012, la facture énergétique de la France établit un nouveau record historique, dépassant celui de 2011. Elle s'alourdit de 7 Md€ en un an (+ 11,4 %) et de 30 Md€ depuis 2009. Elle représente ainsi l'équivalent de 3,4 % de la richesse produite dans le pays, après 3,1 % en 2011 et 2,4 % en 2010, contre seulement 1 % dans les années 1990. La facture énergétique dépasse ainsi le déficit commercial de la France (67,2 Md€²).

Facture énergétique de la France (en milliards d'euros)



Source : données des Douanes, calculs SOeS

La seule facture pétrolière se chiffre à près de 55 Md€, en hausse de plus de 4 milliards (+ 8,4 %) par rapport à 2011. Cette augmentation masque une évolution contrastée entre les produits. Alors

que la facture du pétrole brut baisse de 1,8 %, celle des produits raffinés fait un bond de 38 % entre 2011 et 2012.

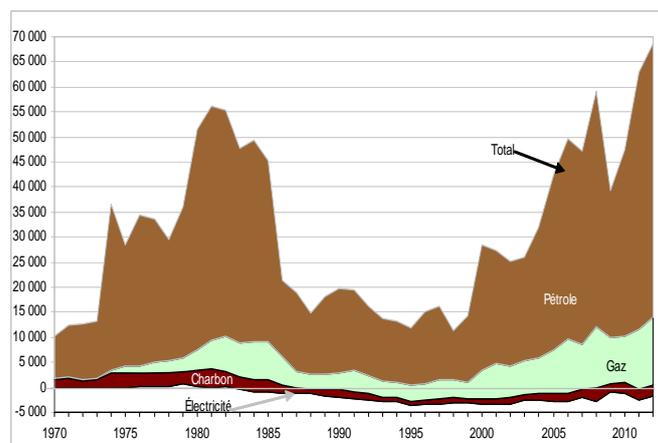
Les prix du brut importé et des produits raffinés ont progressé de 9 % et de plus de 14 % (prix moyens CAF à l'importation en €/t). Cette hausse sensible, mais plus modérée que celle observée en 2011, intervient dans un contexte de progression continue du prix du Brent. La progression de la facture pétrolière est donc liée à un effet quantitatif des produits raffinés et à un effet prix affectant l'ensemble des produits.

La facture gazière est également en forte progression : + 16,3 % sur un an, pour un total d'environ 13,5 Md€. Cette tendance résulte de la hausse des prix qui touche à la fois les prix spots et les contrats à long terme, dont le prix fluctue en fonction de celui du pétrole brut (avec également quelques mois de décalage). Les contrats à long terme représentent en France 85 % des entrées brutes.

La facture charbonnière atteint 2,4 Md€, en hausse de 6,2 %, sous l'effet d'une progression des quantités importées pour les besoins des centrales électriques. Le prix moyen des importations est en effet en baisse d'environ 5 % entre 2011 et 2012.

Seules les exportations d'électricité permettent d'atténuer le déficit de la facture énergétique, même si l'excédent commercial dû aux échanges d'électricité en 2012 se rétracte sensiblement (1,9 Md€, soit - 29 % par rapport à 2011).

La facture énergétique déclinée par type d'énergie (en millions d'euros 2012)



Source : données des Douanes, calculs SOeS

¹ Facture énergétique : solde du commerce extérieur en valeur portant sur les combustibles minéraux solides, les produits pétroliers (pétrole brut et produits raffinés), le gaz naturel et l'électricité.

² « Le chiffre du commerce extérieur », DGDDI-Douanes, février 2013.

Le commerce extérieur de l'énergie en 2012 (En millions d'euros courants)

	Importations CAF *			Exportations FAB *			Facture			
	2011	2012	2011-2012 (%)	2011	2012	2011-2012 (%)	2011	2012	2011-2012 (%)	2011-2012 (M€)
Combustibles minéraux solides	2 315	2 453	+ 5,9	41	38	- 7,6	2 274	2 415	+ 6,2	+ 141
Pétrole brut	37 665	36 991	- 1,8	295	287	- 2,9	37 370	36 704	- 1,8	- 666
Produits pétroliers raffinés	26 106	31 696	+ 21,4	13 080	13 746	+ 5,1	13 025	17 950	+ 37,8	+ 4 924
Total pétrole	63 771	68 686	+ 7,7	13 376	14 033	+ 4,9	50 396	54 654	+ 8,4	+ 4 258
Gaz	12 952	14 339	+ 10,7	1 359	855	- 37,1	11 593	13 484	+ 16,3	+ 1 891
Pétrole et gaz	76 723	83 025	+ 8,2	14 734	14 887	+ 1,0	61 989	68 138	+ 9,9	+ 6 149
Électricité	971	1 384	+ 42,5	3 591	3 255	- 9,4	- 2 620	- 1 871	- 28,6	+ 749
Total	80 009	86 862	+ 8,6	18 366	18 180	- 1,0	61 643	68 682	+ 11,4	+ 7 039

Source : données des Douanes, calculs SOeS

Comparaison de la facture énergétique avec quelques agrégats économiques

	1973	1980	1985	1990	2000	2005	2008	2009	2010	2011	2012
Facture énergétique en milliards d'euros courants (CAF/FAB*)	2,6	20,3	27,5	14,2	23,5	38,7	58,1	38,7	46,5	61,6	68,7
Facture énergétique en milliards d'euros 2011	13,3	51,5	45,2	19,7	28,5	42,5	59,2	39,3	47,5	62,8	68,7
Part des importations d'énergie dans les importations totales (en %)	12,4	26,4	22,1	9,4	9,6	13,1	16,0	12,5	13,2	15,6	16,7
Nombre de jours d'exportations totales pour couvrir la facture énergétique	nd	99,0	72,8	28,8	26,4	39,7	50,8	40,8	43,0	52,6	56,8
Equivalence entre la facture énergétique et la richesse produite en France – indicateur facture / PIB – en %	1,4	4,6	3,7	1,4	1,6	2,2	3,0	2,1	2,4	3,1	3,4
Cours moyen du dollar en euros	0,68	0,64	1,37	0,83	1,09	0,80	0,68	0,72	0,76	0,72	0,78

Source : données des Douanes, calculs SOeS

Prix moyens CAF des énergies importées (n euros courants)

	1973	1980	1985	1986	1990	1995	1997	2000	2005	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Combustibles minéraux solides (€/t)	22	42	80	67	55	48	55	49	78	81	128	102	112	141	134
Pétrole brut :															
- en euro/tonne	18	155	281	118	136	97	126	228	316	386	495	326	446	597	650
- en \$/bl	4	33	28	15	22	17	19	29	54	72	99	62	81	113	114
Produits pétroliers raffinés (en €/t)	31	160	295	150	172	132	174	278	375	446	555	369	494	635	726
Gaz naturel (c€/kWh)	0,09	0,73	1,77	1,26	0,79	0,68	0,82	1,02	1,49	1,80	2,39	1,83	1,78	2,41	2,83

Source : données des Douanes, calculs SOeS

L'approvisionnement

En volume, le solde importateur des énergies fossiles (charbon, pétrole et gaz naturel) baisse globalement (- 2,2 % entre 2011 et 2012, après conversion en tonne équivalent pétrole). Cette tendance masque un effet contrasté entre les différentes énergies. Du côté des hydrocarbures, alors que les produits raffinés sont à la hausse, les quantités de gaz et de pétrole brut sont orientées à la baisse.

En gaz naturel

Les entrées brutes de gaz naturel ont atteint 547,4 TWh en 2012, soit une diminution de 3,9 % après la faible progression enregistrée en 2011 (+ 0,8 %). Toutefois, les sorties du territoire ayant diminué encore plus fortement (- 7,6 %), le solde des entrées-sorties de gaz naturel en France a baissé de 3,3 % en 2012, comme en 2011.

Ce net recul des entrées brutes a été accompagné d'une modification du portefeuille des approvisionnements en 2012 par rapport à 2011 :

- Les déchargements de gaz naturel liquéfié (GNL) dans les ports méthaniers sont en très fort recul (- 33 %) et le GNL représente ainsi un cinquième des approvisionnements en 2012 contre plus du quart en 2011 (28 %). A contrario les entrées via les gazoducs progressent sensiblement (+ 7,4 %) et représentent donc les quatre cinquièmes des entrées en 2012. En effet, les cargaisons de GNL disponibles sur le marché spot se tournent davantage vers le marché asiatique où les prix sont plus attractifs et la demande particulièrement soutenue, le Japon et la Corée du Sud étant les deux premiers importateurs mondiaux de GNL.
- Les approvisionnements sur contrats de moyen et long terme poursuivent leur baisse et descendent à 467 TWh en 2012 (- 5,7 %). Toutefois, ils représentent encore 85,4 % du total, contre 92,4 % deux ans

plus tôt. Les approvisionnements associés à des contrats de court terme augmentent pour leur part de 8,3 %.

- La Norvège renforce sa place de principal fournisseur de gaz naturel de la France : les importations norvégiennes augmentent de 13,5 % entre 2011 et 2012 et représentent désormais 38,4 % du total des entrées brutes. Le gaz naturel importé depuis les Pays-Bas est en forte diminution (- 14,1 %), mais ces derniers se maintiennent en deuxième position de nos fournisseurs, devançant légèrement la Russie, dont les importations progressent de 6,2 %. Les importations en provenance d'Algérie (GNL) régressent de 27 % après avoir déjà diminué de 11 % en 2011. Après avoir presque triplé en 2011, les importations depuis le Qatar (GNL) diminuent d'un tiers mais ce pays demeure notre cinquième fournisseur. Si on inclut les réceptions dans le cadre des *swaps*, le Nigeria représente la sixième provenance de nos approvisionnements (3,7 %).

Approvisionnement en gaz naturel entre 2010 et 2012

	2010 (TWh)	2011 (TWh)	2012 (TWh)	2012 (%)
Total des entrées brutes (transit inclus)	564,8	569,6	547,4	100,0
- selon le pays d'origine :				
Norvège	169,4	185,1	210,1	38,4
Pays-Bas	73,6	92,5	79,5	14,5
Russie	78,4	74,2	78,9	14,4
Algérie	71,0	63,0	45,9	8,4
Qatar	12,1	32,4	20,8	3,8
Swap*	23,5	25,3	16,5	3,0
Égypte	7,7	10,2	8,2	1,5
Trinité et Tobago	3,5	2,6	2,6	0,5
Nigeria	2,3	1,0	3,7	0,7
Autres et indéterminés	123,3	83,3	81,2	14,8
- selon le type de contrat :				
court terme	42,7	74,0	80,1	14,6
moyen et long terme	522,2	495,6	467,3	85,4
- selon la forme de gaz :				
gaz naturel sous forme gazeuse	408,8	410,2	440,5	80,5
gaz naturel liquéfié (GNL)	156,0	159,3	106,9	19,5
Total des sorties (transit inclus)	53,7	75,0	69,3	12,7
Total des entrées nettes (transit et exportations exclus)	511,1	494,6	478,1	87,3

* essentiellement, réception par GDF-Suez à Montoir de gaz en provenance du Nigeria pour le compte de l'Italie
Source : calcul SOeS, d'après GRT-gaz, TIGF et fournisseurs de gaz.

En pétrole brut

Après une stabilisation l'an dernier, les quantités de pétrole brut importées pour le raffinage chutent de nouveau en 2012 (- 11,8 %), à 56,8 millions de tonnes (Mt), comme en 2009 et 2010. La carte des pays fournisseurs est légèrement redistribuée :

les importations de pétrole en provenance du Moyen-Orient, des pays de l'ex-URSS et des gisements de la mer du Nord reculent, alors que la part des pays d'Afrique augmente. La Russie reste le premier fournisseur de la France devant l'Arabie Saoudite, le Kazakhstan et la Libye, sortie du conflit qui avait fait chuter sa production. A contrario, les importations de pétrole iranien ont été quasi nulles suite à l'embargo pétrolier décidé par l'Union européenne. Avec la reprise des exportations libyennes, la part des pays de l'Opep qui était descendue en 2011 à 40 % revient à 43 %. Deux pays ont livré pour la première fois pour plus d'un million de tonnes chacun de brut à la France : le Brésil et surtout la Guinée équatoriale.

Importations de pétrole par pays d'origine (en Mt et %)

¹ Royaume-Uni, Pays-Bas, Norvège et Danemark

Grandes zones	1973		1979	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	
		%										%
Moyen-Orient	96,4	71,4	94,5	22,1	31,7	34,8	31,6	22,4	11,1	12,2	9,8	17,2
Afrique du Nord	18,3	13,5	9,5	8,6	7,2	5,1	6,3	10,2	12,1	8,0	9,7	17,2
Afrique subsaharienne	15,0	11,1	11,0	14,1	13,8	8,3	7,6	8,9	8,5	10,8	11,2	19,7
Mer du Nord ¹	0,2	0,1	4,2	19,2	10,4	23,2	31,9	22,2	10,6	9,1	6,1	10,7
Ex-URSS	3,4	2,5	5,0	4,1	6,2	6,3	8,0	19,6	21,0	23,4	18,4	32,4
Autres	1,8	1,3	1,6	5,8	4,1	0,4	0,3	0,9	0,7	1,0	1,6	2,9
Total	134,9	100,0	125,9	73,9	73,4	78,0	85,6	84,2	64,1	64,4	56,8	100,0
dont Opep ²	127,8	94,7	111,8	36,7	41,7	42,7	41,8	38,2	27,6	25,9	24,4	43,0
Principaux fournisseurs												
Russie	-	-	-	-	-	6,1	5,0	9,6	11,1	9,6	8,3	14,6
Arabie Saoudite	30,2	22,4	44,4	6,0	15,2	20,4	15,2	10,3	6,0	6,7	7,8	13,8
Kazakhstan	-	-	-	-	-	-	2,2	8,6	6,8	8,3	7,2	12,6
Libye	6,5	4,8	4,0	3,1	2,9	1,7	2,4	4,5	10,2	3,2	6,4	11,2
Norvège	0,2	0,1	1,6	4,2	5,8	13,6	21,1	16,1	7,0	6,7	4,7	8,4
Nigeria	12,6	9,3	9,6	8,1	3,1	5,7	4,8	2,8	2,8	4,8	3,6	6,4
Guinée équatoriale	-	-	-	-	-	-	-	0,5	0,6	0,7	3,3	5,8
Azerbaïdjan	-	-	-	-	-	-	0,6	1,4	3,1	5,5	2,9	5,1
Algérie	11,1	8,2	5,1	3,6	3,0	2,6	3,5	5,4	0,9	4,0	2,9	5,0
Irak	18,7	13,8	22,7	6,4	3,0	-	7,2	1,4	2,4	1,5	1,8	3,2
Angola	-	-	-	0,4	2,8	0,7	1,9	4,2	3,4	2,3	1,7	3,0
Brésil	-	8,0	-	-	-	-	0,1	0,3	0,6	0,7	1,4	2,4
Royaume-Uni	-	-	2,7	14,9	4,7	9,3	9,9	4,4	3,4	2,0	1,3	2,4
Congo	0,9	0,7	-	0,5	0,9	0,6	0,0	0,5	1,3	0,9	1,3	2,3
Ghana	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,8	1,2	2,0

² Opep : Algérie, Angola, Arabie saoudite, Emirats arabes unis, Equateur, Irak, Iran, Koweït, Libye, Nigeria, Qatar, Venezuela

NB : le pétrole est classé ici en fonction du pays où il a été extrait

Source : SOeS

Avec la diminution des capacités de raffinage, les importations de produits finis³ augmentent nettement (+ 6,4 %) et les exportations reculent fortement (- 10,4 %). En 2012, le déficit des échanges s'accroît donc pour la majorité des produits et passe de 17,7 à 22,6 Mt. Il est dû pour l'essentiel au gazole / fioul domestique qui représente près de 55 % des importations et qui provient notamment des États-Unis (20 %), de Russie (15 %), des

³ Données estimées, principalement à partir de celles des Douanes.

Pays-Bas (12 %) de la Grande-Bretagne (12 %) et de l'Espagne (9 %). Les carburéacteurs participent également à titre moindre au déficit des échanges ; ils sont importés surtout du Moyen-Orient et d'Asie. Les exportations d'essence se font principalement vers les États-Unis (24 %), mais la demande américaine est en baisse en 2012.

Importations et exportations de produits raffinés en 2012 (en Mt)

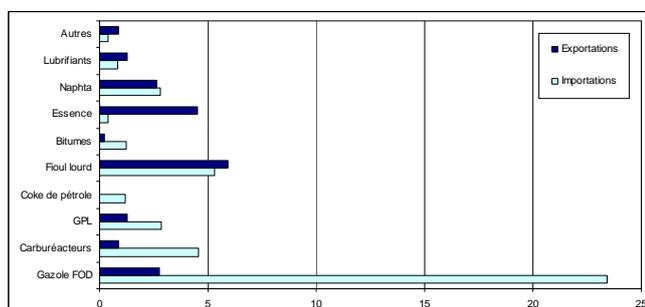
	Importations (I)	Exportations (E)	Solde importateur I - E
Gazole FOD ¹	23,4	2,8	20,6
Carburéacteurs	4,6	0,9	3,7
GPL ²	2,8	1,3	1,6
Coke de pétrole	1,2	0,0	1,2
Fioul lourd	5,3	5,9	-0,6
Bitumes	1,2	0,2	1,0
Essence	0,4	4,5	-4,1
Naphta	2,8	2,6	0,2
Lubrifiants	0,8	1,3	-0,4
Autres	0,4	0,9	-0,5
Total	42,9	20,3	22,6

¹ FOD : Fioul domestique

² GPL : Gaz de pétrole liquéfié

Source : SOeS, d'après les statistiques des Douanes

Importations et exportations de produits raffinés en 2012 (en Mt)



Source : SOeS, d'après les statistiques des Douanes

- Sami LOUATI ; Didier CADIN ; Bernard KORMAN.

9 – L'exploration et la production d'hydrocarbures en France

Une activité de recherche et d'exploitation de gisements conventionnels qui se poursuit, dans un contexte contraint.

L'année 2012 a été marquée par la poursuite de l'exploration en mer au large de la Guyane et par une activité à terre soutenue principalement au premier semestre.

Des investissements stables pour l'activité exploration

En 2012, **les dépenses d'exploration** en France métropolitaine et outre-mer sont restées quasi stables (+1,8 %) par rapport à l'année précédente. On note que les dépenses liées à l'exploration de la marge guyanaise demeurent très élevées, en raison notamment de la réalisation d'un forage offshore et de l'acquisition de données sismiques tridimensionnelles.

En 2013, les dépenses d'exploration devraient être orientées à la hausse avec notamment la réalisation de deux forages au large de la Guyane et une douzaine à terre en métropole.

Les investissements de production-développement affichent avec 79,1 M€ un fléchissement par rapport aux 87,3 M€ de l'année précédente (-10 %). Le volume des travaux est en adéquation avec cette baisse puisque 7 forages ont été réalisés en 2012 contre 12 en 2011.

		Réalisation 2011 (M€)	Prévisions de clôtures 2012 (M€)
Exploration	Bassin de Paris	34,2	38,8
	Bassin d'Aquitaine	14,2	15,0
	Autres zones	325,5	326,8
	Total	373,9	380,6
Production	Bassin de Paris	46,2	43,6
	Bassin d'Aquitaine	40,6	35,3
	Autres zones	0,5	0,2
	Total	87,3	79,1
TOTAL	461,2	459,7	

Source DGEC

L'activité d'exploration

A terre

Le volume **des travaux d'exploration** terrestres en 2012 est en augmentation notable par rapport à l'année précédente, avec au total **treize puits achevés (24257 mètres forés en 2012 contre 9285 en 2011)**. Dans le bassin de Paris, 9 puits forés dans le voisinage du gisement de Saint-

Martin-de-Bossenay par la compagnie SPPE ont confirmé la présence d'accumulations de pétrole dans les calcaires du Dogger et trois autres, forés par Lundin en Champagne (sans succès), n'ont montré que pour un seul d'entre eux des imprégnations de pétrole au niveau des grès du Rhétien. **En Aquitaine un seul puits a été foré**, par la compagnie Exceed. Malgré une découverte de gaz dans les formations tertiaires, il s'est soldé par un échec car les caractéristiques pétrophysiques (faible perméabilité) du réservoir imprégné étaient insuffisantes pour exploiter ce gaz. Seule une fracturation hydraulique, interdite en France, aurait pu améliorer la perméabilité du réservoir.

Au cours de l'année 2012, **les superficies des permis d'exploration terrestre ont diminué de 2520 km²**, passant de 41 630 à 39 110 km². **Cette réduction de 6 %** résulte de l'expiration de deux permis (1342km²) et de la restitution d'une surface de 1178 km² dans cadre de demandes de renouvellement de permis. Aucun permis d'exploration n'a été attribué et onze nouvelles demandes ont été jugées recevables.

En mer

Alors que la superficie des permis marins outre-mer est **restée stable**, **en métropole la superficie des permis marins a été réduite de 8 %**. Cette diminution est liée à l'expiration définitive du permis d'Aquitaine maritime.

Globalement, la superficie des permis marins (outre-mer et métropole) passe de 107 683 km² à 106 758 km².

Un forage a été réalisé de juillet à octobre sur le permis de Guyane maritime par 1894 mètres de profondeur d'eau. Ce forage a atteint la cote de 6200 mètres. Il a seulement montré des indices de pétrole.

Trois campagnes « d'imagerie acoustique du sous sol » sont à signaler en 2012, la première, au large de l'île de Juan de Nova dans le canal du Mozambique, par la compagnie Sapetro. Il s'agit de la fin de l'acquisition de 8868 km de lignes sismiques 2D, commencée à la fin décembre 2011 et qui s'est terminée mi avril. Les deux autres correspondent à des acquisitions 3D (773 km² et 4322 km²) au large de la Guyane par la compagnie Shell de la mi-juillet à la fin décembre.

Une production d'hydrocarbures conventionnels en baisse

Activité des forages de développement et d'extension

Sept forages ont été réalisés au cours de l'année 2012, tous situés dans le Bassin Parisien : six sur la concession de Grandville (Lundin International) et un sur la concession de Nonville (Bridgeoil).

Les résultats de ces forages se répartissent en cinq puits producteurs et deux puits injecteurs (sur la concession de Grandville). L'ensemble de ces forages représente un total de 14 968 mètres forés contre 26 503 mètres forés l'année précédente pour un total de treize puits.

Activité d'exploitation

Le montant des redevances au titre de l'année 2012 s'est élevé à environ 22 millions d'euros pour le pétrole brut (dont 39,3% pour la redevance progressive des mines qui revient à l'Etat et 60,7% pour la redevance communale et départementale des mines dite RDCM) et environ 5,2 millions d'euros pour le gaz (dont 15% pour la redevance progressive des mines et 85% pour la RDCM). Ces montants sont équivalents à ceux de l'année 2011. A cela se rajoutent les RDCM sur les essences (1 million d'euros) et sur le soufre (1,2 millions d'euros).

Au total, l'ensemble des redevances hors impôts sur les sociétés a rapporté 29,4 millions d'euros à l'Etat et aux collectivités locales en 2012.

Le pétrole

Le nombre de concessions sur le territoire est de 64 soit une de plus qu'en 2011 (la concession de Nesles). Parmi ces 64 concessions, deux ont vu leur superficie étendue (Champotran et Malnoue) et deux ont été renouvelées (Mothes et Bagneaux).

La production s'est élevée à 0,81 millions de tonnes d'huile soit une baisse de 9% par rapport à 2011. La répartition géographique montre toujours une prédominance du Bassin Parisien avec 58% de la production nationale (pourcentage identique à celui de 2011).

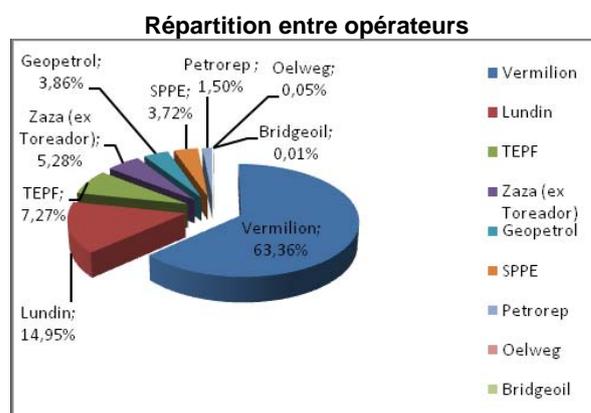
Plus des deux-tiers de la production sont assurés par douze gisements dont deux concentrent près de 22% de la production nationale : Parentis (90 391 tonnes) en Aquitaine et Itteville (85 497 tonnes) dans le Bassin Parisien.

Concessions	Production annuelle en tonnes	Evolution de la production	Sociétés concessionnaires
Parentis	90 391	-5,9%	Vermilion REP
Itteville	85 497	-25,3%	Vermilion REP & Vermilion Pyrénées
Champotran/La Torche*	63 361	-15,8%	Vermilion REP
Cazaux	60 903	-10,5%	Vermilion REP
Chaunoy	55 008	-8,9%	Vermilion REP
Villeperdue	43 223	-7,5%	Lundin International
Vic-Bilh	40 997	+29,4%	Vermilion REP & Vermilion Exploration
Lagrave	30 012	-3,9%	TEPF
Pécorade	23 697	-17,0%	TEPF
Soudron	23 430	+13,4%	Lundin International
Courbey	23 152	-5,7%	Vermilion REP & Lundin Gasc.
Vert-le-Grand	20 548	-22,4%	Vermilion REP & Vermilion Pyrénées

* Le décret du 7 mai 2012 a institué l'extension de la concession de Champotran en y intégrant le gisement de La Torche

La baisse de la production nationale s'explique notamment par la diminution de la production des six plus importants gisements français. Cette diminution a deux origines principales : le déclin de production des gisements (de l'ordre de 6 à 7%) et, dans les cas des plus fortes baisses, l'arrêt de certains puits très productifs sur casses de matériels. A contrario, la hausse de production de Vic-Bilh s'explique par la remise en service d'un excellent puits producteur.

La répartition par sociétés concessionnaires a évolué par rapport à l'année 2011. En effet, Vermilion REP a acquis les parts de TEPF dans six de ses concessions dont celles d'Itteville, de Vic-Bilh et de Vert-le-Grand par l'intermédiaire de deux filiales (Vermilion Exploration et Vermilion Pyrénées). Ces mutations de concessionnaires modifient significativement la répartition des productions globales entre opérateurs.



Sources DGEC

Le gaz

La production est extraite de sept gisements de gaz et de deux gisements d'huile et de gaz associés. La production de gaz brut s'est élevée à 1,08 milliards de m³ en 2012, très proche de celle de 2011.

La production de gaz commercialisé a légèrement augmenté par rapport à l'année précédente pour s'établir à 0,76 milliards de m³ en 2012. **Cette production représente 1,8 % de nos importations 2012 qui s'élevaient à 478 TWh** (soit environ 42 Gm³).

La production nationale de gaz commercialisé est opérée à 90% par Total E&P France et provient des gisements du Bassin Aquitain, notamment de celui historique de Lacq. Le reste de la production commercialisée se compose exclusivement du gaz de mines extrait dans le Nord-Pas-de-Calais par Gazonor.

- Julien DEFAYS.

10 – Le raffinage

Une baisse de production significative due à des raffineries à l'arrêt pour maintenance ou raison économique

L'année 2012 a été marquée par la mise sous cocon de la raffinerie LyondellBasell de Berre, les difficultés de la raffinerie de Petit-Couronne suite à la faillite du groupe Petroplus survenue en janvier. Les travaux de maintenance et de grand arrêt réalisés dans cinq raffineries françaises sont également des faits marquants.

Un point sur le raffinage mondial

La capacité mondiale de raffinage a légèrement augmenté en 2012 : + 0,8 %, pour atteindre 4 435 millions de tonnes (Mt) par an, avec 652 raffineries en exploitation.

La situation européenne

L'Europe occidentale et orientale (y compris la Communauté des États Indépendants), avec 184 raffineries, représente 27,5 % de la capacité mondiale de raffinage et est dépassée par la zone Asie/Océanie (29 %) qui est depuis 2011, la première zone mondiale de raffinage.

En 2012, trois raffineries ont fermé définitivement : au Royaume Uni, en Italie et en Allemagne. La raffinerie de Cressier en Suisse a repris ses activités. Plusieurs raffineries ont également été mises à l'arrêt temporairement pour raison économique.

Le secteur européen du raffinage reste confronté à une demande de distillats moyens (kérozène, gazole) en constante augmentation et à la gestion corrélative d'un surplus croissant d'essence.

Par ailleurs, le raffinage européen est impacté par le regain de compétitivité d'une partie des raffineries nord-américaines, grâce au développement rapide des hydrocarbures non-conventionnels leur permettant d'avoir accès à du brut et du gaz naturel bon marché.

La situation en France

Pétrole brut traité en raffinerie en 2012

La quantité de pétrole brut traité dans les raffineries de métropole est égale à 58 Mt, en forte baisse par rapport à 2011 : -14 %.

Cette baisse résulte de l'arrêt de fonctionnement de la raffinerie de Berre (LyondellBasell) en 2012

et de travaux réalisés dans différentes raffineries qui les ont rendues inopérantes pendant plusieurs semaines, voire plusieurs mois.

La raffinerie de Berre, qui est à la recherche d'un repreneur depuis mai 2011, a été mise sous cocon à compter de janvier 2012 et pour une période de deux ans.

Des travaux de maintenance ont été conduits dans les raffineries de Provence, de Donges, de Port Jérôme-Gravenchon et de Lavera. Un grand arrêt a eu lieu durant le quatrième trimestre 2012 dans la raffinerie de Normandie.

Après une période d'arrêt qui avait débuté en janvier 2012 à la suite de la faillite de son propriétaire, la raffinerie de Petit-Couronne a fonctionné entre mi-juin et mi-décembre 2012.

La capacité totale de distillation de pétrole brut disponible en métropole se maintient à 80 Mt en incluant la capacité théorique de traitement de la raffinerie de Berre.

Le pourcentage d'utilisation de la capacité globale (facteur de service) connaît par conséquent une baisse en 2012 : il est égal à 70 %, alors que sa valeur était de 80,5 % en 2011. Toutefois, pour les sites qui n'ont pas connu d'arrêt en 2012, ce pourcentage a augmenté par rapport à 2011 et a atteint un niveau élevé.

Le nombre de jours cumulés de fonctionnement des raffineries s'établit à 2 802 jours en 2012, en baisse par rapport à celui de 2011 qui était de 3 574 jours. Cette baisse est relative après la prise en compte des périodes d'arrêt des raffineries.

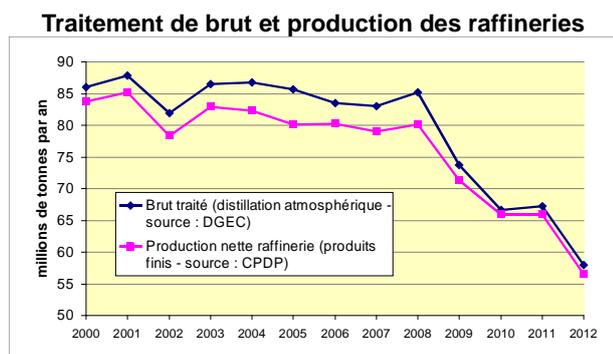
Groupe	2012			
	Nombre de raffineries	Brut raffiné (kt)	Facteur de service (%)	Nombre de jours cumulés en distillation de brut
Total	5	31087	78	1594
Petroplus	1	2450	32	181
Esso	2	15740	85	702
Petroineos	1	8709	85	325
Métropole	9	57986	70	2802

Source : DGEC

Traitement du brut et production dans les raffineries de métropole en 2012

En 2012, la production nette des raffineries françaises s'élève à 56,5 Mt et baisse de 14 % par rapport à 2011, poursuivant la baisse importante survenue en 2009 et 2010 (-10 % par an).

Ainsi en 5 ans, la production nette des raffineries françaises a chuté d'environ 30%.

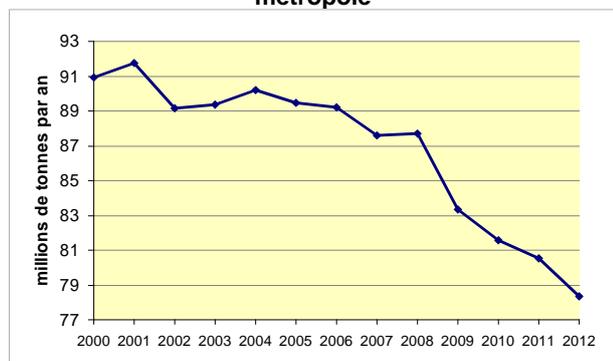


Sources : DGE, CPDP

Équilibre offre-demande

La demande française de produits pétroliers, y compris les soutes marines, connaît une baisse de 2,6 % en 2012 (78,4 Mt) par rapport à 2010 (80,5 Mt).

Demande globale de produits pétroliers en métropole



Source : CPDP

Supercarburants et gazole routier

La consommation de supercarburants s'est élevée à 7,3 Mt en 2012, confirmant un rythme de baisse d'environ 5 % par an depuis 2000 (7,8 Mt en 2010).

En 2012, la production nette de supercarburants dans les raffineries françaises est égale à 9,9 Mt, en baisse de 5 % par rapport à 2011. La surproduction se contracte depuis 2006.

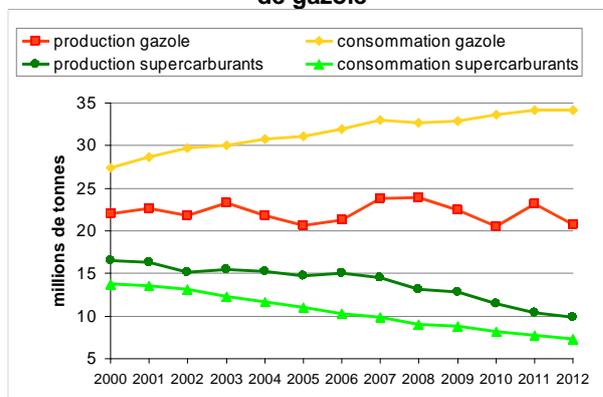
La consommation de gazole routier, 34,1 Mt, reste stable entre 2011 et 2012.

En 2012, la production nette de gazole dans les

raffineries françaises est égale à 20,8 Mt, en baisse de 10 % par rapport à 2011.

Ces baisses sont en partie la conséquence des différents arrêts des raffineries françaises en 2012.

Production et consommation de supercarburants et de gazole



Source : CPDP

Fioul domestique

La consommation de fioul domestique est en baisse en 2012 (7,8 Mt) par rapport à 2011 (10 Mt) pour une production nette dans les raffineries françaises égale à 4,8 Mt, en baisse de 28 % par rapport à 2011.

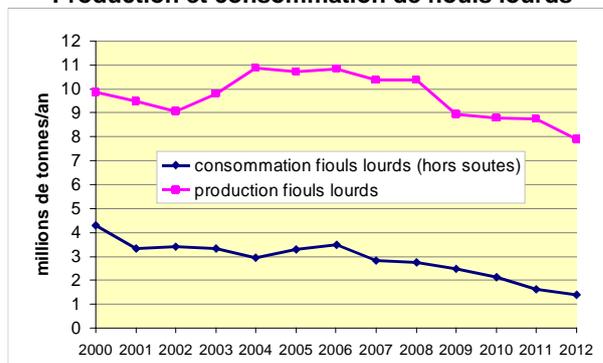
La production de fioul domestique dans les raffineries françaises a baissé de 58 % entre 2008 et 2012.

Fiouls lourds

La demande globale de fiouls lourds, y compris les soutes maritimes, s'élève à 4 Mt en 2012. La production de fiouls lourds hors soutes marines, s'élève à 7,9 Mt et est en baisse de 10 % à la suite de trois années de production stable.

Les excédents dont les niveaux sont élevés, doivent toujours trouver des débouchés à l'exportation.

Production et consommation de fiouls lourds



Source : CPDP

Répartition des procédés utilisés dans le secteur du raffinage

La répartition des principaux procédés de raffinage utilisés en France est reportée dans le tableau ci-après, en pourcentage de la capacité totale de distillation.

Distillation atmosphérique	100 %
Réformage catalytique des bases essences	15 %
Désulfuration des gazoles	43 %
Craquage catalytique	23 %
Hydrocraquage	9 %
Viscoréduction et craquage thermique	10 %

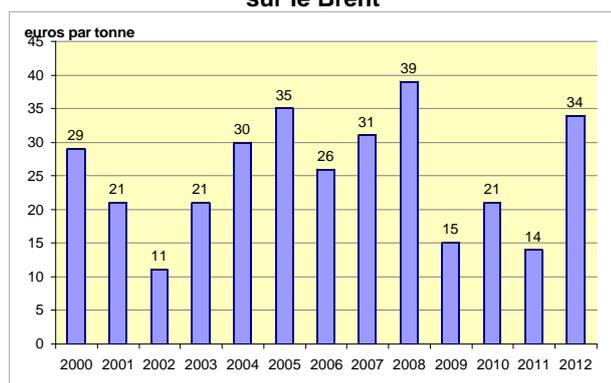
Source : DGEC

Évolution des marges brutes de raffinage sur le Brent

En 2012, les marges brutes de raffinage sur le Brent, qui représentent la différence entre la valorisation d'un panier représentatif de produits raffinés sur le marché de Rotterdam et la cotation de pétrole brut, se sont élevées à 34 euros par tonne (€/t) en moyenne.

Les marges brutes en 2012 sont en forte augmentation par rapport à 2011 (14 €/t en moyenne). En septembre 2012, les marges ont atteint le niveau le plus élevé de l'année : 63 €/t, et le plus élevé depuis septembre 2008 : 65 €/t. Toutefois, en décembre 2012, ces marges sont retombées à un niveau équivalent à celui de 2011 : 14 €/t.

Évolution des marges brutes moyennes de raffinage sur le Brent



Source : DGEC

Investissements

En 2012, les investissements d'accroissement de capacités de raffinage se sont concentrés au Moyen-Orient et en Asie.

Néanmoins, en Espagne, un investissement de 3 milliards d'euros a été réalisé pour créer de

nouvelles unités dans la raffinerie de Carthagène et aboutir en 2012 au doublement de sa capacité de distillation.

Des investissements notables ont également été réalisés en 2012 pour conduire les travaux de rationalisation de certaines unités des raffineries françaises.

Une situation du raffinage qui a justifié des actions au niveau national et européen

Deux tables rondes ont été organisées par le précédent gouvernement en 2010 et 2011 avec l'ensemble des acteurs du secteur du raffinage en France (entreprises, syndicats et pouvoirs publics) pour analyser les raisons qui ont conduit à cette situation et mettre en place un plan d'action gouvernemental portant sur trois axes :

- favoriser la compétitivité et la pérennité de la filière du raffinage en France,
- assurer la sécurité d'approvisionnement de la France en produits raffinés,
- anticiper le plus en amont possible les restructurations et préserver l'emploi.

Dans ce cadre, le Conseil Général de l'Environnement et du Développement durable (CGEDD) a été missionné pour conduire un audit sur la législation environnementale applicable aux raffineries. Le rapport¹ a été rendu public en décembre 2012.

Concernant l'emploi, un contrat d'étude prospective pour le raffinage a été lancé en 2012. Cette étude, financée à 50 % par l'État, constitue le volet prospectif de la démarche d'appui aux mutations économiques. Son cahier des charges et son élaboration sont partagés entre l'État, les organisations professionnelles et syndicales représentatives du secteur du raffinage. La finalisation de cette étude prospective est prévue pour fin 2013.

Au niveau européen, la Commission européenne a organisé en 2012, à la demande de la France et de l'Italie, une table ronde ministérielle et une conférence sur le raffinage européen. Ces réunions ont permis :

- d'identifier les problèmes rencontrés par le secteur européen du raffinage,
- de permettre aux États membres qui ont mis en place des plans d'actions nationaux de faire part de leurs recommandations,
- et d'évaluer le besoin d'une action coordonnée au niveau européen pour traiter les difficultés du secteur.

¹ http://portail.documentation.developpement-durable.gouv.fr/cgedd/document.xsp?id=Cgpc-CGEOUV00125080&n=1&q=%28%2B%28question_ward%3Araffinage+question%3A|raffinage%29%29&fulltext=&depot=&

Le Forum Européen du Raffinage

La démarche se poursuit en 2013 avec la mise en place du Forum européen du raffinage, réunissant l'ensemble des parties prenantes (industriels, États Membres, Commission et Parlement européens) dans le but de discuter des réglementations existantes et futures ayant potentiellement un impact sur le secteur industriel du raffinage et sur la sécurité d'approvisionnement de l'UE en produits pétroliers.

La Commission a également engagé, dans le cadre de ce Forum, un exercice de « bilan de santé » pour le secteur du raffinage, consistant à évaluer l'impact sur la compétitivité des législations européennes, actuelles et futures, qui s'appliquent au secteur.

La première réunion du Forum européen du raffinage s'est tenue le 12 avril 2013. Les résultats du bilan de santé sont attendus pour septembre 2014.

Capacité théorique de traitement des raffineries françaises 2012 (kt/an)

Sociétés et Raffineries	Distillation Atmosphérique	Réformage Catalytique	Désulfuration des Gazoles	Viscoréduction Craquage Th.	Craquage catalytique	Hydro craquage	Bases essences		
							Alkylation	Isomérisation	ETBE
TOTAL	39 488	6 382	19 644	5 805	10 411	3 024	734	1 464	206
Feyzin	5 688	487	2 961	883	1 554	-	185	-	118
Grandpuits	4 872	638	2 285	798	1 602	-	164	-	-
Donges	11 428	1 511	3 736	1 849	2 740	-	227	134	-
Normandie	9 800	2 520	6 405	1 400	2 590	3 024	-	420	88
Provence	7 700	1 225	4 258	875	1 925	-	158	910	-
LYONDELLBASELL Berre	6 300	840	2 135	-	1 050	-	-	-	-
PETROPLUS Petit-Couronne	7 350	1 225	1 925	700	1 225	-	-	-	-
ESSO	17 705	2 237	6 565	-	3 650	2 958	358	392	-
Port-Jérôme-Gravenchon	11 305	1 337	3 465	-	2 100	2 958	358	392	-
Fos-sur-Mer	6 400	900	3 100	-	1 550	-	-	-	-
INEOS Lavera	9 800	481	3 780	1 225	1 610	1 173	-	637	-
SARA Le Lamentin	788	126	445	-	-	-	-	-	-
Métropole	80 643	11 165	34 049	7 730	17 946	7 154	1 091		206
France	81 430	11 291	34 494	7 730	17 946	7 154	1 091	3 333	206

Source : DGEC

Un point sur la raffinerie de Petit-Couronne

Après une période d'arrêt qui avait débuté en janvier 2012 à la suite de la faillite de son propriétaire, la raffinerie de Petit-Couronne a fonctionné entre mi-juin et mi-décembre 2012.

Durant le deuxième semestre 2012, plusieurs candidats à la reprise de la raffinerie se sont manifestés auprès du Tribunal de commerce de Rouen, en charge de la procédure de redressement judiciaire de l'entreprise.

Le 16 avril 2013, le Tribunal de commerce a finalement rejeté les dernières offres de reprise entraînant la liquidation de l'entreprise.

- Armelle BALIAN, Sabine GUICHAOUA.

11 – Les carburants de substitution

2012 est la première année de mise en œuvre de la nouvelle réglementation « durabilité » pour les biocarburants. Les filières gaz de pétrole liquéfié-carburant (GPL-c) et gaz naturel-véhicule (GNV) restent fragiles

L'objectif d'incorporation de biocarburants dans les carburants traditionnels, fixé à 7 % en énergie depuis 2010, n'est pas encore atteint. Les biocarburants doivent désormais respecter les nouvelles obligations relatives aux critères de durabilité. Les efforts doivent être maintenus sur les filières GNV et GPLc.

Le gaz de pétrole liquéfié-carburant (GPL-c)

Le GPL (Gaz de Pétrole Liquéfié) carburant est un mélange de 50 % de butane et 50 % de propane, provenant du raffinage du pétrole, ou de gisements de gaz naturel.

Les véhicules alimentés au GPLc se caractérisent par un rejet relativement faible d'émissions polluantes. Les véhicules fonctionnant au GPLc sont soumis à la même réglementation antipollution que les véhicules fonctionnant à l'essence. Selon une étude menée en 2004 par l'ADEME, Energy Saving Trust, par les industriels du GPL et par quatre laboratoires européens et notamment par IFP Énergies nouvelles, les véhicules GPLc consomment en moyenne 30 % en volume de plus mais émettent environ 12 % de moins de CO₂ par kilomètre parcouru que les véhicules essence.

Le marché européen des véhicules GPLc a connu en 2009 et 2010 un très fort développement avec plus de 4 millions de véhicules actuellement en circulation.

En France, les soutiens mis en place par le gouvernement ont permis une augmentation importante du nombre de véhicules en circulation. En effet, le nombre de véhicules particuliers équipés pour fonctionner avec du GPLc est resté stable entre 2004 et 2008, autour de 140 000 unités ; il a connu une forte hausse en 2009 et 2010. Le parc français comptait, fin 2012, près de 235 000 véhicules GPLc (0,73 % du parc automobile).

Le réseau français de stations-service GPLc est resté stable en 2012 et couvre une grande partie du territoire national.

Il compte actuellement près de 1 750 points de vente ouverts au public et près de 100 stations privatives (en partie pour l'approvisionnement des parcs des collectivités).

Les capacités actuelles d'approvisionnement et la taille du réseau de distribution permettraient, en théorie, d'alimenter un parc de plus de 1,5 millions de véhicules GPLc en France.

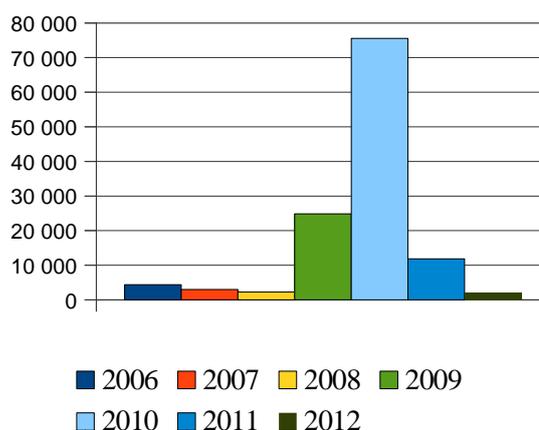
Ventes de véhicules neufs

75 569 nouvelles immatriculations de véhicules GPLc avaient été enregistrées en 2010, contre 24 823 en 2009 et 2 250 en 2008, soit des ventes multipliées par 33 en deux ans. La part de marché des véhicules GPLc a atteint plus de 3,25 % des véhicules neufs immatriculés en 2010 contre 1,08 % en 2009. Cette hausse des ventes s'explique par la commercialisation de nouveaux modèles, un bonus écologique spécifique et les avantages fiscaux pour les particuliers et les professionnels.

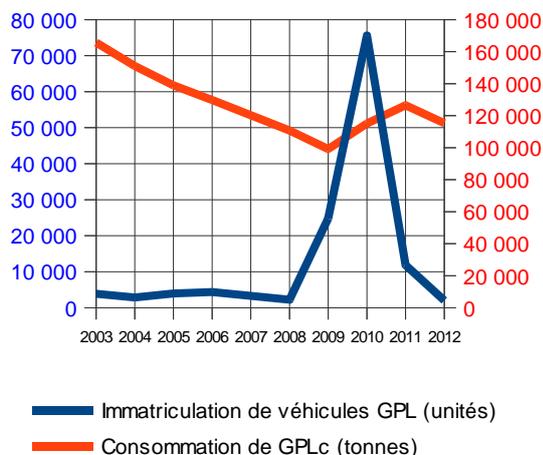
Avec la fin du bonus écologique spécifique au GPLc en 2011, les nouvelles immatriculations de véhicules GPLc sont revenues à un niveau plus bas (2 025 immatriculations en 2012, 1 911 véhicules particuliers, 114 véhicules utilitaires légers).

Comme les années précédentes, le prix moyen à la pompe est moins élevé que celui du SP95 (0,88 € le litre), notamment du fait d'une fiscalité réduite.

Évolution du nombre d'immatriculations de véhicules GPL (mono ou bicarburant)



Évolution de la consommation de GPLc



Malgré l'augmentation du parc, la consommation de GPLc a diminué légèrement en 2012, probablement en raison de la crise économique.

Le gaz naturel-véhicule (GNV)

Le GNV est du gaz naturel (méthane), identique à celui qui circule dans les réseaux de distribution et de transport, mais qui est ici destiné à la consommation automobile. Il est en général issu des gisements fossiles de gaz naturel, mais peut aussi être obtenu par épuration du biogaz, énergie renouvelable elle-même issue de la collecte des ordures ménagères ou agricoles. Il peut être liquéfié à des températures plus basses que le GPLc (-161°C), à pression atmosphérique, mais cette liquéfaction est consommatrice d'énergie. En utilisation dans un véhicule automobile, il est généralement stocké dans les réservoirs sous forme gazeuse à une pression de 200 bars.

Toutes les études menées montrent que les émissions d'un véhicule consommant du GNV (CO, CO₂, NO_x, hydrocarbures imbrûlés, particules) sont parmi les plus faibles de tous les carburants issus des énergies fossiles. Le bilan écologique est encore meilleur lorsque le GNV utilisé provient de biométhane. En effet, dans ce cas, le méthane issu des déchets fermentescibles est capté et utilisé au lieu d'être relâché dans l'atmosphère.

Le GNV est aujourd'hui essentiellement utilisé par des véhicules de flottes captives (autobus, bennes à ordures ménagères, poids lourds et véhicules légers d'entreprises). Les principales villes européennes sont équipées en bus GNV à hauteur de 13 % de leurs flottes. En France, une agglomération sur deux de plus de 150 000 habitants est équipée de bus fonctionnant au GNV.

Le parc français de véhicules GNV est de 2400 bus, 750 bennes à ordures ménagères, 150 camions et 10 000 véhicules légers (généralement de flottes d'entreprises). 541 véhicules fonctionnant au GNV ont été immatriculés en France en 2012

Le parc de véhicules GNV de particuliers est peu développé en France, l'offre de véhicules et le maillage du territoire en stations service étant trop limités (40 stations accessibles au public, 115 stations privées pour poids lourds et 145 stations privées pour véhicules légers de flottes). En outre, 16 millions de véhicules GNV fonctionnent dans le monde. En Europe, c'est l'Italie qui en utilise le plus, avec 750 000 véhicules légers, 3500 poids lourds, 850 stations publiques et 50 privées.

Les incitations à l'utilisation du GPLc et du GNV

Bonus écologique

L'aide pour l'achat de ce type de véhicule est aujourd'hui soumise aux mêmes conditions d'émissions de CO₂ que l'aide pour l'achat d'un véhicule propre fonctionnant à l'essence ou au gazole.

Mesures fiscales

– Le GNV utilisé comme carburant est totalement exonéré de la Taxe Intérieure sur la Consommation de Gaz Naturel (TICGN). Lorsqu'il provient de biométhane, il fait l'objet d'un soutien supplémentaire. En effet, un fournisseur de gaz qui rachète du biométhane injecté dans les réseaux se voit appliquer un avantage financier lorsqu'il vend ce gaz pour une utilisation en tant que carburant.

– le GPLc bénéficie d'une Taxe Intérieure de Consommation sur les Produits Énergétiques plus faible (TICPE à taux réduit de 107,6 €/t, soit 5,99 c€/l contre 60,69 c€/l pour les supercarburants et 42,84 c€/l pour le gazole) ;

– pour les véhicules de société, la TVA est récupérable à 100 % pour les véhicules utilitaires et les voitures particulières fonctionnant au GPLc ou au GNV ;

– exonération totale ou partielle de la taxe proportionnelle sur les certificats d'immatriculation, selon les régions.

Les biocarburants

Le plan biocarburants français

La France s'est engagée dans un programme de développement des biocarburants et met en œuvre une série de mesures permettant d'encourager leur production et leur mise sur le marché. Ce plan a fixé des objectifs ambitieux d'incorporation de biocarburants dans les carburants traditionnels d'origine fossile.

Objectifs d'incorporation (% énergétique)

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
1,20	1,75	3,50	5,75	6,25	7,00	7,00	7,00

En 2013, l'objectif de 7 % reste inchangé. Les biocarburants apporteront la contribution la plus importante à l'objectif européen de 10 % d'énergies renouvelables dans les transports à l'horizon 2020.

Les bilans d'incorporation (% énergétique)

	2008	2009	2010	2011	2012
Objectif	5,75	6,25	7,00	7,00	7,00
Réalisé	5,71	6,04	6,7	6,84	6,83

En 2012, le pourcentage énergétique (pci) de biocarburants dans les carburants a été de 6,83% pour l'ensemble des deux filières (5,82% pour les essences et 7,04 % pour le gazole), contre 6,84 % en 2011 (5,78 % pour les essences et 7,07 % pour le gazole).

Afin d'atteindre les objectifs fixés, le gouvernement a engagé des actions volontaristes permettant d'encourager la production de biocarburants et leur mise sur le marché.

L'augmentation de la teneur en biocarburants dans les carburants

Le SP95-E10

Depuis le 1^{er} avril 2009, le SP95-E10 (limité à 10 % en volume d'éthanol) est vendu en parallèle du supercarburant sans plomb traditionnel dont la teneur en éthanol est inférieure à 5 % en volume. Il est prévu que la distribution des carburants SP95 et SP98 soit maintenue dans la mesure où il existe encore des véhicules non compatibles avec le SP95-E10 (notamment les plus anciens et ceux équipés d'un moteur à injection directe).

Le SP95-E10 a vocation à devenir le carburant

essence « de référence » en Europe. En février 2013, 4 394 stations service proposaient le SP95-E10 à la vente, soit plus de 37% du parc national et le SP95-E10 représentait 28,6 % du volume des essences, soit davantage que la part du SP98, inférieure à 20%.

Les carburants à haute teneur en biocarburants

Le gazole B30

Le gazole B30 contient 30 % en volume d'EMAG (Esters Méthyliques d'Acide Gras). Il est autorisé pour les véhicules de flottes captives disposant d'une logistique carburant dédiée. Ce carburant n'est pas disponible à la vente au grand public, dans la mesure où il n'est pas compatible avec les moteurs de nombreux véhicules Diesel en circulation en Europe et où il nécessite des conditions de maintenance adaptées.

Le superéthanol E85

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

Toutes les conditions ont été mises en place afin d'autoriser la vente du superéthanol sur l'ensemble du territoire pour les professionnels et les particuliers depuis le 1^{er} janvier 2007.

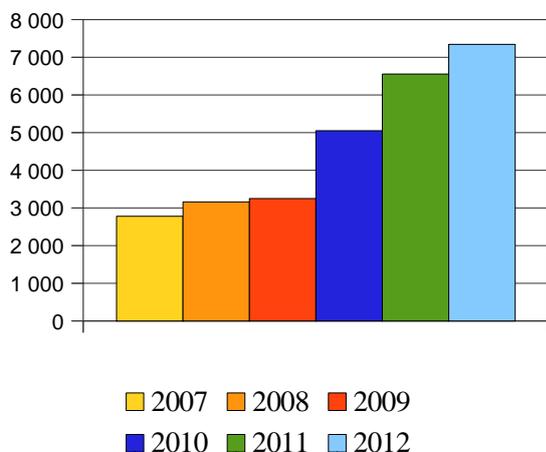
Ainsi le superéthanol bénéficie d'une fiscalité avantageuse de 17,29 €/hl (contre 20,69 €/hl en 2010 et 60,69 €/hl pour le supercarburant classique), qui permet actuellement de le vendre à un prix moyen de 0,941 €/l (en février 2013).

Par ailleurs, pour faciliter et accélérer le développement de cette filière des mesures fiscales favorables ont été adoptées en tenant compte de l'intérêt du superéthanol en termes d'environnement et d'indépendance énergétique :

- exonération partielle ou totale de la taxe proportionnelle sur les certificats d'immatriculation selon les régions ;
- abattement de 40 % sur les taux d'émissions de dioxyde de carbone retenus pour déterminer le malus correspondant si les voitures fonctionnant au superéthanol E85 émettent moins de 250 g de CO₂/km.

En janvier 2013, 306 stations service commercialisent ce carburant et environ 29 393 véhicules prévus pour fonctionner avec ce carburant ont été immatriculés depuis 2006.

Immatriculations de véhicules à carburant modulable (flex fuel)



Les huiles végétales pures (HVP)

L'utilisation des HVP comme carburant n'est autorisée que pour certains secteurs professionnels par les articles 265 ter et quater du code des douanes.

Cette autorisation concerne l'utilisation de l'huile végétale pure comme :

- carburant agricole par les exploitants agricoles ;
- carburant de bateaux de pêche professionnelle pour les pêcheurs ;
- carburant (y compris dans les véhicules de transports en commun de personnes) utilisé par les collectivités territoriales ou leurs groupements. Elles devront préalablement avoir signé avec l'État un protocole précisant notamment les obligations de suivi et de contrôles réguliers des véhicules.

Les HVP utilisées bénéficient d'une exonération de la Taxe Intérieure de Consommation sur les produits énergétiques (TICPE).

L'utilisation des HVP suscite beaucoup de réserves de la part des constructeurs de véhicules automobiles et de machines agricoles dont la grande majorité déconseille son usage.

La production de biocarburants

La production issue d'unités agréées pour le marché français a été quasiment stable jusqu'en 2010 et a baissé en 2011. En 2012, la production de biocarburants a repris du fait de la baisse du taux d'importation de biocarburants. Cette baisse du taux d'importation peut s'expliquer par la modification des mesures de soutien à la filière de certains pays, tels que l'Argentine par exemple, et le plafonnement du double comptage.

Production totale issue d'unités agréées en kt				
2008	2009	2010	2011	2012
2 675	2 919	2 846	2 374	2 573
Agréments totaux en kt				
2008	2009	2010	2011	2012
3 429	3 965	4 268	4 268	3 871

ETBE et éthanol

Pour la filière bioéthanol, c'est de l'éthanol ou son dérivé l'ETBE (Ethyl tertio butyl éther) qui sont incorporés dans l'essence. La production d'ETBE se fait à partir de 47 % en volume d'éthanol. Seule cette fraction bénéficie de la défiscalisation si l'ETBE a été produit dans une unité agréée, dans la limite des quantités fixées.

Production d'ETBE (équivalent éthanol) issue d'unités agréées en kt				
2008	2009	2010	2011	2012
215	202	188	178	150
Agréments ETBE (en équivalent éthanol) en kt				
2008	2009	2010	2011	2012
225	225	225	225	189

En 2012, la filière éthanol a produit près de 59% des capacités agréées. Une très grande partie de cet éthanol sert à la production d'ETBE.

Production d'éthanol issue d'unités agréées en kt				
2008	2009	2010	2011	2012
375	417	522	469	470
Agréments d'éthanol en kt				
2008	2009	2010	2011	2012
717	867	867	867	802

EMAG

Pour la filière oléagineuse, ce sont essentiellement les EMAG (Esters Méthyliques d'Acide Gras) qui sont incorporés dans les gazoles. La production de biodiesel issue des unités agréées s'est élevée à 1 953 kt en 2012 contre 1 695 kt en 2011. La filière a ainsi produit un peu plus de 70% des capacités agréées en 2012, contre 55% en 2011.

Production d'EMAG issue d'unités agréées en kt				
2008	2009	2010	2011	2012
2 085	2 095	2 120	1 695	1 953

Agréments EMAG en kt				
2008	2009	2010	2011	2012
2 487	2 647	3 070	3077	2779

La fiscalité

Le principal levier incitatif : la Taxe Générale sur les Activités Polluantes (TGAP)

La TGAP permet d'encourager l'incorporation et la distribution de biocarburants en pénalisant les opérateurs qui mettent à la consommation une proportion de biocarburants inférieure au seuil fixé.

La loi de finances pour 2005 institue un système de taxation des carburants visant à favoriser l'incorporation de biocarburants au niveau prévu par la loi n°2005-781 de programme fixant les orientations de politique énergétique du 13 juillet 2005 modifiée.

L'article 32 introduit en effet une taxe sur la mise à la consommation d'essence d'une part et de gazole d'autre part basée sur le prix de vente hors TVA. Le taux de la taxe générale sur les activités polluantes est fixé à 7 % depuis 2010 (art 266 quinquies du code des Douanes). L'assiette de la TGAP est constituée par les volumes de carburants routiers mis à la consommation.

Pour le calcul de la TGAP, ce taux est diminué à proportion des volumes de biocarburants incorporés dans les carburants mis sur le marché.

Les montants TGAP acquittés

2008	2009	2010	2011	2012
62 M€	104 M€	110 M€	150 M€	156M€

Une incitation renforcée pour les biocarburants produits à partir de déchets : le double comptage

Les biocarburants produits à partir de déchets et de résidus peuvent bénéficier du double comptage au titre de la TGAP. Cela signifie que la part de ces biocarburants est comptée deux fois pour l'atteinte de l'objectif de 7%.

Ce double comptage, qui donne un net avantage compétitif aux produits concernés, permet d'encourager le développement de biocarburants n'entrant pas en concurrence avec l'alimentation tout en contribuant à la valorisation des huiles alimentaires usagées ou des graisses animales inutilisées.

L'arrêté du 17 janvier 2012 fixait les modalités d'application du double comptage pour l'année 2012. Il limite la quantité de biocarburants pouvant bénéficier de cet avantage à 0,35% d'incorporation afin d'éviter l'importation importante de déchets qui a été observée en 2011.

Les modalités d'application du double comptage pour l'année 2013 sont fixées par l'arrêté du 13 mars 2013.

Une TICPE réduite pour les biocarburants

La directive 2003/96/CE prévoit la possibilité pour les États Membres d'appliquer un taux d'accises réduit sur certaines huiles minérales (carburants) qui contiennent des biocarburants et sur les biocarburants.

L'exonération partielle de la Taxe Intérieure de Consommation sur les Produits Énergétiques (TICPE) permet de compenser le surcoût de fabrication des biocarburants (issus des unités agréées) par rapport aux carburants d'origine fossile.

Après une diminution régulière, les taux de défiscalisation des biocarburants ont été stabilisés à partir de 2011 jusqu'en 2013. Ils devraient ensuite diminuer jusqu'à l'extinction de la défiscalisation au 31 décembre 2015.

Les taux de la défiscalisation¹

€/hl	2009	2010	2011	2012	2013
EMAG*	15	11	8	8	8
ETBE**	21	18	14	14	14
Éthanol					
EEHV***	21	18	14	14	14
BS****	15	11	8	8	8

* esters méthyliques d'acide gras

** seule la part éthanol peut en bénéficier

*** esters éthyliques d'huiles végétales

**** biogazole de synthèse

Mission sur la fiscalité des biocarburants

Le CGAAER et le CGEJET ont été sollicités au début de l'année 2013 afin de formuler des recommandations sur les taux de la défiscalisation pour les années 2014 et 2015, sur le niveau du plafond pour les biocarburants issus de déchets et de résidus, ainsi que sur de nouveaux dispositifs de soutien à la filière.

La mission devrait rendre ses conclusions au mois de juillet 2013.

¹Compte tenu de la moindre densité énergétique des biocarburants, la perte de recettes pour l'État est compensée par une plus forte consommation en volume.

Les montants de la défiscalisation sont estimés à 288M€ en 2012.

Les montants globaux de la défiscalisation

2008	2009	2010	2011	2012
720 M€	521 M€	425 M€	271 M€	288 M€

Les enjeux de la performance énergétique et environnementale des biocarburants

Une politique européenne volontariste

La directive 2009/28/CE, relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (appelée directive EnR) fixe un objectif d'utilisation d'énergies renouvelables dans le bouquet énergétique de 23 % pour la France en 2020 et un objectif au moins égal à 10 % d'énergies renouvelables dans le secteur des transports en 2020.

La directive 2009/30/CE modifiant la directive 98/70/CE en ce qui concerne les spécifications relatives à l'essence, au carburant diesel et aux gazoles fixe un objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre produites sur l'ensemble du cycle de vie des carburants de 10 % en 2020. Ces 10% se décomposent en 6% de réduction effective des émissions de gaz à effet de serre des carburants, 2% de réduction à l'aide de quotas carbonés et 2% qui peuvent être atteints à l'aide d'autres formes d'énergie (électricité, biogaz,...)

Selon ces deux directives, seuls les biocarburants et les bioliquides, consommés dans l'Union européenne, répondant à des « critères de durabilité », pourront être pris en compte pour évaluer le respect de ces objectifs et bénéficier de la TICPE réduite.

2012, première année de fonctionnement de la durabilité des biocarburants en France

En 2011, les dispositions européennes sur la durabilité des biocarburants ont été transposées dans la réglementation nationale par les textes suivants :

- Code de l'énergie (articles L.661-1 à L.661-9) par l'ordonnance n°2011-1105 du 14 septembre 2011 portant transposition des directives 2009/28/CE et 2009/30/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 dans le domaine des énergies renouvelables et des biocarburants ;
- Décret n°2011-1468 du 9 novembre 2011 et relatif à la durabilité des biocarburants et des bioliquides ;

- Arrêté du 23 novembre 2011 modifié pris en application de l'ordonnance n°2011-1105 du 14 septembre 2011 et du décret du 9 novembre 2011 et relatif à la durabilité des biocarburants et des bioliquides ;
- Arrêté du 1er décembre 2011 relatif aux contenus énergétiques des biocarburants et des carburants.

Conformément à cette nouvelle réglementation et afin de respecter les critères de durabilité, les biocarburants :

- doivent permettre une réduction des émissions de gaz à effet de serre (du puits à la roue), d'au moins 35 % par rapport aux carburants fossiles de référence et, à partir du 1^{er} janvier 2017, d'au moins 50 %, voire de 60 % en 2018 pour les unités nouvelles ;
- ne doivent pas être produits à partir de terres riches en biodiversité et de terres présentant un important stock de carbone ou de tourbières.

Ces critères s'appliquent également aux biocarburants produits à partir de matières premières en provenance de pays tiers. Ces critères s'appliquent à toute la chaîne de production et de distribution des biocarburants dont les étapes vont du champ jusqu'à la distribution des carburants ou des combustibles destinés à la consommation.

L'année 2012 a été la première année de mise en œuvre des dispositions transposées en 2011. Afin de démontrer le respect des critères évoqués ci-dessus, les opérateurs ont dû s'inscrire à un schéma volontaire, développé par des représentants des opérateurs eux-mêmes, ou au système national, qui est géré par la DGEC. Cela leur a permis de démontrer que les critères de durabilité ont été respectés.

Le rapport de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) « Analyses de Cycle de Vie appliquées aux biocarburants de première génération consommés en France » (publié en 2010) confirme que les biocarburants actuellement utilisés en France présentent des bilans gaz à effet de serre, du puits à la roue, qui satisfont les exigences de la directive 2009/28/CE (réduction d'au moins 35 % des émissions de gaz à effet de serre) en l'absence de changement d'affectation des sols.

Le changement d'affectation des sols

Les directives 2009/28/CE et 2009/30/CE, évoquées ci-dessus, ne prennent pas en compte les émissions de gaz à effet de serre liées au changement d'affectation des sols indirect.

Depuis lors, le phénomène de Changement d'Affectation des Sols Indirect (CASI), *Indirect Land Use Changes* (ILUC en anglais), déjà identifié dans la directive ENR qui renvoyait à des dispositions opérationnelles ultérieures, a été porté par les ONG environnementales. Le CASI pourrait, en effet, augmenter considérablement les émissions de gaz à effet de serre des biocarburants issus de denrées alimentaires (huiles et sucres). Ce phénomène peut se résumer ainsi : l'usage d'huiles - initialement destinées à l'alimentation - pour faire des biocarburants en France peut entraîner l'importation d'huiles d'Asie ou d'Amérique à destination de l'alimentation. Or, si ces productions supplémentaires nécessitent la transformation de prairies ou une déforestation, le bilan d'émission de GES des biocarburants français sera dégradé.

Afin de répondre à ces préoccupations, la Commission a publié le 18 octobre 2012 une proposition de directive, modifiant les deux directives en vigueur. Cette directive sera négociée au Conseil Européen ainsi qu'au Parlement au cours de l'année 2013.

La recherche en matière de biocarburants

Les limites physiques et économiques de production des biocarburants de première génération, notamment en matière de rendement à l'hectare et de protection des débouchés alimentaires, conduisent les pouvoirs publics à soutenir la recherche et le développement sur les biocarburants avancés de deuxième et troisième génération.

Les biocarburants de 2^{ème} génération utilisent l'intégralité de la lignocellulose des plantes ou de la biomasse (bois, paille, résidus agricoles et forestiers et cultures dédiées). Ces cultures dédiées n'entreront plus en concurrence directe avec les cultures vivrières.

Les biocarburants de 3^{ème} génération seront issus des algues cultivées soit en milieu ouvert soit en bioréacteur.

Les biocarburants avancés n'ont pas encore atteint le stade industriel et sont encore au stade de la recherche – développement, ou de la démonstration pour les projets de deuxième génération les plus avancés.

En ce qui concerne la deuxième génération, les premières productions industrielles sont escomptées un peu avant la fin de la décennie. En termes de technologies, on distingue la voie biochimique et la voie thermochimique.

Les projets de démonstrateurs en cours explorent ces deux technologies :

– basé en Champagne Ardennes, le projet **Futurol** (76,4 M€) concerne la production de bioéthanol à partir de lignocellulose issue de co-produits agricoles ou forestiers ou de biomasse dédiée, par voie biochimique. Il rassemble les principaux acteurs de la filière bioéthanol de première génération, IFP EN, l'INRA, Lesaffre et Total.

– le projet **BioTfuel** (112,7 M€) utilise quant à lui la voie thermochimique. Basé à Compiègne puis Dunkerque, ce projet de fabrication de biodiesel et de kérosène de synthèse rassemble le CEA, IFP EN, Sofiprotéol et Total.

– le projet **Syndièse**, situé à Bures et porté par le CEA, utilise lui aussi la voie thermochimique et vise à améliorer le rendement global du procédé grâce à un apport extérieur d'hydrogène.

– à Strasbourg, le projet du groupe papetier **UPM**, qui faisait partie des cinq projets présentés par la France dans le cadre du programme européen NER300 (voir la fiche 22), a été retenu et sera financé à hauteur de 170 M€. Il s'agit également d'un procédé par voie thermochimique utilisant des résidus de bois comme matières premières.

La France dispose d'un réseau scientifique et technologique important qui se structure notamment dans le cadre des instituts d'excellence en énergie décarbonnée (IEED). Ces derniers peuvent s'appuyer sur plusieurs centres de recherche publics : IFP EN, INRA, CEA, IFREMER. Trois IEED concernent les biocarburants : PIVERT, à Compiègne, Greenstars, dans l'Hérault, et INDEED, près de Lyon. Ils ont été labellisés en avril 2012 et sont en cours de conventionnement.

- Vivien ISOARD ; Jean-michel LAMY.

12 - Les infrastructures pétrolières

Une composante majeure de la sécurité d'approvisionnement

La restructuration des infrastructures pétrolières se poursuit en 2012.

Les raffineries

Les produits pétroliers sont importés quasi exclusivement par les ports, soit directement sous formes de produits finis, soit sous forme de pétrole brut dans les ports de Marseille, du Havre et de Saint-Nazaire pour être traités dans les raffineries françaises.

Infrastructures pétrolières métropolitaines



L'industrie du raffinage a connu des évolutions en 2012. Après un court redémarrage au deuxième semestre, la raffinerie de Petit-Couronne s'est de nouveau arrêtée en fin d'année, portant à deux le nombre des raffineries métropolitaines opérationnelles en 2011.

Ainsi, en 2012, les importations de brut ont baissé de 7,6 Mt pour s'établir à 58 Mt. Concernant les produits finis, les importations ont augmenté de 3,5 Mt pour atteindre 44 Mt. Quant aux exportations, elles sont passées de 24,2 à 20 Mt.

Des investissements importants ont été réalisés dans les raffineries de Port-Jérôme et de Gonfreville pendant leurs grands arrêts.

Le raffinage en 2012

Groupe	Nombre de raffineries	Brut raffiné
Total	5	31 087 kt
Esso	2	15 740 kt
Petroinéos	1	8 709 kt
Petroplus	1	2 450 kt
Global	9	57 986 kt

Source DGEC - Voir fiche 10 « Le raffinage »

Les réseaux de transport par pipelines

En 2012, le transport de pétrole brut par pipelines a baissé de 28%. Le transport de produits finis a, quant à lui, baissé de 11%.

Les principaux réseaux de pipelines

Les pipelines de pétrole brut

Les pipelines de pétrole brut relient les dépôts d'importation aux raffineries. La France en compte trois principaux :

- au départ du grand port maritime de Marseille, le pipeline sud-européen (PSE) approvisionne les raffineries de Feyzin, de Cressier (Suisse) et de Karlsruhe (Allemagne) ;
- le pipeline de l'Ile-de-France (PLIF) achemine du pétrole brut du port du Havre à la raffinerie de Grandpuits (sud-est de Paris) et peut être utilisé comme moyen de secours pour l'approvisionnement de la raffinerie de Normandie ;
- le pipeline Antifer-Le Havre transporte du pétrole brut depuis Antifer jusqu'au dépôt de la Compagnie Industrielle Maritime (CIM) au Havre qui alimente les raffineries de la Basse-Seine.

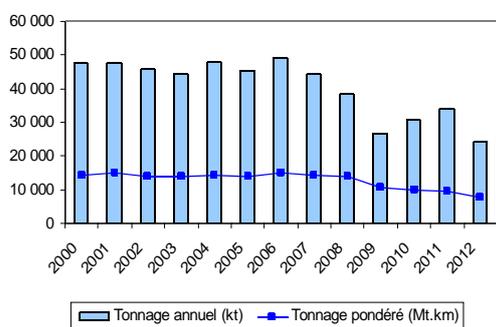
Les pipelines de produits finis

Les pipelines de produits finis approvisionnent les dépôts de distribution. Les principaux sont :

- le pipeline Le Havre-Paris (LHP) est le réseau qui alimente la capitale et les aéroports parisiens en produits finis. Il dessert également Orléans et Tours ;
- le pipeline Méditerranée Rhône (PMR) achemine des produits raffinés du port de Fos-sur-Mer vers la région lyonnaise, le Sud-Est et la Suisse ;
- le Donges-Melun-Metz (DMM) traverse la France d'Ouest en Est, du port de Saint-Nazaire à Saint-Baussant ;
- l'oléoduc de défense commune (ODC) correspond à la partie française du Central Europe Pipeline System (CEPS) de l'OTAN et s'étend en France sur 2 260 km.

Le trafic dans les principaux pipelines de pétrole brut en 2012

Evolution du transport de pétrole brut



Sources : SPSE, Total, Vermillon REP, Lundin et CIM

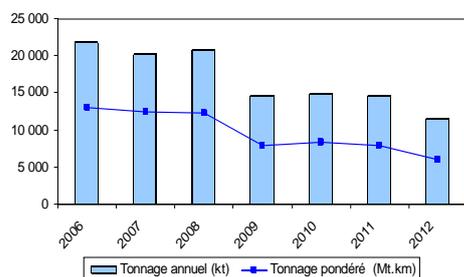
Le trafic dans les principaux pipelines¹ de pétrole brut a baissé de 28% en 2012.

Le pipeline sud-européen

Le trafic sur le réseau du PSE est en baisse de 21,7% en 2012 par rapport à 2011, avec 11,4 Mt de pétrole brut transporté. Cette baisse s'explique par l'arrêt définitif de la raffinerie de Reichstett en avril 2011 et l'arrêt provisoire de la raffinerie de Cressier en 2012.

Début 2013, suite à une décision des actionnaires de la raffinerie MIRO de Karlsruhe de reporter leur approvisionnement depuis SPSE vers le pipeline TAL, le PSE n'approvisionne plus que les raffineries de Feyzin (5 Mt) et de Cressier (1,2 Mt). En dix ans, le PSE a perdu plus de la moitié de son trafic.

Evolution du trafic du réseau SPSE



Source : SPSE

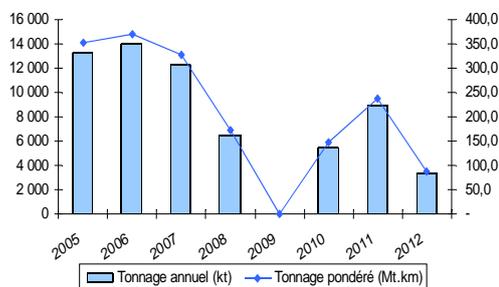
Le pipeline Antifer-Le Havre

Le trafic sur le pipeline a fortement diminué en 2012 en s'établissant à 3,3 Mt, soit une baisse

¹ PSE, Antifer-Le Havre, PLIF, Pipeline du Jura, Parentis-Ambès, Pipeline Villeperdue-Grandpuits (Inclut des produits intermédiaires pour le PSE et le PLIF)

de 63%. Ce résultat s'explique par des opérations de maintenance et de réparation sur la canalisation de 42 pouces qui ont conduit à une interruption des transports de Mars à Juin 2012.

Evolution du trafic du pipeline Antifer-Le Havre



Source : CIM

Le pipeline de l'Île-de-France

Le trafic sur le PLIF a augmenté de près de 19,2% en 2012, s'établissant à 7,7 Mt. Cela s'explique par le grand arrêt de la raffinerie de Grandpuits en 2011.

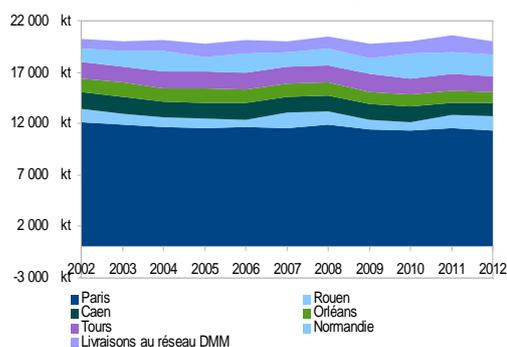
Le trafic de produits raffinés dans les pipelines en 2012

Le trafic de produits raffinés sur les principaux réseaux de pipelines a baissé de 11,26 % s'établissant à 32,6 Mt.

Le pipeline Le Havre-Paris

Le réseau LHP totalise un trafic de 19,9 Mt de produits finis en 2012, en baisse de 3% par rapport à l'année précédente (20,6 Mt). Cela est dû, d'une part, à la baisse de la consommation en carburants et en combustibles durant l'année 2012 et, d'autre part, à l'arrêt technique de la raffinerie de Gonfreville qui a entraîné une délocalisation partielle du trafic.

Trafic annuel du réseau LHP, par branche



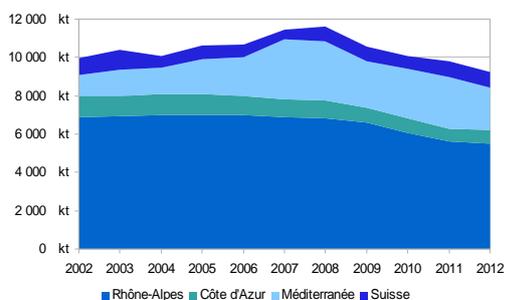
Source : TRAPIL

Le trafic via le pipeline DMM a enregistré la plus importante baisse, 21 % en 2012. Il faut noter cependant que la fin de l'année 2011 avait été exceptionnelle pour le DMM. Par rapport à 2010, cette année 2012 est encore en hausse de 11 %.

Le pipeline Méditerranée-Rhône

En ce qui concerne le pipeline Méditerranée-Rhône, le trafic a baissé de 6% en 2012 par rapport à l'année précédente : il s'établit à un volume de 9,2 Mt. L'écart par rapport à 2011 s'explique essentiellement par la baisse importante des volumes livrés au dépôt pétrolier de Fos depuis la raffinerie de Berre, en raison de sa fermeture, et dans une moindre mesure à la baisse du trafic vers la région Rhône-Alpes due à la fermeture du dépôt de Chignin.

Trafic annuel du réseau SPMR, par branche



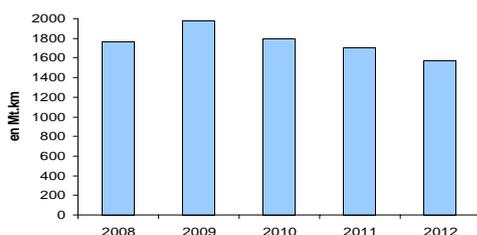
Source : SPMR

L'oléoduc de défense commune

Sur l'ODC, le trafic a baissé de 3,4% en 2012 atteignant 1571 Mt.km (civil et militaire), cette baisse est la conséquence de deux évolutions contradictoires :

- sur la partie nord du réseau, une chute de 50 % du trafic de carburacteur en provenance du Havre et à destination de l'Allemagne via Strasbourg et Kehl ;
- dans le sud, une augmentation de 25 % des entrées de Naphta à Lavéra et Oytier à destination de Carling.

Trafics civil et militaire sur les ODC

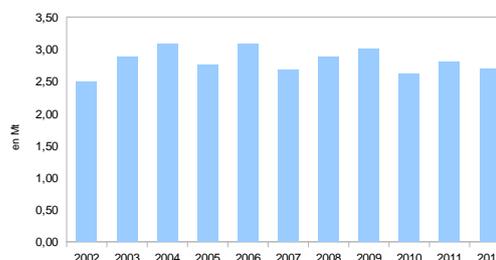


Source : TRAPIL

Le Donges-Melun-Metz

Le trafic sur le DMM a baissé de 2,9 % par rapport à l'année précédente, avec un trafic de 2,7 Mt. Malgré l'arrêt de la raffinerie de Normandie pour maintenance, il n'y a pas eu d'impact sur le tonnage transporté grâce au rééquilibrage sur les réseaux de pipelines.

Trafic du réseau DMM

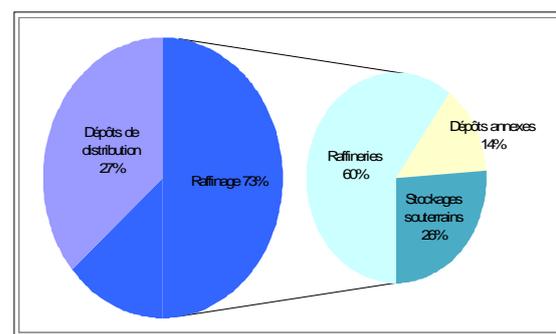


Source : SFDM

Les infrastructures de stockage

La France dispose d'une capacité globale de stockage en produits pétroliers de l'ordre de 44 Mm³ contre 45 en 2011. Ces stockages sont principalement situés dans les raffineries et leurs dépôts annexes qui représentent 73 % de la capacité totale (environ 32 Mm³). Les stockages souterrains de Manosque y contribuent pour environ 8 Mm³. L'arrêt d'exploitation de deux raffineries en 2012 (Berre et Petit-Couronne) diminue sensiblement les capacités de stockage.

Répartition des volumes de stockage par infrastructure (pétrole brut et produits finis)



Source : CPDP

Les stockages de brut et de produits intermédiaires représentent respectivement 11,3 et 9,4 Mm³. Les capacités de produits finis s'élèvent quant à elles à environ 23 Mm³.

Les dépôts de distribution de carburants et de combustibles

Ces dépôts, au cœur de la logistique pétrolière, jouent un rôle primordial dans l'approvisionnement des régions. Ils sont approvisionnés par moyens massifs (pipeline, voie ferrée et voie navigable) depuis les raffineries ou les ports d'importation.

Capacités des dépôts de distribution

Les dépôts d'une capacité supérieure à 50 km³ représentent 27 % des dépôts mais 90 % du stockage total.

Capacité C en km ³	Nombre de dépôts	% capacité totale
C > 300	7	37
100 < C < 300	19	34,5
50 < C < 100	29	17,8
25 < C < 50	22	7,3
10 < C < 25	17	2,5
1 < C < 10	14	0,5
0,4 < C < 1	90	0,4

Source : CPDP/DGEC

45 % des dépôts ont une capacité inférieure à 1000 m³. Ils contribuent toujours par leur nombre et leur répartition géographique au maillage du territoire et donc à la sécurité d'approvisionnement.

Évolution du nombre de dépôts et de la capacité globale de stockage

La rationalisation des infrastructures pétrolières se poursuit, rendant l'outil d'approvisionnement en produits pétroliers plus performant mais aussi plus sensible aux perturbations. Ceci entraîne des tensions plus fréquentes du système.

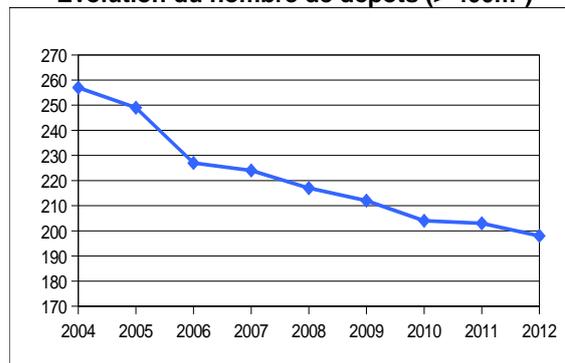
Les dépôts de distribution ont continué d'investir pour répondre aux différentes contraintes réglementaires (sécurité, environnement, nouveaux produits).

La capacité globale est toujours en diminution en 2012 et s'établit désormais à 11,08 Mm³.

Le nombre des dépôts d'une capacité supérieure à 400 m³ (hors dépôts annexes de raffineries) est de 198 en 2012 contre 203 en 2011. Parmi les cinq dépôts fermés, le dépôt de Brive-la-Gaillarde, d'une capacité de 22 000 m³, était le plus important. L'approvisionnement de cette zone, autrefois en partie réalisé par trains via ce dépôt, s'effectue aujourd'hui par

camions citernes directement depuis Ambès (Bordeaux), voire parfois depuis Frontignan.

Evolution du nombre de dépôts (> 400m³)

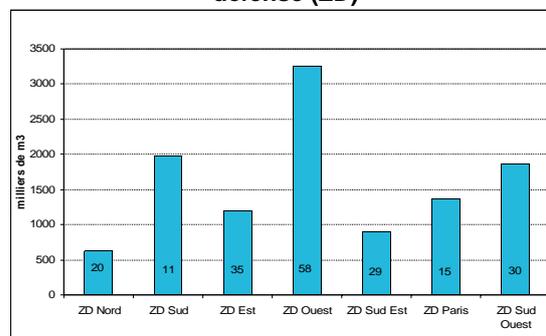


Source : CPDP/DGEC

Répartition géographique (cf. carte en p.1)

Les stockages sont inégalement répartis sur le territoire national. Les gros volumes de stockage se trouvent en amont des zones de forte consommation et sont donc essentiellement concentrés dans les zones portuaires (Le Havre, Nantes Saint-Nazaire, Bordeaux et Marseille) et sur les grands réseaux de pipelines alimentant l'Île-de-France et la région Rhône-Alpes.

Capacités et nombre de dépôts par zone de défense (ZD)



Source : CPDP/DGEC

Il est à noter que 23 départements ne disposent d'aucune installation pétrolière de stockage de plus de 400 m³.

La diminution du nombre de dépôts de distribution, dits de maillage, entraîne un élargissement des zones de chalandise et a pour conséquence directe une augmentation du trafic de camions citernes, seul mode de transport en aval des dépôts.

Les dépôts de distribution assurent également l'entreposage de stocks stratégiques appartenant à la Société anonyme de gestion de stocks de sécurité (SAGESS) et aux opérateurs. La SAGESS a placé ses stocks

d'essences, de gazole et de fioul domestique de manière à assurer pour chacun de ces produits un nombre minimum de jours de consommation à chaque ZD.

Un fort maillage de dépôts de distribution sur le territoire constitue un élément essentiel de la sécurité des approvisionnements, puisqu'il permet le stockage au plus près des zones de consommation.

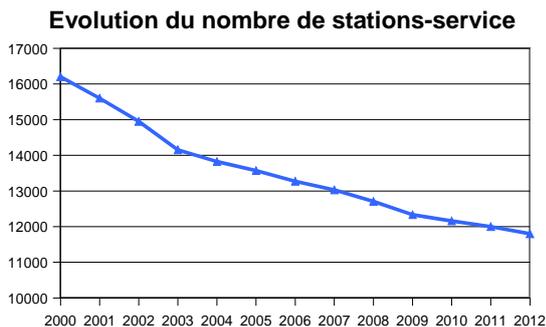
Les infrastructures de distribution (stations-service)

Le réseau de distribution français, comprend environ 12 000 stations-service contre 16 000 en 2000. Fortement concurrentiel, il est aujourd'hui constitué de trois types de stations :

- les stations liées à la grande distribution (GMS 42 %) ;
- les stations de marques, majoritairement réparties sur les grands itinéraires (40 %) ;
- les stations indépendantes situées principalement en zone rurale, en grande partie des petits commerces à l'équilibre fragile, dont la distribution de carburant constitue une activité en complément d'une boutique et de divers autres services (18 %).

Les distributeurs doivent faire face au renforcement des normes réglementaires pour la protection de l'environnement. Un arrêté du 22 juin 1998 prévoyait que les réservoirs enterrés simple enveloppe, non stratifiés et non placés en fosse, devaient être remplacés ou transformés en réservoirs enterrés double enveloppe avec détection de fuite, au plus tard pour le 31 décembre 2010. Compte tenu du coût des investissements, le gouvernement a repoussé l'échéance au 31 décembre 2013.

En 2012, le comité professionnel de la distribution de carburants (CPDC), chargé d'engager des actions en faveur des distributeurs de carburants indépendants, disposait d'un budget de 3,55 M€ dans le cadre des aides à l'environnement (sécurité des biens et des personnes), au développement (modernisation, diversification) et à caractère social.



Source : CPDP/DGEC

Les stocks stratégiques pétroliers

Fonctionnement du système français des stocks stratégiques

Ce système a été conçu pour faire face aux situations de crises d'approvisionnement internationales et aux perturbations nationales ou locales du réseau de distribution. Il a, en outre, pour fonction de permettre à la France de remplir ses engagements pris envers les organisations internationales en matière de sécurité énergétique.

Base du calcul de l'obligation

L'obligation de stockage s'étend du 1er juillet d'une année A au 30 juin de l'année A+1 et incombe aux opérateurs ayant mis des quantités de produits pétroliers à la consommation tout au long de l'année A-1. Les stocks stratégiques que doivent constituer et conserver les opérateurs représentent 29,5% des quantités distribuées au cours de l'année A-1.

Les produits soumettant à obligation de stockage les opérateurs qui les mettent à la consommation, sont répartis en quatre catégories :

- Catégorie I : les essences ;
- Catégorie II : les distillats moyens (gazoles, pétrole lampant et fioul domestique) ;
- Catégorie III : les carburéacteurs ;
- Catégorie IV : les fiouls lourds.

Mises à la consommation effectuées en 2012 en kt

		Cat.I	cat.II	cat.III	cat.IV
Raffineurs	2010	2 197	16 884	3 606	837
	2011	2 012	15 667	3 642	708
	2012	1 854	15 084	3 720	578
Grande distribution	2010	4 603	13 924	0	0
	2011	4 456	14 390	0	0
	2012	4 386	15 321	0	0
Autres	2010	1 338	16 271	2 310	617
	2011	1 261	15 981	2 606	152
	2012	1 064	16 344	2 528	139
Total	2010	8 138	47 079	5 916	1 454
	2011	7 729	46 038	6 248	860
	2012	7 304	46 749	6 248	717

Source : déclarations opérateurs

Les mises à la consommation globales en 2012 sont en très légère hausse de 0,24% (hors production nationale), comparée à celles de 2011. On constate aussi un repli des mises à la consommation des raffineurs au profit de celles réalisées par la grande distribution.

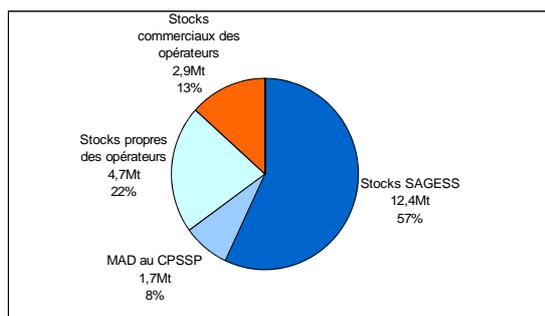
Constitution des stocks

Les opérateurs satisfont à leur obligation de stockage en en déléguant une part au CPSSP. Cette part « déléguée », est assurée par le CPSSP contre le versement d'une rémunération proportionnelle aux ventes. L'autre part, appelée part « en propre », reste à la charge de l'opérateur qui peut, pour la constituer, soit conserver des stocks physiques en propriété, soit contracter des MAD de produits ou de brut avec d'autres opérateurs détenant des stocks excédentaires.

La part « déléguée » au CPSSP peut porter, au choix de l'opérateur, sur 56% ou sur 90% de son obligation totale, lui laissant ainsi le soin de constituer une part « en propre » équivalant respectivement à 44% ou à 10% de son obligation totale.

Actuellement, 78% des opérateurs ont opté pour un taux de délégation à 90% ; on retrouve l'ensemble de la grande distribution dans cette catégorie. Tous les raffineurs disposant de raffineries en France se situent parmi les 22% d'opérateurs déléguant leur obligation à hauteur de 56%.

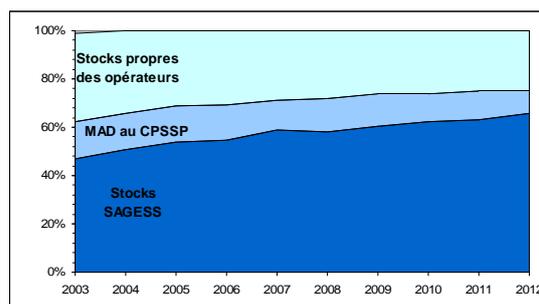
Répartition moyenne des stocks en métropole en 2012



Source : DGEC

Les stocks présents en France métropolitaine sont à plus de 80% le fruit de l'obligation de stockage stratégique. En moyenne en 2012, sur les 21,8 Mt de stocks physiques présents en France métropolitaine, 12,4 Mt étaient détenus par la SAGESS, soit environ 57%. Le pétrole brut représentait en moyenne un tiers de l'ensemble de ces stocks.

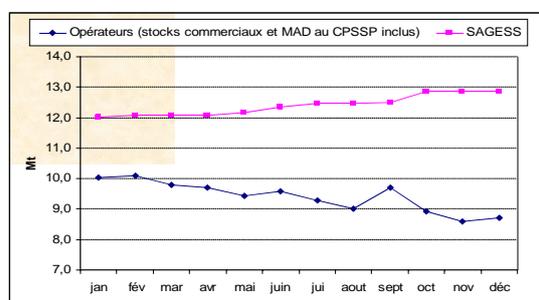
Evolution de la répartition des stocks stratégiques (valeurs prises en juillet)



Source : DGEC

Les stocks SAGESS ont augmenté en 2012, alors que les MAD du CPSSP ont baissé.

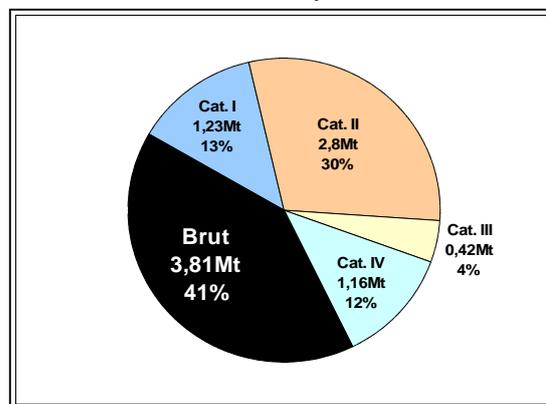
Evolution des stocks de la SAGESS et des stocks opérateurs en 2012 en Mt



Source : DGEC et déclarations opérateurs

On constate une augmentation des stocks physiques de la part « déléguée » tout au long de l'année. Ceci s'explique par l'augmentation du taux de l'obligation à 29,5%, par la baisse des MAD au CPSSP et par le passage de quelques opérateurs du taux de délégation de 56% à celui de 90%. De plus, les possibilités de fongibilité et de substitution semblent être un facteur de la baisse des stocks globaux des opérateurs.

Répartition moyenne des stocks opérateurs en 2012 (stocks commerciaux et MAD au CPSSP inclus)



Source : déclarations opérateurs

Évolutions réglementaires

Le système des stocks stratégiques a été adapté aux dispositions communautaires portées par la directive européenne n°2009/119/CE du Conseil, du 14/09/09.

Les travaux de transposition se sont poursuivis tout au long de l'année 2012 pour conduire à de nouvelles dispositions qui ont pris effet en 2013. Ces dispositions sont rappelées dans l'encadré situé en fin de fiche.

Ainsi, le taux de l'obligation a évolué progressivement depuis 2011. Il est passé de 27 % à 28,5 % au 1er juillet 2011, puis à 29,5 % au 1er juillet 2012. L'étalement de cette hausse sur deux années avait pour objectif d'amortir l'impact économique induit pour les opérateurs soumis à obligation de stockage.

Par ailleurs, de nouvelles possibilités de substitution ont été introduites, à partir de juin 2011. En premier lieu, le plafond de substitution a été uniformisé à 50% pour toutes les catégories. Il est donc désormais autorisé de substituer des produits d'une catégorie par du brut dans la limite de 50%. De plus, une fongibilité entre catégories est permise jusqu'à 10%.

En 2012, la substitution mensuelle moyenne par du brut s'est élevée à 1,9 Mt contre 2,14 Mt en 2011. Les substitutions entre produits finis ont concerné mensuellement environ 0,33 Mt de produits en 2012. Ces nouvelles dispositions semblent donc avoir offert une plus grande souplesse aux opérateurs et compensé la contrainte engendrée par l'augmentation du taux de l'obligation.

Taxe exceptionnelle sur les stocks

La taxe exceptionnelle sur les stocks de produits pétroliers, qui a été votée au deuxième semestre 2012, s'est traduite par un doublement des redevances au CPSSP au cours des trois premiers trimestres de l'exercice 2013.

Obligations internationales

Obligation envers l'Agence internationale de l'énergie (AIE)

Le niveau international de l'obligation est fixé à 90 jours d'importations nettes de l'année civile précédente, sans contrainte sur la nature des produits à stocker. En revanche, l'AIE impose,

outre la déduction des stocks de naphta, un abattement forfaitaire de 10% sur les stocks déclarés. En 2012, les stocks cumulés des opérateurs et de la SAGESSE ont assuré à la France un niveau moyen de stocks d'environ 102 jours d'importations nettes. Cette valeur est en augmentation comparée à celle de 2011 qui s'élevait à 97 jours d'importations nettes. Cette augmentation résulte de la hausse du taux d'obligation à 29,5%.

Obligation envers l'Union européenne (UE)

La nouvelle directive européenne n°2009/119/CE applicable au 31 décembre 2012 fera coïncider la méthode de calcul de la comptabilisation des stocks de l'UE avec celle de l'AIE.

La directive européenne 2006/67/CE du 24 juillet 2006, toujours applicable en 2012, disposait que les États membres devaient entretenir de façon permanente un stock de produits pétroliers équivalent à au moins 90 jours de consommation intérieure moyenne de l'année civile précédente. Les carburants et combustibles sont répartis en trois catégories, le carburéacteur étant intégré dans la catégorie II. Compte-tenu de l'ensemble des stocks pétroliers déclarés par les opérateurs, la France a respecté son obligation européenne avec une moyenne de 118 jours en 2012.

Les départements d'outre-mer

La réglementation française distingue le cas des départements d'outre-mer. L'obligation de stockage stratégique y est calculée sur la base d'un pourcentage des mises à la consommation plus faible (20%) et le taux de délégation au CPSSP est fixé à 50% de l'obligation. Dans ces départements, l'exercice du suivi et du contrôle des stocks stratégiques est assuré par l'intermédiaire des directions de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DEAL) pour l'obligation des opérateurs et par les mandataires du CPSSP pour la part déléguée.

Les modifications apportées en 2013 par la transposition de la directive européenne n°2009/119/CE du Conseil.

L'entité centrale de stockage (ECS) :

L'ECS, est l'organisme auquel l'État peut conférer des pouvoirs en vue d'acquérir, de maintenir ou de vendre des stocks. La SAGESS a été désignée ECS française. Le CPSSP est conforté dans son rôle de définition de la politique de stockage de la part « déléguée ». Les mises à disposition de produits seront désormais contractées par la SAGESS.

Les stocks spécifiques :

Il s'agit des stocks de produits finis et/ou de composés pour mélange avec des produits finis, détenus par un État ou par son ECS. En créant cette catégorie de stocks, l'UE a souhaité identifier les quantités pouvant être mises sur le marché rapidement (qualité et disponibilité).

La France s'est engagée, pour une durée d'un an, à détenir 30 jours de consommation journalière moyenne de stocks spécifiques pour les produits des catégories I à III.

Accords bilatéraux :

La nouvelle directive comporte des dispositions en matière de disponibilité et d'accessibilité des stocks (cf. dispositions de l'article 5). Aussi ne rend-elle plus nécessaire la signature d'un accord bilatéral entre deux États membres, lorsque des stocks sont détenus sur le territoire de l'un pour satisfaire l'obligation de l'autre. Néanmoins, les accords bilatéraux existants seront maintenus et des accords techniques devront être signés avec les autres États membres partenaires.

Reuves de l'UE :

La Commission européenne peut désormais procéder à des examens de l'état de préparation des États membres aux situations d'urgence. Ces revues devraient être conduites en même temps que celles pratiquées par l'AIE.

- Frédéric PELCE ;
Louis FONDEVILLE ;
Thierry BAUMONT ; Olivier TRIQUET ;
Fadwa MOULOUDI.

13 – La distribution des produits pétroliers

Dans un contexte de prix au détail élevés, la consommation des carburants a connu une baisse en 2012

En 2012, les ventes¹ des produits pétroliers ont connu des évolutions différenciées selon les produits :

- nouvelle baisse des ventes de supercarburants et poursuite de la hausse des ventes de gazole ;
- net repli de la consommation de fioul domestique alors que les ventes de gazole non routier (GNR) augmentent fortement ;
- hausse modérée des consommations de fioul lourd.

En 2012, le total des ventes des carburants routiers (hors GPL-c) s'est élevé à 49,9 Mm³, en baisse de 0,8 % (- 0,4 Mm³) par rapport à 2011.

Les livraisons totales de fioul domestique ont à nouveau reculé de 2,7 Mm³, pour s'établir à 9,7 Mm³, ce qui s'explique pour partie par un transfert vers le GNR (gazole non routier), commercialisé pour la première fois en 2011. Les ventes de ce dernier ont atteint 5,1 Mm³, en nette hausse par rapport à 2011.

Les ventes de fiouls lourds, avec 1,45 Mt, ont enregistré une légère hausse par rapport à 2011.

Le marché des carburants routiers

Les ventes totales en acquitté²

Les ventes de carburants déclarées par les entrepositaires agréés³ (EA) à l'administration sont réparties en trois secteurs :

- les ventes à des distributeurs non EA⁴. Il s'agit des ventes réalisées auprès des négociants-revendeurs qui approvisionnent ensuite des stations-service indépendantes, des magasins de grandes ou moyennes surfaces (GMS), des entreprises ou des flottes de transport ;
- les ventes en vrac destinées aux consommateurs possédant des flottes de véhicules et aux administrations ;

- les ventes au réseau de distribution (stations-service).

Les importations⁵ effectuées directement par des opérateurs non EA sont ajoutées aux ventes totales. Elles se sont élevées pour les carburants à 0,19 Mm³ en 2012 comme en 2011.

En 2012, les ventes d'essence ont poursuivi leur baisse (-5,1 %) pour s'établir à 9,7 Mm³ contre 10,2 Mm³ en 2011. Elles représentent 19,4% du total des carburants routiers contre 80,6% pour le gazole.

La consommation de SP95 est en net repli par rapport à 2011 (- 1 Mm³ ; - 15,6 %) tandis que les ventes du SP95-E10 ont progressé à un rythme soutenu (+ 0,6 Mm³ ; + 34 %) ; elles représentent désormais 25% du total des essences.

Les ventes de superéthanol E85 ont augmenté de 40,4% mais demeurent à un niveau modeste avec 69 011 m³ contre 49 144 m³ en 2011.

Ventes totales en acquitté des carburants routiers sur le marché intérieur (en millions de m³)

	2012	2011	Variation
E85	0,07	0,05	40,4%
SP 95	5,40	6,40	-15,6%
SP95-E10	2,46	1,83	34,0%
SP 98	1,75	1,92	-8,8%
Total essences	9,67	10,19	-5,1%
Gazole	40,19	40,09	0,3%
B30	0,06	0,02	125,5%
Total (hors Gpl_c)	49,92	50,31	-0,8%

GPL_c (en tonnes) ¹	115 296	126 503	-8,9%
--------------------------------	---------	---------	-------

1 - source : Comité Français du Butane et du Propane (CFBP)

Dans un marché en baisse, la consommation de gazole (40,2 Mm³) a connu une légère hausse de 0,3 % par rapport à 2011. En France, le gazole occupe une place importante : 72% des immatriculations de véhicules particuliers neufs, 62% du parc automobile et 81% des consommations de carburant.

¹ France continentale (hors Corse).
Les données 2011 et 2010 de la distribution pétrolière ont été révisées.

² Il s'agit des ventes dont les droits et taxes ont été payés.

³ Personne physique ou morale autorisée par les autorités compétentes d'un Etat membre, dans l'exercice de sa profession, à produire, transformer, détenir, expédier, recevoir des produits soumis à accises en suspension des droits d'accises.

⁴ Les ventes aux distributeurs non agréés et les importations ont été réparties entre le vrac et les livraisons aux stations-service.

⁵ La ventilation des importations des opérateurs non EA (source : Douanes) en 2012 est la suivante : 0,19 Mm³ pour les carburants dont 0,01 Mm³ pour les essences et 0,18 Mm³ pour le gazole.

Les ventes en vrac⁶

En 2012, le vrac s'est établi à 7,2 Mm³, en baisse de 7,5% (- 0,6 Mm³), et représente 14,5% du total de la distribution des carburants routiers. L'évolution observée s'explique par une forte baisse de l'activité du transport routier. Les livraisons de gazole, comprenant les ventes de B30 pour 56 174 m³, concentrent la quasi-totalité (99,2 %) des volumes.

Les ventes dans le réseau de distribution

Les ventes dans les stations-service ont été réparties en trois catégories de distributeurs :

- les pétroliers, sociétés affiliées à l'Union Française des Industries Pétrolières (UFIP) ;
- les magasins de la grande distribution ;
- les indépendants qui regroupent les adhérents de l'Association des Indépendants du Pétrole (AIP), de la Fédération Française des Pétroliers Indépendants (FFPI), de la Fédération Française des Combustibles, Carburants et Chauffage (FF3C).

Les volumes de carburants distribués dans les stations-service se sont élevés à 42,7 Mm³ en 2012, en hausse de 0,2 Mm³ (+ 0,5%) par rapport à 2011. Parmi ces ventes, celles effectuées sur le réseau autoroutier représentent 5,7 % des ventes du réseau de distribution.

Volumes distribués sur l'ensemble du réseau par opérateurs et par carburants en 2012 (en Mm3)

	Compagnies pétrolières	GMS	Indépendants	Enseignes non identifiées ¹	Total
E85	0,005	0,054	0,008	0,001	0,069
SP95	0,34	4,63	0,15	0,24	5,36
SP95-E10	1,54	0,61	0,28	0,01	2,45
Total SP95/SP95-E10	1,88	5,24	0,43	0,25	7,81
SP 98	0,63	0,88	0,16	0,07	1,74
Total essences	2,51	6,18	0,60	0,33	9,61
Gazole	9,99	18,44	1,60	3,06	33,09

Total	12,50	24,62	2,20	3,38	42,70
--------------	-------	-------	------	------	-------

¹ Il s'agit des ventes recensées par l'enquête annuelle de la DGEC pour lesquelles la répartition entre les pompes blanches (petits indépendants), les stations aux enseignes de la grande distribution et des pétroliers ne peut être déterminée.

En 2012, les livraisons d'essence dans le réseau de stations-service se sont élevées à 9,6 Mm³ et représentent moins du quart (22,5%) des ventes contre 77,5% pour le gazole.

⁶ Les ventes en vrac en 2012 sont calculées à partir de l'évolution du transport routier de marchandises par rapport à 2011. (Source : SOeS, enquête TRM). Elles incluent en particulier les ventes effectuées par le réseau AS24, qui est un réseau européen dédié aux poids lourds.

Avec 7,8 Mm³, les ventes de SP95-E10 et de SP95 ont diminué de 0,4 Mm³ (- 4,7%) ; la consommation de SP98 (1,7 Mm³) a reculé de 0,2 Mm³ (- 8,8%). La distribution de GPLc, en baisse de 11 207 tonnes, (- 8,9 %), s'est élevée à 115 296 tonnes.

La consommation de gazole dans les points de vente a atteint 33,1 Mm³ en 2012, en hausse de 0,7 Mm³ (+ 2,3% par rapport à 2011).

Les parts de marché dans le réseau de distribution

Sur l'ensemble des produits, les parts de marché⁷ de la grande distribution ont atteint 62,6% contre 37,4% pour les pétroliers et les indépendants, et représentent 66,5% du total des essences et 61,4% du gazole.

La distribution de SP95-E10 dans les stations est réalisée en majorité par les pétroliers et les indépendants (74,8%), mais la part des grandes surfaces dans les ventes de SP95-E10 a cependant progressé puisqu'elle est passée de 16,3 % en 2011 à 25,2% en 2012.

Parts de marché dans le réseau de distribution en volumes¹ (Mm3)

	2012			2011		
	gazole	essences	Total	gazole	essences	Total
Pétroliers+Indépendants	11,59	3,11	14,71	12,22	3,41	15,63
GMS	18,44	6,18	24,62	17,93	6,42	24,35
Total	30,03	9,29	39,32	30,15	9,83	39,98

¹ Les volumes commercialisés dans les enseignes non identifiées ne sont pas pris en compte dans le calcul des parts de marché du réseau de distribution. Le calcul des parts de marché dans le réseau de distribution, issu de l'enquête annuelle DGEC, est effectué à partir des données suivantes : en 2012, la répartition entre les réseaux identifiés (hors enseignes non identifiées) a porté sur 92,2 % des volumes (39,3 Mm³ sur 42,7 Mm³) et en 2011 sur 94,1 % des volumes (40,0 Mm³ sur 42,5 Mm³).

Parts de marché dans le réseau de distribution en %

	2012			2011		
	gazole	essences	Total	gazole	essences	Total
Pétroliers+Indépendants	38,6%	33,5%	37,4%	40,5%	34,7%	39,1%
GMS	61,4%	66,5%	62,6%	59,5%	65,3%	60,9%

La structure du réseau de distribution

Fortement concurrentiel, le réseau de distribution français se compose principalement de points de vente sous enseignes des sociétés pétrolières, d'opérateurs indépendants et de grandes et moyennes surfaces.

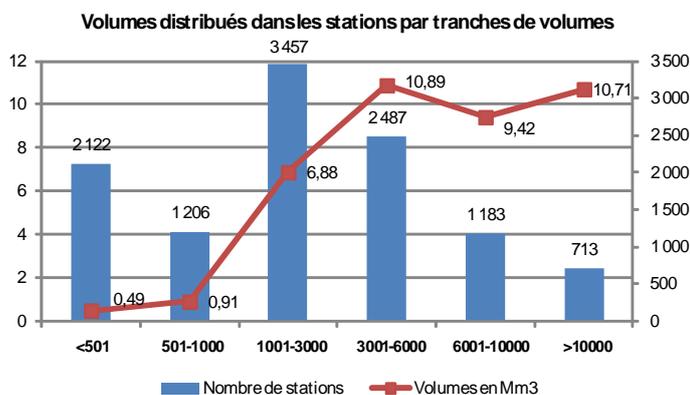
⁷ Les données sur les parts de marché doivent être observées avec prudence, du fait de la non prise en compte de 7,9% des volumes distribués dans le réseau par les enseignes non identifiées.

Les distributeurs doivent faire face au renforcement des normes réglementaires pour la protection de l'environnement.

Un arrêté du 22 juin 1998 prévoyait que les réservoirs enterrés simple enveloppe, non stratifiés et non placés en fosse, devaient être remplacés ou transformés en réservoirs enterrés double enveloppe avec détection de fuite, au plus tard pour le 31 décembre 2010. Compte tenu du coût des investissements, le gouvernement a repoussé l'échéance au 31 décembre 2013.

En 2012, le comité professionnel de la distribution de carburants (CPDC), chargé d'apporter des aides en faveur des distributeurs de carburants indépendants disposait d'un budget de 3,55 M€ dans le cadre des aides à l'environnement (sécurité des biens et des personnes), au développement (modernisation, diversification) et à caractère social.

La restructuration du réseau des stations-service se poursuit. Le nombre de stations-service⁸ identifiées dans le réseau de distribution a de nouveau baissé en 2012 pour s'élever à 11 168 contre 11 356 en 2011 (- 188 points de vente) et 11 553 en 2010. Les points de vente des sociétés pétrolières et des indépendants se sont élevés à 6 178 (- 246 stations-service), alors que le total de la grande distribution est en augmentation de 58 unités (4 990 stations-service).



En 2012, on observe qu'environ la moitié des consommations de carburants a été réalisée par 17% des stations, dont le débit moyen est supérieur à 6 000 m³ par an. Le débit moyen annuel d'une station-service a été de 3 550 m³.

⁸ Le nombre de stations, issu de l'enquête annuelle DGEC, est calculé à partir des réseaux identifiés (hors enseignes non identifiées) : en 2012, la répartition du nombre de stations a porté sur 92,2 % des volumes (39,3 Mm³ sur 42,7 Mm³), en 2011 sur 94,1 % des volumes (40,0 Mm³ sur 42,5 Mm³) et en 2010, sur 94,3 % des volumes (40,1 Mm³ sur 42,5 Mm³).

La distribution de carburants sur autoroute

Les ventes sur le réseau autoroutier ont enregistré une baisse de 0,1 Mm³ (- 5,4%) en 2012, s'établissant à 2,5 Mm³. Cette baisse des volumes s'explique notamment par la baisse du trafic, du au niveau élevé de prix des carburants. A l'exception du SP95-E10 qui représente 67,2% du total des livraisons des essences sur autoroute, tous les carburants ont enregistré une diminution.

Le nombre de stations autoroutières en activité en décembre 2012 a augmenté de 4 unités (435 points de vente) par rapport à décembre 2011.

Le débit moyen annuel des points de vente autoroutiers est en diminution en 2012 avec 5 686 m³ contre 6 072 m³ en 2011.

Le marché du fioul domestique et du gazole non routier

En France, l'utilisation du gazole non routier est autorisée depuis le 1er janvier 2011 et est obligatoire depuis le 1er mai 2011 pour les engins mobiles non routiers à l'exception des tracteurs agricoles et forestiers qui ont bénéficié d'un report jusqu'au 1er novembre 2011. Ce produit a des spécifications identiques à celles du gazole routier, à l'exception de la coloration. Ce carburant est destiné aux engins mobiles non routiers, aux tracteurs agricoles et forestiers, aux bateaux de navigation intérieure et aux bateaux de plaisance lorsqu'ils ne sont pas en mer. Ces engins fonctionnaient jusque là au fioul domestique, produit qui est désormais réservé aux usages chauffage et aux installations non mobiles.

Les ventes de fioul domestique et de GNR, déclarées par les entrepositaires agréés⁹, sont commercialisées, en majorité, par des négociants-revendeurs auprès du consommateur final.

En 2012, les ventes totales de fioul domestique et de GNR se sont élevées à 14,8 Mm³ contre 14,2 Mm³ en 2011. Avec 8,7 Mm³, les ventes aux négociants-revendeurs ont représenté 58,6% du total des ventes.

⁹ Les importations effectuées directement par des opérateurs non EA (Source : Douanes) ont été ajoutées aux ventes totales. En 2012 la répartition est la suivante : 0,19 Mm³ pour le GNR et 0,28 Mm³ pour le fioul domestique. Les importations de fioul lourd se sont élevées à 362 465 tonnes.

Fioul domestique

En 2012, les ventes de fioul domestique se sont élevées à 9,7 Mm³, en forte baisse par rapport à 2011, du fait notamment de la poursuite du transfert d'une partie des ventes vers le GNR.

Par **secteurs de consommation**¹⁰, les ventes de fioul domestique, pour l'usage de chauffage domestique, ont représenté la majorité des volumes (71% du total).

Répartition sectorielle des ventes de fioul domestique en 2012 (ventes directes par les EA)

	Volumes en Mm ³	en %
Particuliers	3,30	71,0%
Tertiaire	0,36	7,7%
Production industrielle	0,27	5,9%
Administration et Ets militaires	0,24	5,2%
Chauffagiste et réseaux de chaleur	0,20	4,4%
Production agricole	0,19	4,0%
Autres usages	0,08	1,8%
Total	4,64	100,0%

Gazole non routier

Les ventes de GNR se sont élevées à 5,1 Mm³ en 2012 et ont représenté plus du tiers (34,5%) du total des ventes de fioul domestique et de GNR.

Par **secteurs de consommation**, les ventes de GNR à destination des secteurs agricole et BTP, avec respectivement 43% et 21,5% des volumes, ont représenté près des deux tiers du total.

¹⁰ Ces données doivent être interprétées avec prudence. En effet, l'enquête annuelle de la distribution ne permet pas de connaître l'usage des ventes effectuées par les négociants-revendeurs. Ainsi, seules les ventes par usage de consommation déclarées par les entrepositaires agréés, qui ont représenté respectivement environ 50 % du total des ventes pour le fioul domestique et pour le GNR ont servi au calcul des ventes par secteur de distribution.

Répartition sectorielle des ventes de GNR en 2012

(ventes directes par les EA)

	Volumes en Mm ³	en %
Production agricole	1,04	43,0%
BTP	0,52	21,5%
Tertiaire	0,25	10,4%
Usage de transport	0,19	7,9%
Particuliers	0,18	7,6%
Production industrielle	0,15	6,3%
Administration et Ets militaires	0,06	2,3%
Autres usages	0,02	0,8%
Chauffagiste et réseaux de chaleur	0,003	0,1%
Total	2,43	100,00%

Le marché du fioul lourd

Les ventes totales de fioul lourd se sont établies à 1,4 Mt en 2012, en hausse modérée de 0,1 Mt par rapport à 2011.

La part du fioul TTBTs (teneur en soufre < 0,5%) a représenté près de 50% du total des ventes (47,7%).

Répartition des ventes totales de fioul lourd par qualité en 2012

	volumes en tonnes	en %
HTS (2% < s <= 4%)	37 156	2,6%
BTS (1% < s <= 2%)	168 427	11,6%
TBTS (0,5% < s <= 1%)	551 796	38,1%
TTBTs (s <= 0,5%)	690 064	47,7%
Total	1 447 443	100,0%

L'ensemble des chiffres figurant dans ce document provient des résultats de l'enquête annuelle sur la distribution pétrolière en France menée par l'administration auprès des entrepositaires agréés et des résultats de l'enquête mensuelle sur la distribution pétrolière sur les autoroutes en France menée par l'Administration auprès des sociétés opérant sur le réseau autoroutier.

La qualité des carburants

L'organisation des contrôles en France

La directive 98/70/CE modifiée relative à la qualité des carburants impose aux États membres de l'Union Européenne de mettre en place un système de contrôle de la qualité des carburants (FQMS : *Fuel Quality Monitoring System*).

La Direction de l'Énergie est responsable de l'application des directives relatives à la qualité des carburants et à la teneur en soufre des combustibles marins ainsi que de la mise en œuvre du système de contrôle.

La Direction Générale de la Concurrence, de la Consommation et de la Répression des Fraudes (DGCCRF) conserve son rôle d'intervention ponctuelle et relève les infractions.

Les contrôles sont effectués sur l'ensemble du territoire national et sur les principaux produits pétroliers. Ils consistent à vérifier, au plus près de l'utilisateur, que les caractéristiques techniques réglementaires sont respectées.

La France doit assurer un volume moyen annuel de prélèvements de 400 échantillons (200 durant la période estivale et 200 pendant la période hivernale) pour chaque type de carburant routier vendu sur son territoire (supercarburants et gazole). Le carburant SP95-E10 fait l'objet de prélèvements dont le nombre est proportionnel à sa part de marché. Quelques échantillons de superéthanol E85 sont également prélevés.

Des prélèvements sont aussi prévus pour contrôler la qualité des carburants et des combustibles liquides non commercialisés dans les stations-service. Les prélèvements sont alors effectués dans les dépôts et ont porté sur le gazole non routier, le fioul domestique, le gazole pêche, le diesel marine léger, les fiouls lourds et les fiouls soutes marines.

Les points de contrôle (stations-service et dépôts) sont choisis aléatoirement par la DGEC.

Les contrôles visent principalement à vérifier la conformité des carburants et combustibles distribués. Ils permettent d'identifier les écarts, de les analyser et de faire adopter les mesures correctives appropriées. En cas de dérives graves ou répétitives, la DGCCRF est formellement avisée. Par ailleurs, les distributeurs sont tenus informés des écarts

relevés par la DGEC et doivent apporter des éléments concernant les mesures correctives.

Les résultats qualitatifs et leur traitement statistique sont communiqués chaque année à la Commission Européenne et mis à la disposition du public sur le site de la Commission.

Le prestataire qui effectue les contrôles pour le compte de la Direction de l'Énergie est la société Intertek OCA France, sélectionné par appel d'offres.

Les résultats des contrôles en dépôts

En 2012, 104 échantillons de combustibles et carburants ont été prélevés dans 64 dépôts répartis sur toute la France métropolitaine et l'île de la Réunion.

Les échantillons prélevés se répartissent de la façon suivante :

- 61 échantillons de fioul domestique,
- 37 échantillons de gazole non routier,
- 4 échantillons de gazole pêche,
- 1 échantillon de diesel marine léger,
- 1 échantillon de fioul lourd.

Sur ces échantillons, 1 913 analyses en laboratoire ont été réalisées.

Sur l'ensemble de ces analyses, 2 résultats se sont révélés non conformes aux exigences réglementaires :

- 1 analyse de la teneur en soufre d'un échantillon de gazole non routier,
- 1 analyse de la viscosité de l'échantillon de fioul lourd.

Les résultats des contrôles en stations-service

En 2012, 885 échantillons de carburants ont été prélevés dans 427 stations-service réparties sur toute la France métropolitaine et l'île de La Réunion.

Les échantillons prélevés se répartissent de la façon suivante :

- 408 échantillons de gazole,
- 408 échantillons de supercarburants sans plomb SP95 et SP98,
- 65 échantillons de SP95-E10,
- 4 échantillons de superéthanol E85.

Ces échantillons ont donné lieu à 19 210 analyses en laboratoire, avec **un taux global de non-conformité inférieur à 0,20%** pour toutes

les caractéristiques contrôlées pour ces carburants.

En 2012, les contrôles effectués sur les carburants de l'île de la Réunion n'ont mis en évidence aucune non-conformité.

Évolution du taux de non-conformité des carburants par caractéristique

% d'analyses non conformes	Gazole		
	2010	2011	2012
Teneur en soufre	2,53	0,95	0,98
Teneur en eau	0,50	0	0,24
Point d'éclair	*	0,48	1,16
Teneur en EMAG**	1,26	1,19	1,96
Stabilité à l'oxydation (Rancimat)	*	1,19	0,25

(*) ces caractéristiques n'étaient pas contrôlées avant 2011

(**) esters méthyliques d'acides gras

% d'analyses non conformes	Supercarburants SP95 et SP98		
	2010	2011	2012
Teneur en soufre	0,95	0,24	0,74
Pression de vapeur	2,58	0,71	1,96
Teneur en oxygène	1,22	0,24	0
Teneur en éthanol	1,36	0,48	0
Indice d'octane recherche - RON***	0,13	0	1,47
Teneur en gommes	0	0	0,39

(***) non conformités constatées uniquement sur le SP98

% d'analyses non conformes	Supercarburant SP95-E10		
	2010	2011	2012
Pression de vapeur	5,5	4,5	0
Teneur en oxygène	1,1	1,5	0

- Thierry QUINTAINE ; Armelle BALIAN ; Sabine GUICHAOUA.

14 – Les infrastructures gazières

Améliorer la fluidité des marchés gaziers et la sécurité d'approvisionnement des consommateurs

98 % du gaz naturel consommé en France est importé. On dénombre 37 500 km de réseau de transport et 194 000 km de réseau de distribution, 15 sites de stockage de gaz naturel, 3 terminaux méthaniers.

Le nouveau tarif d'utilisation des réseaux de distribution de GrDF « ATRD 4 » est entré en vigueur le 1er juillet 2012.

Le cadre réglementaire de l'injection du biométhane dans les réseaux a été décliné de manière opérationnelle en 2012.

Le réseau de transport de gaz naturel

Le réseau français de transport de gaz naturel permet d'acheminer le gaz depuis les points d'importation aux frontières (interconnexions terrestres, gazoduc depuis la mer de Norvège et terminaux méthaniers) jusqu'aux points de livraison répartis sur le territoire national (distributions publiques et gros clients industriels) ou aux sites de stockage souterrain.

Il est exploité par deux opérateurs :

- GRTgaz, filiale à 75 % de GDF-SUEZ et à 25 % de la Société d'Infrastructures Gazières (consortium public composé de CNP Assurances, de CDC Infrastructures et de la Caisse des Dépôts et Consignations) exploite 7 100 km de réseau principal et 25 500 km de réseau régional ;
- TIGF, filiale à 100 % de Total, exploite 600 km de réseau principal et 4 300 km de réseau régional.

Fin 2012, les capacités journalières d'importation sur le territoire français s'élevaient à 2 850 GWh (~ 265 Mm³/j), dont 72 % pour les gazoducs et 28 % pour les terminaux méthaniers. A titre de comparaison, la consommation journalière moyenne est de l'ordre de 1 400 GWh.

Les investissements dans les réseaux de transport se sont établis en 2012 à 704 M€ pour GRTgaz et 131 M€ pour TIGF, après respectivement 524 et 84 M€ en 2011. Environ 60% de ces montants correspondent aux investissements de sécurité et de maintenance des ouvrages. Le reste est consacré au développement des capacités du réseau de transport (études et travaux).

Ainsi, les travaux de mise en œuvre des capacités d'interconnexion nouvelles à la frontière franco-espagnole, validées lors des

« Open Seasons » (procédures d'appel au marché permettant de tester l'intérêt des expéditeurs de gaz naturel pour la construction d'une nouvelle infrastructure) organisées en 2009 et 2010, ont continué en 2012 chez TIGF (projets Artère du Béarn et Girland) et GRTgaz (nouvelle station de compression à Chazelles). Le premier palier de capacités supplémentaires est ainsi entré en service le 1er avril 2013 (165 GWh/j bidirectionnels au point d'interconnexion de Larrau) et sera complété en 2015 par un nouveau développement au point d'interconnexion de Biriadou (60 GWh/j).

De son côté, GRTgaz a lancé en 2012 les procédures d'autorisation administratives de plusieurs projets approuvés en 2011 par la CRE :

- Le projet Arc de Dierrey (DN 1200, 308 km) entre Cuvilly (Oise) et Voisines (Haute-Marne) permettra d'ici fin 2015 de transporter vers l'est et le sud du gaz venu de Norvège, des Pays-Bas, de Grande-Bretagne et des terminaux méthaniers situés sur l'Atlantique et la mer du Nord ;
- Le projet Eridan (DN 1200, 220 km) permettra de renforcer l'axe Sud-Nord dans sa partie la plus méridionale en doublant l'artère du Rhône entre Saint-Martin-de-Crau (Bouches-du-Rhône) et Saint-Avit (Drôme). Sa mise en service (2016) développera la fluidité et la flexibilité dans la zone Sud. C'est une étape indispensable à la fusion des zones Nord et Sud.

En lien avec l'installation du futur terminal de Dunkerque LNG, GRTgaz a lancé en décembre 2011 une « Open Season » conjointe avec Fluxys (gestionnaire du réseau de transport en Belgique) visant à développer des capacités depuis le terminal vers le marché belge. Clôturée avec succès le 6 mars 2012, cette procédure a permis de valider la création d'un nouveau point d'interconnexion physique à Veurne, représentant 270 GWh/j de capacité en sortie vers la Belgique à l'horizon fin 2015, pour un montant d'investissement prévisionnel de 56 M€.

Par ailleurs, un processus « d'Open Season » est actuellement en cours à la frontière entre la France et le Luxembourg ; elle vise au développement de capacités unidirectionnelles de la France vers le Luxembourg. Après les résultats positifs en 2011 de la phase non-engageante, la phase engageante est organisée au printemps 2013 et pourrait permettre de

développer jusqu'à 40 GWh/j de capacités de sortie vers le Luxembourg en 2018.

Enfin, suite à sa décision finale d'investissement en 2011, GRTgaz développe actuellement les capacités d'importation depuis la Belgique, avec comme objectif la mise en service d'ici fin 2013 de 50 GWh/j de capacités supplémentaires au point d'interconnexion de Taisnières.

Les réseaux de distribution de gaz naturel

La desserte en gaz naturel des consommateurs domestiques, tertiaires ou petits industriels, en aval du réseau de transport, se fait via les réseaux de distribution qui sont la propriété des collectivités locales et sont gérés sous le régime de la concession.

Les réseaux publics de distribution de gaz naturel représentent une longueur totale de 195 000 km, ce qui les place au second rang européen derrière les réseaux allemands, et ont acheminé en 2012 un total de 350 TWh. Ils sont exploités, au travers de contrats de concession liant les gestionnaires aux collectivités locales, par GrDF (filiale de GDF-SUEZ à 100% qui assure la distribution pour environ 96 % du marché), 22 entreprises locales de distribution (situées pour l'essentiel dans le sud-ouest et dans l'est), Antargaz, Veolia Eau et Védig (Dalkia).

Grâce à ces réseaux, plus de 9 500 communes françaises et 11 millions de clients sont desservis en gaz naturel, ce qui ne représente qu'un peu plus du quart des 36 000 communes, mais permet à 77 % de la population française d'avoir accès au gaz. La quasi totalité des communes de plus de 10 000 habitants est desservie en gaz.

Les communes non desservies ont aujourd'hui la possibilité de faire appel à l'opérateur de leur choix, après une sélection par voie d'appel à candidatures, sous réserve de son agrément par le ministre chargé de l'énergie. Fin 2012, on dénombrait environ 80 nouvelles concessions de gaz naturel, disposant d'un tarif approuvé par la CRE.

L'année 2012 a été notamment marquée par l'entrée en vigueur le 1er juillet 2012 du nouveau tarif péréqué d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GrDF, dit « tarif ATRD4 ». Il a été conçu pour s'appliquer sur une durée de quatre ans. Le nouveau tarif péréqué d'utilisation des réseaux de distribution des ELD devrait entrer en vigueur le 1er juillet 2013.

Le projet de compteurs communicants gaz

Jusqu'à présent, sauf pour les clients industriels qui sont désormais équipés de systèmes de télé-relève, la relève des index des compteurs à gaz est effectuée par des releveurs à pied.

Le projet de compteurs communicants Gazpar, piloté par GrDF, permettra au client de disposer d'une facturation basée sur sa consommation réelle, grâce à une technique de transmission des index par ondes radio. Les procédures de changement de fournisseur s'en trouveront simplifiées, et le client, qui se verra mettre à disposition des informations relatives à sa consommation, pourra mettre en œuvre des actions de maîtrise de l'énergie (MDE).

Ce projet a fait l'objet d'une expérimentation sur 18 500 compteurs répartis sur 4 communes jusqu'à l'été 2011. Celles-ci ont permis d'affiner les choix techniques en vue d'un éventuel déploiement national. Parallèlement, une étude technico-économique pilotée par la CRE a permis de conclure que, sur une durée de 20 ans, le projet est rentable pour la collectivité si les gains en matière de MDE sont pris en compte.

A la demande de la ministre de l'énergie, un comité de concertation dédié au projet de comptage communicant Gazpar a été organisé au premier trimestre 2013. Il a notamment débattu des objectifs du projet et de la filière industrielle associée, des services rendus aux consommateurs, ainsi que de l'organisation du déploiement généralisé de ces compteurs.

La décision de généralisation ou non du projet à l'ensemble du territoire national sera prise par les pouvoirs publics mi-2013, à l'issue d'une consultation publique organisée par la CRE.

Les stockages souterrains de gaz naturel

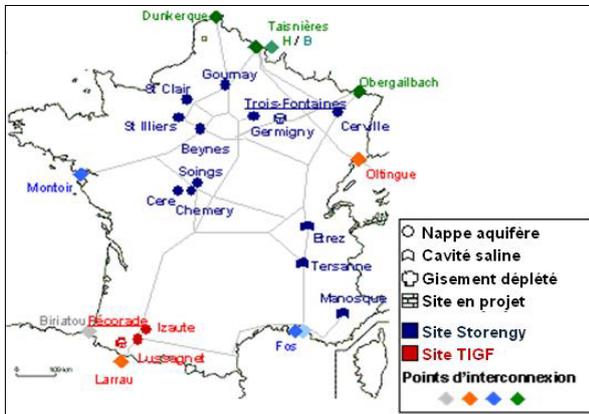
Les stockages souterrains de gaz naturel sont un maillon logistique essentiel de l'approvisionnement gazier d'un pays non-producteur comme la France.

En injectant du gaz dans les stockages durant l'été et en le soutirant pendant l'hiver, les fournisseurs peuvent répondre à la consommation de leurs clients, fortement dépendante du climat pour la plupart d'entre eux.

Les capacités élevées de soutirage depuis les stockages (environ 3000 GWh/j à stocks pleins) contribuent à la sécurité d'approvisionnement des consommateurs finals en cas de pointe de froid.

Ainsi durant la vague de froid observée au début du mois de février 2012, les stockages ont fourni jusqu'à 60 % de l'approvisionnement national.

Des sites de stockage répartis inégalement sur le territoire



Source : DGEC

Deux gestionnaires exploitent les stockages souterrains de gaz naturel en France :

- Storengy, filiale à 100 % de GDF-SUEZ, exploite un parc de 13 sites, dont 10 en nappes aquifères et 3 en cavités salines, pour un volume utile total de 114 TWh en 2012 (79 % des capacités françaises) ;
- TIGF, filiale à 100 % de Total, exploite 2 sites en nappes aquifères, pour un volume utile total de 30 TWh en 2013 (21 % des capacités françaises).

En 2012, TIGF a poursuivi l'extension initiée en 2009 de ses capacités de stockage sur le site de Lussagnet, avec un nouveau palier annuel d'environ 1 TWh. Ce développement se poursuivra de façon continue sur les prochaines années et permettra à terme d'augmenter de plus de 10 TWh les capacités utiles du site.

Par ailleurs, Storengy compte plusieurs projets de développement de capacités supplémentaires en cavités salines, à Erez (extension) et Hauterives (nouveau site). Ces capacités, de l'ordre de 3 à 4 TWh au total, pourraient être mises en service progressivement dans les cinq ans à venir si les conditions économiques sont favorables.

Toutefois, Storengy a mis sous cocon deux de ses sites de stockage en 2012, pour une capacité totale de 3,5 TWh.

L'année 2012 a confirmé la tendance à la baisse des souscriptions de capacités de stockage par les fournisseurs amorcée en 2010 et environ 30 TWh des capacités de stockage existantes n'ont pas pu être commercialisés l'an dernier (21 %). Ceci a eu des conséquences sur le niveau de

remplissage des stocks, qui ont ainsi atteint un niveau historiquement bas à la fin de l'hiver (10 % contre 25 % en moyenne).

Cette situation s'explique essentiellement par le faible différentiel entre les prix été et hiver sur les marchés gaziers, qui rend moins attractive pour les expéditeurs l'utilisation des stockages. En outre, les stockages sont en concurrence avec d'autres sources de flexibilité, qui tendent à se développer (capacités d'interconnexion avec les réseaux adjacents, nouvelles capacités de regazéification dans les terminaux méthaniers, développement de la liquidité du marché gazier).

Les terminaux méthaniers

En 2012, le gaz naturel liquéfié (GNL) a représenté environ 22 % de la consommation française (107 TWh), ce qui correspond à un taux d'utilisation moyen des infrastructures inférieur à 40 %. Le GNL arrivant en France provient essentiellement d'Algérie, du Nigeria et d'Égypte.

La baisse conjoncturelle du taux d'utilisation des terminaux méthaniers français et européens s'explique par des prix du gaz naturel significativement plus élevés sur les marchés asiatiques que sur les marchés européens, ce qui conduit à une augmentation des livraisons de GNL en Asie au détriment de l'Europe.

Dans ce contexte, l'utilisation des services de rechargement, offerts depuis 2011 par les gestionnaires de terminaux méthaniers français, s'est accrue en 2012 avec une dizaine de rechargements de cargaison de GNL.

Trois terminaux méthaniers sont actuellement en service en France : Fos Tonkin (5,5 Gm³/an) et Fos Cavaou (8,25 Gm³/an), situés dans la zone portuaire de Fos-sur-Mer ; Montoir-de-Bretagne (10 Gm³/an).

Les terminaux de Fos Tonkin et de Montoir-de-Bretagne sont la propriété d'Elengy, filiale à 100 % de GDF-SUEZ chargée de l'activité d'exploitation et de développement des terminaux méthaniers du groupe en France. Le terminal de Fos Cavaou, mis en service en 2010, est détenu par Fosmax LNG, filiale d'Elengy à plus de 70% et de Total, et est exploité par la société Elengy.

Mi-2011, EDF a annoncé la décision finale d'investissement de son projet de terminal méthanier à Dunkerque, porté conjointement avec Fluxys (25 %) et Total (10 %). D'une capacité annuelle d'émission de 13 Gm³, il devrait entrer en service au 1^{er} novembre 2015.

Par ailleurs, plusieurs projets visant à développer des capacités de regazéification additionnelles sont à l'étude :

- le projet Fos Faster, porté par les sociétés Vopak (à 90%) et Shell (à 10%). D'une capacité initiale de 8 Gm³/an, le nouveau terminal pourrait être mis en service vers 2019.
- des développements de capacités sont possibles et envisagés sur les sites existants. Ainsi, par délibération du 13 décembre 2011, la CRE a validé le projet d'Elengy visant à pérenniser les capacités du terminal de Fos Tonkin au-delà de 2014, date d'arrêt programmé de son activité. Grâce à cette décision, les capacités actuelles pourront être maintenues jusqu'en 2020, voire augmentées à partir de 2019 en cas de demande des acteurs de marché.

De même, une procédure d'appel au marché pourrait être lancée ultérieurement en vue d'une extension des capacités du terminal de Fos Cavaou (+8,25 Gm³/an à l'horizon 2020) et du terminal de Montoir (+2,5 à +6,5 Gm³/an).

L'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel

La loi portant engagement national pour l'environnement, dite Loi Grenelle 2, a introduit dans son article 92 des dispositions visant à développer et à soutenir la filière de l'injection du biométhane dans les réseaux de gaz naturel.

Suite à la promulgation cette loi en juillet 2010, un ensemble de textes réglementaires (4 décrets et 4 arrêtés) ont été préparés par la DGEC, en lien avec les acteurs de la filière, afin de mettre en place un cadre réglementaire et tarifaire adapté à l'injection du biométhane.

Publiés les 22 et 24 novembre 2011, ces textes s'inscrivent dans un dispositif plus général de soutien à la production de biogaz mis en place par le Gouvernement en 2011 (tarif d'obligation d'achat de l'électricité produite par cogénération, aides du Fonds Chaleur).

En application de cette réglementation, plusieurs procédures ont été menées par la DGEC en 2012. Elles ont abouti à la désignation de 4 acheteurs de dernier recours de biométhane (GEG Source d'Énergie, Enerest, Gaz de Bordeaux, GDF-Suez), à la désignation de GrDF comme gestionnaire du registre des garanties d'origine (après appel public à la concurrence) et à l'élaboration d'un modèle indicatif de contrat d'achat de biométhane, en collaboration avec les acteurs de la filière du biogaz.

En parallèle, quelques projets significatifs ont vu le jour. Ainsi, le Centre de valorisation organique de Sequedin (Lille Métropole) injecte depuis juin 2011 dans le réseau de GrDF le biométhane produit par méthanisation des ordures ménagères de l'agglomération lilloise.

Le 23 octobre 2012 a été inauguré à Morsbach (57) le site de méthanisation « Méthavalor ». Ce site industriel produit du biométhane grâce à la collecte sélective des déchets organiques des 390 000 habitants de 291 communes de Moselle. Celui-ci sera pour partie injecté dans le réseau de distribution, et pour partie utilisé comme carburant alimentant les véhicules de collecte de déchets du site, les bus de l'intercommunalité, ainsi que des véhicules privés.

Bien que les projets de méthanisation, du fait de leur nature industrielle, soient à envisager sur une échéance de moyen terme, l'avenir de la filière peut être considéré avec optimisme. En effet, fin 2012, GrDF faisait état de 280 projets en cours, dont 170 ayant fait l'objet de demandes d'étude de faisabilité et 4 sont en cours de réalisation.

Cette tendance devrait se confirmer grâce aux mesures du plan Énergie Méthanisation Autonomie Azote, annoncé à l'issue de la Conférence environnementale de septembre 2012 et présenté fin mars 2013 par les ministres de l'énergie et de l'agriculture. Ce plan a notamment pour objectif de développer, à l'horizon 2020, 1 000 méthaniseurs à la ferme.

Par ailleurs, les nouvelles politiques de gestion des déchets, notamment l'obligation à partir de 2012 pour les gros producteurs de déchets organiques de les collecter séparément et de les valoriser, favoriseront l'émergence des projets.

Pour mémoire, le groupe de travail sur l'injection du biométhane dans les canalisations de gaz naturel, mis en place par la DGEC en 2008-2009, avait évalué le potentiel de production annuelle de biométhane entre 3 TWh et 9 TWh à l'horizon 2020, correspondant respectivement à environ 300 et 700 installations raccordées à cette date.

- Jean-Michel LAMY ; Stanislas REIZINE ; Thomas PERTUISET.

15 – La production d'électricité en France et l'effacement

Un mix électrique exportateur et peu carboné

Le parc de production d'électricité français est significativement exportateur et peu carboné. Les énergies fossiles ne représentent que 9% de la production électrique en 2012.

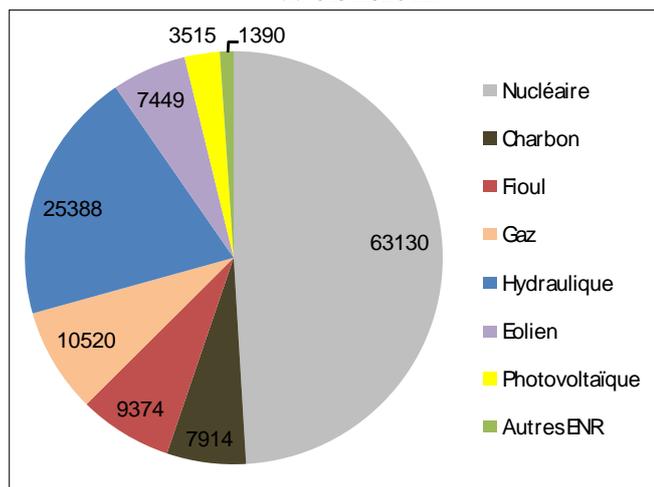
Des mesures ont été prises pour contribuer au développement des effacements de consommation dans les prochaines années.

Le parc de production

Le mix électrique en France métropolitaine

En termes de puissance installée, le parc français est constitué d'environ 130 GW de moyens de production.

Puissance installée (MW) en France métropolitaine au 31/12/2012



Source : DGEC à partir du bilan électrique 2012 de RTE.

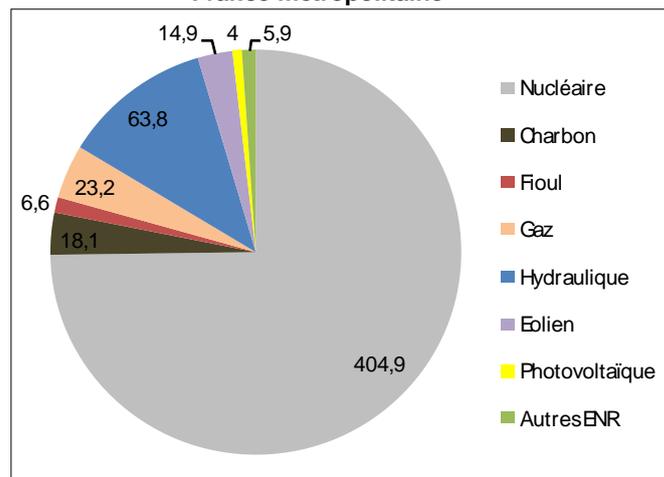
La puissance nécessaire pour le parc de production nationale dépend notamment du niveau de la pointe de consommation nationale et de la contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement.

A titre d'exemple, en 2012, une pointe de consommation record a été observée lors de la vague de froid de février. Un pic de 102,1 GW a été atteint le 8 février à 19h00.

Par ailleurs, il ne faut notamment pas perdre de vue que les installations ne fonctionnent pas 100% du temps. Les centrales ont en effet des périodes d'indisponibilité (soit programmées, pour maintenance par exemple, soit fortuites) et certains moyens de production sont intermittents et ne peuvent pas produire sur commande.

Le parc électrique français a produit 541 TWh de production nette en 2012, selon la répartition par filière ci-dessous. En comparaison, la consommation brute a été de 489,5 TWh en 2012 (bilan électrique de Réseau de transport d'électricité (RTE)).

Production nette d'électricité (TWh) en 2012 en France métropolitaine



Source : DGEC à partir du bilan électrique 2012 de RTE.

Le parc nucléaire a produit 75% de la production nette d'électricité en 2012

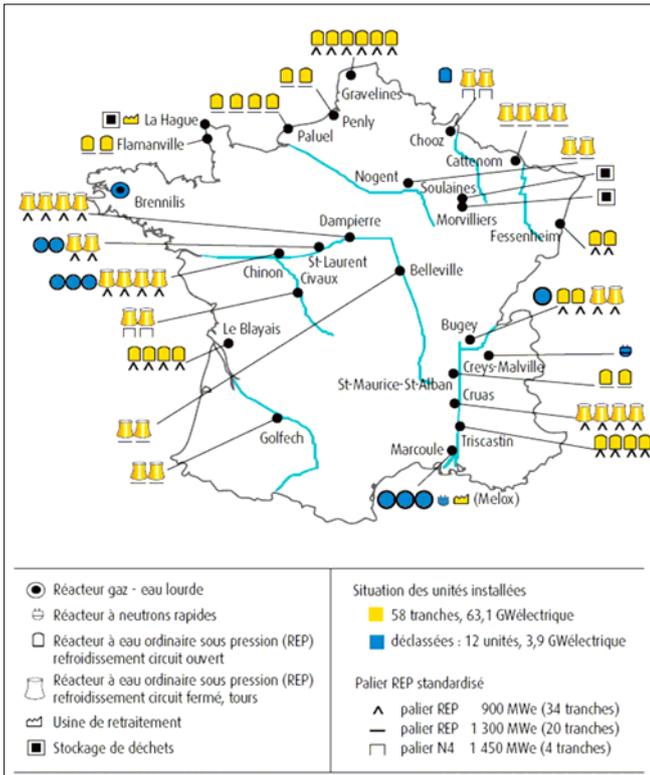
Le parc de production nucléaire français représente actuellement 58 tranches actives réparties sur 19 sites.

Il existe en France plusieurs « paliers » de réacteurs nucléaires :

- CP0 : 6 réacteurs de 900 MW : ce sont les réacteurs les plus anciens encore en activité,
- CPY : 28 réacteurs de 900 MW,
- P4 : 8 réacteurs de 1300 MW,
- P'4 : 12 réacteurs de 1300 MW,
- N4 : 4 réacteurs de 1450 MW.

Il n'existe pas aujourd'hui de limite réglementaire de durée d'exploitation des réacteurs nucléaires. C'est l'Autorité de Sûreté Nucléaire qui se prononce sur les conditions de la poursuite de l'exploitation de chaque réacteur tous les dix ans lors d'examens de sûreté approfondis.

Les sites nucléaires en France : situation au 1er janvier 2012



Source : SOeS, via EDF et Autorité de sûreté nucléaire (ASN).

Un parc renouvelable en développement

En 2012, la part de l'électricité issue d'énergies renouvelables a atteint 16,4% de la production nationale. Même si l'hydraulique représente plus des 2/3 de cette production, les autres parcs renouvelables se développent. D'après le bilan électrique 2012 de RTE, l'augmentation de la puissance installée du parc renouvelable entre 2011 et 2012 a été de :

- 11,3% pour l'éolien,
- 40,4% pour le photovoltaïque,
- 8,4% pour les autres sources d'énergies renouvelables.

Des fiches *ad hoc* présentent les différentes filières d'énergies renouvelables : l'hydraulique, l'éolien, le solaire (photovoltaïque et thermodynamique), la biomasse, l'énergie marine renouvelable.

Le parc des centrales thermiques à flammes

Les installations thermiques classiques constituent encore la troisième source de production d'électricité en France avec en moyenne 9% de l'énergie électrique totale produite derrière le nucléaire (75%) et l'hydraulique (12%). Le parc thermique classique

se décompose en deux grandes parties : d'une part, les moyens de production centralisée regroupant les centrales charbon, gaz et fioul reliées au réseau de transport d'électricité et d'autre part, les unités décentralisées avec notamment les installations de cogénération au gaz naturel.

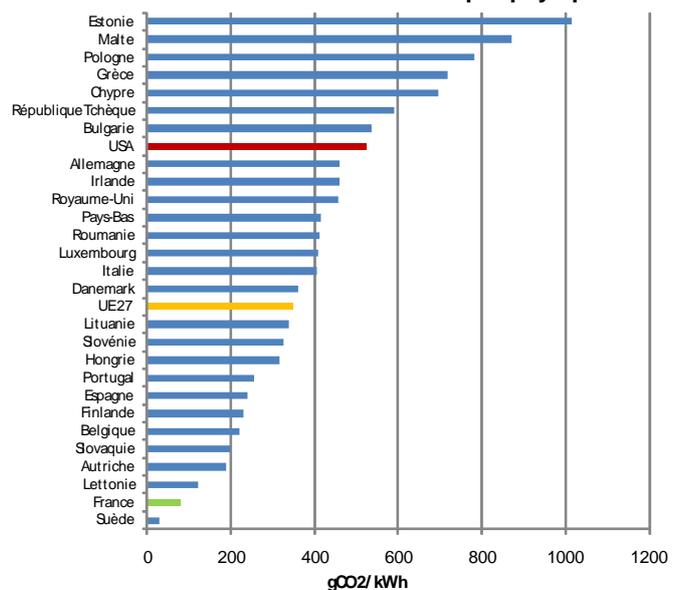
Le parc thermique classique centralisé connaît une forte évolution afin de respecter les nouvelles normes environnementales en termes d'émissions de polluants atmosphériques conformément aux directives européennes. Ces directives ont pour conséquence :

- la limitation de fonctionnement et la fermeture en 2015 des centrales charbon anciennes ;
- de nouveaux investissements pour les centrales fioul et les autres centrales charbon pour réduire de façon importante leurs émissions en polluants atmosphériques, sous peine de fermeture d'ici 2016.

En 2009, dans le dernier exercice de programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production d'électricité (qui est l'outil qui permet de fixer les objectifs du secteur électrique en termes de développement des moyens de production), il a été fixé comme objectif pour la production d'électricité à partir d'énergies fossiles de développer les moyens de production centralisés utilisant du gaz naturel afin de moderniser le parc en vue d'en réduire les impacts environnementaux.

Un mix électrique peu carboné

Contenu carbone de l'électricité par pays pour 2010



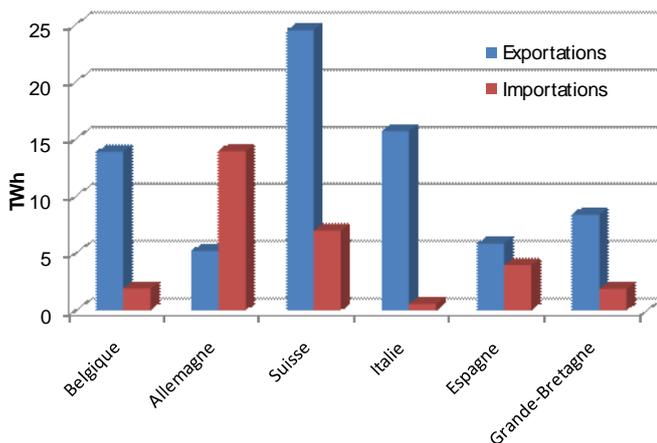
Source : données AIE

Le parc électrique français est dans son ensemble, grâce au nucléaire et à l'hydraulique, l'un des moins émetteurs en Europe comme le montre le graphique ci-dessus sur le contenu carbone de l'électricité dans divers pays européens et aux Etats-Unis.

La France exporte plus d'électricité qu'elle n'en importe

Du fait de la situation géographique centrale de la France sur le réseau européen, du nombre important d'interconnexions entre la France et ses pays voisins (la France respecte notamment l'objectif fixé en 2002 à Barcelone par le Conseil européen de l'énergie que les capacités d'interconnexion atteignent 10% de la capacité de production nationale) et de la présence en France de moyens de production de base à coûts marginaux faibles, la France exporte des quantités importantes d'électricité. En 2012, le total des exportations s'élevait à 73,5 TWh et le total des importations à 29,3 TWh.

Échanges contractuels transfrontaliers en 2012



Source : SOeS, RTE

Néanmoins, il arrive que la France soit en situation d'importation à certains moments, notamment au moment de la pointe de consommation française en hiver, où les moyens de production sont fortement sollicités.

Le prix de l'électricité est faible en France

La constitution du mix électrique français permet d'avoir un prix du kWh électrique parmi les plus faibles d'Europe. La question du coût du mix électrique français et du prix de l'électricité en France est abordée dans le cadre de la fiche n°30 de ce rapport « les prix de l'électricité ».

Les capacités d'effacement en France

Un effacement de consommation consiste à réduire la consommation d'électricité d'un site par rapport à sa consommation normale, sur une base volontaire, en cas de pointe (nationale) de consommation. Les opérateurs proposent à leurs clients (les consommateurs particuliers ou industriels), des solutions techniques pour mettre en pause pendant quelques minutes ou quelques heures certains de leurs équipements dont la consommation est flexible (exemples pour les particuliers : radiateurs, ballon d'eau chaude, climatisation).

Ainsi, sans que le confort ou la productivité du consommateur soit sensiblement altéré, chacun peut offrir quelques kilowatts de puissance flexible, ce qui, étendu à un grand nombre de consommateurs, peut apporter plusieurs dizaines voire centaines de mégawatts contribuant à assurer l'équilibre du système électrique.

On peut distinguer les effacements contractuels, des agrégateurs d'effacement contractualisant avec un industriel ou un particulier, des effacements tarifaires où le prix de l'électricité incite à consommer moins (effacements EJP et Tempo notamment).

Les volumes actuels d'effacement restent limités. Plusieurs dispositifs mis en place récemment visent à développer le potentiel. Des appels d'offres dédiés à l'effacement prévus par la loi et organisés par RTE permettent de développer des centaines de MW de capacités d'effacement. D'après le bilan électrique 2012 de RTE, dans le secteur industriel, la capacité d'effacement de consommation contractualisée en 2012 atteint les 400 MW.

Par ailleurs, le mécanisme de capacité mis en place par le Gouvernement apportera une rémunération aux offres structurées d'effacement, ce qui permettra aux opérateurs de développer de nouvelles offres pour leurs clients (voir la fiche N° 15 de ce rapport sur l'effacement).

Enfin un dispositif assurantiel d'interruptibilité sera mis en place prochainement par l'intermédiaire duquel le gestionnaire du réseau de transport pourra, en cas de menace grave et immédiate sur l'équilibre offre/demande, procéder à l'interruption de certains consommateurs à profil de consommation interruptible, avec un délai court (quelques secondes), et dégager ainsi une capacité supplémentaire pouvant atteindre 400 MW. Ce dispositif entrera en fonctionnement en 2014.

- Antoine CARON

16 – Les réseaux de transport et distribution d'électricité

Les réseaux publics de transport et de distribution d'électricité constituent une infrastructure essentielle pour le fonctionnement du système électrique.

Pour être acheminée depuis les centres de production vers les consommateurs, l'électricité emprunte :

- le réseau public de transport d'électricité, destiné à transporter des quantités importantes d'énergie sur de longues distances ;
- le réseau public de distribution, destiné à acheminer l'électricité en moins grande quantité et sur de courtes distances.

Le développement et la modernisation des réseaux électriques, pour accueillir les énergies renouvelables, constitueront un élément essentiel de la transition énergétique.

Le réseau de transport d'électricité

Exploité, maintenu et développé par RTE, le réseau de transport d'électricité comprend 105 000 km de lignes électriques à haute et très haute tension, 4 700 transformateurs et postes de livraison, et 46 interconnexions avec les pays voisins.

La loi a confié à RTE la gestion du réseau public de transport d'électricité français. Le réseau de transport est constitué de toutes les lignes exploitées à une tension supérieure à 50 kV sur le territoire métropolitain continental.

en km	400 kV	225 kV	150 kV	90 kV	63 kV
aérien	21 000	25 530	1 060	16 600	35 700
souterrain	3	1 020	2	590	2 300

Depuis 2009, 76% des nouvelles lignes à 90 et 63 kV ont été construites en souterrain.

RTE garantit à tous les utilisateurs du réseau de transport d'électricité un traitement équitable dans la transparence et sans discrimination, sous le contrôle de la Commission de Régulation de l'Energie.

Les clients de RTE sont :

- **630** unités de production,
- **525** sites industriels raccordés,
- **27** distributeurs d'électricité,
- **150** traders et fournisseurs qui achètent et revendent de l'électricité.

Le réseau achemine l'électricité entre les producteurs d'électricité et les consommateurs industriels directement raccordés au réseau ou les distributeurs d'électricité. Le courant produit est porté à un niveau de tension de 400 kV, ce qui permet de le transporter sur de longues distances en minimisant les pertes. Le courant est ensuite transformé en 225 kV, puis 90 ou 63 kV pour l'alimentation régionale et locale en électricité.

RTE est garant du bon fonctionnement et de la sûreté du système électrique. Cela suppose une attention permanente à l'équilibre du système, car l'électricité ne se stocke pas. Il adapte à tout le moment la production et la consommation sur le réseau. (voir fiche 16)

La France s'est engagée à porter à 23% la part des énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie. L'insertion des énergies renouvelables dans le réseau est donc un enjeu majeur de la transition écologique. La production d'électricité d'origine éolienne et solaire est intermittente et nécessite une grande flexibilité du système électrique.

Afin d'en garantir l'équilibre, le réseau s'est équipé de moyens de pilotage, surveillance et maintenance à distance. RTE s'est attelé à la mise en place d'outils d'informations et dispose d'un réseau de télécommunication de 28 140 km de fibre optique, qu'il peut mettre à disposition des collectivités locales via sa filiale Arteria.

RTE investit chaque année près d'un milliard et demi dans les réseaux et dépense un million d'€ en recherche et développement de nouveaux outils intelligents pour l'intégration et l'équilibre du système.

L'équilibre du système nécessite aussi une plus grande solidarité entre les réseaux européens. L'Europe doit transformer les réseaux de transport et les marchés de l'électricité nationaux pour créer un réseau transeuropéen intégré. Il s'agit d'intégrer les énergies renouvelables et les importants flux nord-sud qui en résultent, faciliter les échanges est-ouest entre pays exportateurs et importateurs, mieux intégrer les péninsules électriques comme l'Espagne et le Portugal, les îles britanniques.

RTE gère 46 interconnexions avec nos pays voisins. Deux nouvelles interconnexions France-Espagne et France Italie seront mises en services respectivement en 2014 et 2016.

La France présente un solde exportateur d'électricité de 55,7 TWh pour 2011. En réalité, elle a exporté 75,4 TWh et importé 19,7 TWh, et le sens des échanges d'électricité varie plusieurs fois par jour, ce qui montre l'importance des flux transfrontaliers dans l'équilibre offre-demande quotidien.

Les réseaux de distribution d'électricité

Les réseaux de distribution sont constitués par les ouvrages de moyenne tension (entre 1000 V et 50 kV) et les ouvrages de basse tension (inférieur à 1000 V). ERDF, qui gère 95 % des réseaux de distribution, exploite 1,3 millions de km de lignes, 750 400 postes de distribution (HTA/BT) et 2 240 postes sources (HTB/HTA). Elle dessert 35 millions de clients.

en km	Lignes MT	Lignes BT
aérien	351 933	415 179
souterrain	261 190	276 786
Total	613 123	691 965

L'organisation de la distribution d'électricité est de la compétence des collectivités locales (généralement par l'intermédiaire de syndicats d'électrification intercommunaux). En 1946, la distribution a été nationalisée au profit d'un opérateur national. Toutefois, les collectivités qui exerçaient à cette date l'activité de distribution, sous forme de régie ou de SEML, ont pu continuer à l'exercer ; il existe actuellement environ 150 « entreprises locales de distribution » (ELD).

ERDF, filiale d'EDF, est ainsi le gestionnaire du réseau public de distribution sur environ 95 % du territoire métropolitain continental, les 5% restants étant assurés par les ELD.

Les gestionnaires des réseaux de distribution sont chargés d'assurer la conception, la construction, l'entretien des réseaux, ainsi que l'accès à ces derniers dans des conditions non discriminatoires ; ils doivent veiller à l'efficacité et la sûreté des réseaux.

L'amélioration de la qualité a été, sous l'impulsion des pouvoirs publics, une action prioritaire entreprise sur les réseaux de distribution depuis le milieu des années 2000.

La France s'est dotée en 2007 d'un dispositif réglementaire (décret n°2007-1826 du 24 décembre 2007 et son arrêté d'application de même date) fixant les principes et la procédure permettant une évaluation pertinente du niveau de qualité sur les réseaux de distribution.

En parallèle de ce dispositif, les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, entrés en vigueur le 1^{er} août 2009, ont mis en place une régulation incitative de la qualité de l'alimentation électrique. Celle-ci se traduit par un bonus/malus en fonction de la performance du gestionnaire de réseaux mesurée par rapport à une valeur de référence annuelle.

Dans les faits, l'enveloppe d'investissements d'ERDF a augmenté de presque 70 % de 2004 à 2009 et depuis cette année ERDF investit environ 2,7 milliards d'euros par an pour le développement, l'entretien et le renouvellement des réseaux de distribution. Les temps de coupure se sont ainsi stabilisés en 2010 et sont, en moyenne annuelle et hors événements exceptionnels, de l'ordre de 60 minutes. La qualité en France se situe ainsi dans la moyenne haute européenne ; à caractéristiques comparables, seule l'Allemagne fait mieux, mais pour un coût réseau beaucoup plus élevé.

Les investissements dans les prochaines années doivent répondre à un enjeu d'amélioration de la qualité d'alimentation, mais également permettre **l'intégration des énergies renouvelables** (raccordements, extensions, renforcement d'ouvrages), ERDF anticipant environ 180 000 nouveaux producteurs sur la période 2013-2016.

Trajectoire d'investissement sur les réseaux de distribution (en M€ courants)

année	2007	2008	2009	2010	2011
M€	1 734	2 038	2 312	2 560	2 821

en prévisionnel

année	2012	2013	2014	2015	2016
M€	3 084	3 405	3 513	3 584	3 626

Plus particulièrement, 2012 a été l'année :

- **de la tenue des premières « conférences départementales »**, chargées d'élaborer un programme prévisionnel de tous les investissements envisagés sur les réseaux de distribution, à la fois par les autorités organisatrices de la distribution et les gestionnaires des réseaux ;

- **de la mise en fonctionnement du compte d'affectation spécial pour le financement des aides à l'électrification rurale (CAS FACE)** remplaçant l'ancien Fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACE) ; à cette occasion, les procédures d'attribution des aides à l'investissement en zone rurale ont été fiabilisées, et la priorité donnée au renforcement du réseau de distribution et à sa sécurisation a été réaffirmée.

- Sidonie BLANCHARD ;
Isabelle TIMSIT.

17 – La sécurité du système électrique

Un nouveau mécanisme de capacité pour garantir l'adéquation de l'offre et de la demande à la pointe de consommation

Afin de limiter les coupures de courant localisées et d'éviter un blackout à l'échelle nationale ou européenne, il est nécessaire de garantir la sécurité du système électrique. Lorsqu'on évalue la sécurité du système électrique, il convient de distinguer :

- **la sécurité d'approvisionnement, qui désigne l'adéquation des capacités pour couvrir à tout moment l'ensemble de la demande d'électricité ;**
- **et la sûreté de fonctionnement du système électrique, qui décrit la capacité du réseau électrique à acheminer l'électricité des producteurs d'électricité pour la livrer aux consommateurs. À ce titre, la sûreté de fonctionnement relève principalement du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité (RTE).**

La sécurité d'approvisionnement en électricité

Pour garantir la sécurité d'approvisionnement et atteindre l'équilibre entre l'offre et la demande, il n'est pas suffisant de s'assurer que le parc de production est en mesure de produire au moins autant d'électricité sur une année que la consommation nationale annuelle. Il est en effet nécessaire qu'à chaque instant la quantité d'électricité produite et injectée sur le réseau soit égale à la quantité d'électricité consommée. L'électricité étant une énergie que l'on arrive à stocker aujourd'hui dans des proportions très limitées, il est nécessaire de disposer d'un parc de production dimensionné sur la pointe électrique et pas sur la consommation moyenne observée, tout en tenant compte de la mutualisation des moyens de production que permet l'interconnexion de notre réseau avec ceux des pays voisins.

Plusieurs dispositifs en France permettent de s'assurer que le bon niveau de capacités de production est atteint : la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité, un document qui s'appuie sur le bilan prévisionnel de RTE et qui permet de décliner les objectifs stratégiques de développement des moyens de production, notamment renouvelables, et le mécanisme de capacité, un dispositif technologiquement neutre qui permettra de garantir la sécurité d'approvisionnement du système électrique.

La programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production d'électricité et le bilan prévisionnel (BP) de RTE

La PPI de production d'électricité, mise en place par l'article 6 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, fixe les objectifs en matière de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire. Elle doit permettre de garantir la mise en cohérence des objectifs de politique énergétique avec les enjeux de sécurité d'approvisionnement à l'échelle nationale. Elle a été établie pour la dernière fois en 2009, et devrait être mise à jour prochainement.

Conformément à l'article L. 141-1 du code de l'énergie, cette programmation pluriannuelle est élaborée à partir d'un bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande établi par le gestionnaire du réseau public de transport RTE.

Le bilan prévisionnel de RTE relève d'une problématique de sécurité d'approvisionnement et joue, à ce titre, un rôle d'information et d'alerte : il s'agit d'établir des prévisions de consommation d'électricité et d'échanges entre la France et les autres pays, puis de confronter ces prévisions avec les perspectives connues d'évolution des moyens de production. La vocation de la PPI dépasse donc celle du bilan prévisionnel dont l'unique objectif est de déterminer les besoins en puissance permettant de répondre à la croissance de la demande.

Dans le cas où les investissements prévus par la PPI ne sont pas réalisés par les acteurs du marché, le Gouvernement peut décider de lancer un appel d'offres.

Le mécanisme de capacité

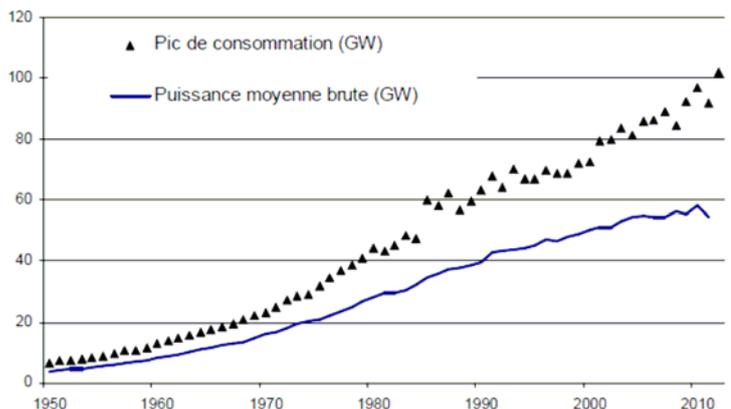
Le bilan prévisionnel de RTE identifie un possible manque de capacités, à la pointe, à l'horizon 2016.

Le mécanisme de capacité, prévu par la loi NOME et instauré par le décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012, contribuera à assurer la sécurité d'approvisionnement du système électrique à long terme.

Depuis plusieurs années en France, on observe une croissance importante de la pointe de consommation électrique (voir graphique ci-après) qui met en péril, lors des pics de

consommation, l'équilibre entre la production et la demande d'électricité. Plusieurs raisons en sont à l'origine, notamment la place du chauffage électrique et le développement de nouveaux usages de l'électricité (équipements électroménagers, informatiques, électroniques, ...).

Evolution de la puissance moyenne appelée et des pics de consommation en France



Source : DGEC

Avec le mécanisme de capacité, les fournisseurs d'électricité doivent garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité de leurs clients, notamment au moment des périodes de pointe de la demande électrique. Pour cela, ils devront justifier de leur capacité à satisfaire cette consommation de pointe, par l'acquisition de garanties de capacité.

Les fournisseurs pourront acquérir des garanties de capacité auprès d'exploitants de capacité (producteurs, agrégateurs d'effacement), qui ont l'obligation de faire certifier leurs capacités.

Le mécanisme de capacité permettra de répondre aux défis identifiés précédemment :

- il permet de répondre globalement à la problématique de sécurité d'approvisionnement ;
- il apporte une rémunération complémentaire aux producteurs d'électricité pour la disponibilité de leurs centrales électriques, ce qui doit notamment leur permettre de faire les investissements nécessaires dans les centrales de production d'électricité de pointe.
- il permet de donner une valeur à la réduction de la consommation d'électricité en période de pointe,
- il apporte une rémunération aux offres structurées d'effacement, ce qui permet aux opérateurs de développer de nouvelles offres pour leurs clients.

La sûreté de fonctionnement du système électrique

Assurer la sûreté du système électrique, c'est garantir que le réseau permette à la production et à la consommation d'être toujours équilibrées à tout instant, car un déséquilibre peut conduire à un black-out plus ou moins étendu. Ceci constitue une mission conférée par la loi au gestionnaire du réseau de transport RTE.

Le réseau électrique permet la mutualisation des moyens de production

Dans chaque zone de consommation, l'équilibre entre l'offre et la demande doit avoir lieu et le réseau remplit une double fonctionnalité pour y parvenir. Il permet d'une part, au niveau de la zone de consommation, de relier les consommateurs aux producteurs. Par ailleurs, toutes les zones du territoire n'étant pas autonomes électriquement, le réseau assure une deuxième fonction, celle de relier les différentes zones de consommation et de permettre ainsi aux zones excédentaires d'alimenter les zones déficitaires qui ne sont pas autonomes électriquement. Cet équilibrage inter-régional se fait par le réseau à très haute tension THT (225 kV et 400 kV).

Le réseau THT actuel est construit et dimensionné en fonction de la répartition géographique actuelle des moyens de production et des principaux points de consommation. Il pourrait être amené à évoluer à l'avenir pour accompagner la transition énergétique.

Conformément à l'article L.321-6 du code de l'énergie, RTE élabore chaque année un schéma décennal de développement du réseau, qui prend en compte la PPI et mentionne notamment les principales infrastructures de transport qui doivent être construites ou modifiées de manière significative dans les dix ans.

Le développement d'un réseau transeuropéen joue également un rôle majeur en matière de sûreté du système électrique en permettant la mutualisation et l'optimisation des capacités de production des pays et en contribuant ainsi à l'essor des énergies renouvelables en France et en Europe. L'intégration des énergies intermittentes est en effet facilitée en tirant avantage du « foisonnement »¹.

¹ Les moyens de production renouvelables ne produisent pas ni ne sont arrêtés tous au même moment, ce qui limite en partie les inconvénients de l'intermittence, effet renforcé si on se place à une échelle géographique plus large.

Prévisions de consommation et de production à court-terme

RTE anticipe la consommation électrique du lendemain par des outils de modélisation tenant compte des consommations passées et des données météorologiques, la consommation française étant sensible à la température.

Parallèlement, RTE anticipe la production électrique. Celle-ci est a priori plus facile à prévoir. Néanmoins, la production renouvelable est étroitement liée aux conditions météorologiques. RTE s'est doté en 2010 d'un nouvel outil lui permettant désormais, en partenariat avec les producteurs et Météo France, de disposer à chaque instant des données nécessaires pour faire le point sur la production éolienne et prévoir son comportement à venir.

Ces prévisions de production et de consommation sont mises à la disposition du public sur Internet ou via des applications smartphone : <http://www.rte-france.com/fr/developpement-durable/eco2mix>

Réserves et mécanisme d'ajustement : des outils supplémentaires à disposition de RTE pour assurer la sûreté du système électrique

Afin d'ajuster en temps réel les niveaux de production et de consommation sur le territoire, RTE dispose de réserves de puissance mobilisables à très brève échéance : les réserves primaires et secondaires (appelées services systèmes) et le mécanisme d'ajustement.

Les services systèmes constituent un moyen d'équilibrage du réseau mutualisé et coordonné au niveau européen, qui mobilise l'ensemble des installations de production raccordées au réseau, au dessus d'une certaine puissance. Ces dernières sont tenues de réserver une partie de leur puissance disponible à des fins d'équilibrage du réseau. Ces réserves sont activables très rapidement (moins de 30 secondes pour la réserve primaire et moins de 15 minutes pour la réserve secondaire) et sont utilisées en permanence afin d'assurer l'équilibre entre production et consommation.

Néanmoins ces réserves doivent être complétées par des dispositifs complémentaires, à même de permettre au réseau d'absorber des incidents majeurs comme la déconnexion d'une centrale nucléaire, ou la perte d'une ligne à très haute tension. C'est pourquoi il existe une réserve tertiaire, aussi appelée mécanisme d'ajustement. Ce mécanisme de marché a été mis en place par

RTE en 2003 et contribue à la sûreté du système électrique.

RTE fait appel aux producteurs et aux consommateurs connectés au réseau pour qu'ils modifient très rapidement leur programme de fonctionnement prévu. Les acteurs du marché qui disposent de réserves de flexibilité communiquent à RTE des offres à la hausse et à la baisse par rapport à leur programme de fonctionnement. RTE sélectionne ensuite ces offres en fonction de leur coût et de leurs conditions techniques d'utilisation. Ce mécanisme fonctionne sous le contrôle de la Commission de Régulation de l'Énergie.

En 2011, 40 acteurs étaient déclarés sur le mécanisme d'ajustement et le volume appelé par RTE a atteint 3,5 TWh à la hausse et 3,9 TWh à la baisse.

Ce mécanisme permet également de résoudre les « congestions » sur le réseau, lorsque l'acheminement de l'énergie est entravé par des goulots d'étranglement. Ce phénomène se produit par exemple en cas de défaillance d'une ligne électrique, lorsque les capacités des lignes voisines sont insuffisantes pour transporter l'électricité.

Le mécanisme d'ajustement a été étendu à des producteurs situés hors de France (Suisse, Espagne et Royaume-Uni).

L'ensemble de ces dispositifs d'équilibrage sera bientôt complété par un dispositif assurantiel d'interruptibilité par l'intermédiaire duquel le gestionnaire du réseau de transport pourra, en cas de menace grave et immédiate sur l'équilibre offre/demande, procéder à l'interruption de certains consommateurs à profil de consommation interruptible, avec un délai court (quelques secondes), et dégager ainsi une capacité supplémentaire pouvant atteindre 400 MW. Ce dispositif entrera en fonctionnement en 2014.

- Antoine CARON ; Sidonie BLANCHARD ; Florian LEWIS.

18 – La biomasse énergie

Une filière clé pour l'atteinte des objectifs de production d'énergies renouvelables, qui doit intégrer les questions de durabilité et de qualité de l'air

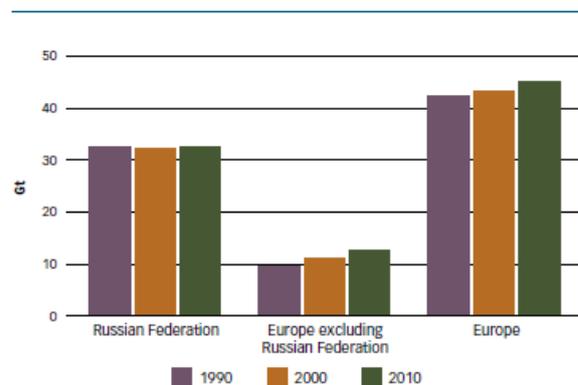
Pour la biomasse énergie, au niveau mondial, la tension sur les ressources forestières est croissante au vu des différents rôles de la forêt et des différents usages du bois. Sur les marchés, les biocombustibles sont très dynamiques : le biocoal (charbon de bois) et les granulés sont en forte croissance. Assurer la durabilité des conditions de production de biomasse énergie devient un enjeu fort. Par ailleurs, au niveau national, il est capital d'assurer la durabilité de la combustion de la biomasse pour préserver la qualité de l'air. Le bilan du fonds chaleur est très positif tant au regard des objectifs énergétiques qu'en termes d'efficacité de l'aide, de la création d'emplois et de balance commerciale énergétique.

Les ressources forestières : une tension croissante

La ressource forestière est capitale au vu des enjeux climatiques et énergétiques. La forêt constitue un réservoir de carbone. Elle joue donc un rôle clé dans l'atténuation du changement climatique et la préservation de la biodiversité. Cette ressource forestière trouve déjà des applications dans d'autres secteurs : bois industrie et bois d'œuvre. Ensuite, en respectant la hiérarchisation des usages, la ressource forestière joue également un rôle pour la satisfaction des besoins énergétiques (bois énergie, biocarburants et dans une moindre mesure des applications en chimie du végétal). La FAO dans son rapport, « *Evaluation des ressources forestières mondiales 2010* » indique que sur 233 pays et territoires, environ 13 millions d'hectares de forêts par an ont été convertis ou ont disparu dans le monde de 2000 à 2010, contre 16 millions d'hectares par an dans les années 1990. En termes de tendance, le Brésil et l'Indonésie voient leur taux de déforestation diminuer par rapport à 1990. La Chine, l'Inde, les Etats-Unis et le Vietnam ont lancé des programmes de reboisement qui, additionnés à l'accroissement biologique, ont ajouté plus de 7 millions d'hectares de nouvelles forêts chaque année. En Europe, la coupe de bois est inférieure ou égale à l'accroissement biologique. En 2010, la France est le troisième

pays avec 2 453 millions de m³ (volume sur pied) sur un total de 21 750 millions de m³ dans l'Union européenne. L'accroissement biologique annuel représente environ 85 millions de m³ et la coupe de bois environ 40,4 millions de m³, soit 47% de l'accroissement biologique.

Stock de Carbone dans la biomasse forestière européenne en 1990, 2000 et 2010, Evaluation des ressources forestières mondiales 2010



Source : FAO, 2010.

Marché : un dynamisme des biocombustibles en 2011

En 2011, on observe quelques accords au niveau mondial sur le procédé de torréfaction, qui permet d'obtenir un charbon de bois (biochar ou « biocoal »). En mai 2011, la société de torréfaction française Thermya fournit 3 unités en France et en Espagne pour une production totale de 60 000 tonnes. Ce marché intéresse également des sociétés américaines et canadiennes.

Par ailleurs, le marché des granulés de bois est en pleine expansion. 3 sociétés se sont cotées en bourse dont 2 en 2011 : Moulinvest en avril (levée de 5,2 millions d'euros) et Cogra en novembre (levée de 2,5 millions d'euros). La production française de granulés énergétiques est de 345 000 t en 2009, avec une capacité six fois plus importante estimée à 1 391 000 t, pour une consommation annuelle de 305 000 t par an. En termes de prospective, le SNPGB (Syndicat National des Producteurs de Granulés de Bois) prévoit une production de granulés énergétiques en hausse, avec une estimation d'1 Mt en 2012 et de 5 Mt en 2020.

Les usines de fabrication de granulés énergétiques sont aujourd'hui au nombre de 60. Les fabricants leaders de poêles et chaudières à granulés restent étrangers¹ malgré la présence de certaines grandes entreprises françaises sur ces secteurs (Supra, Godin, Invicta, Energie Système...).

En Europe, le plus grand producteur de granulés est la Suède (production de 2,2 millions de tonnes en 2010) suivie de l'Allemagne (1,2 millions de tonnes) et de l'Italie (850 000 tonnes). Ce secteur intéresse entre autres acteurs les scieries qui y voient une diversification de leur activité mais également des énergéticiens comme EDF qui a acheté en janvier 2012 le site de production allemand Holzkontor und Pelletierwerk Schwedt GmbH d'une capacité de 120 000 tonnes. Notons enfin que le fabricant de cheminées français Poujoulat a levé des fonds via sa filiale Euro Energies sur le marché des bûches de bois. Le marché des bûches de bois, comme celui des granulés est également en croissance au vu des ventes de chaudières et de poêles à bois.

Durabilité des biocombustibles et balance commerciale

Dans le cadre du paquet énergie climat, il est prévu d'atteindre une proportion de 20% d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique totale de l'Union européenne d'ici à 2020. Pour L'Europe, le recours à la biomasse énergie est nécessaire à l'atteinte des objectifs de production d'électricité et de chaleur renouvelable. Après le dispositif de durabilité appliqué aux biocarburants, la Commission européenne a lancé une consultation sur le dispositif de durabilité appliqué aux biocombustibles. En effet, une part très significative de bois énergie sera issue d'importations en provenance de Russie, d'Amérique du Nord, d'Amérique Latine et d'Afrique pour lesquelles il sera nécessaire d'assurer la durabilité des conditions de production.

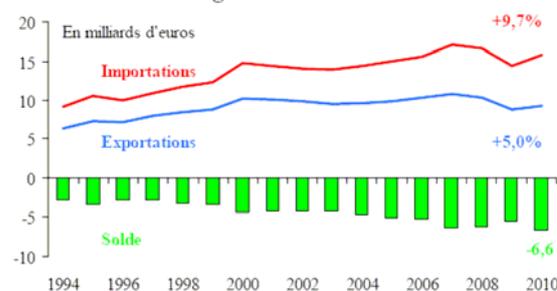
En termes de balance commerciale, le déficit de la filière bois s'est accru en 2010 et atteint le niveau record de -6,6 milliards (5,6 milliards en 2009)². Les importations progressent de 9,7% par rapport à 2009 contre 5% pour les

exportations. La détérioration du solde de la filière est continue depuis vingt ans avec une accélération depuis 2000. La détérioration du solde depuis 1994 concerne les principales catégories de produits de la filière (produits intermédiaires, tels que les pâtes, ou finis, tels que les meubles et papiers), à l'exception du bois brut dont les échanges restent excédentaires +141 millions en 2010.

En 2009, la France était le 7ème exportateur mondial de la filière bois. Ses parts de marché diminuent du fait de la concurrence notamment de la Chine.

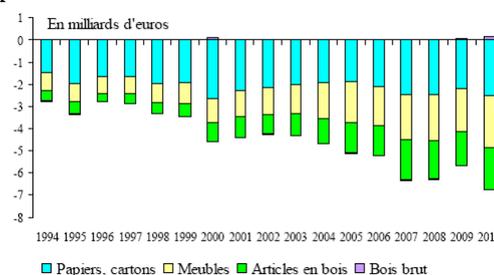
Filière bois et balance commerciale – principaux chiffres.

Evolution des échanges de la filière bois



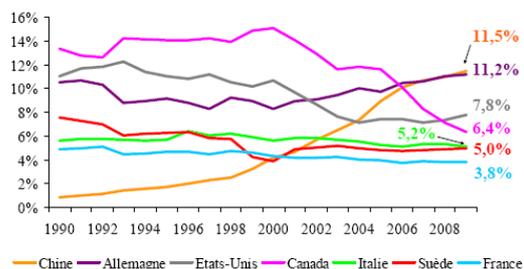
Source : Douanes (Données CAF/FAB brutes, collectées)

Evolution du déficit de la filière bois par type de produit



Source : Douanes (Données CAF/FAB brutes, collectées)

Evolutions des parts de marché mondiales des principaux exportateurs de la filière bois (en %)



Source : base de données CHELEM (CEPII)

En termes de taille d'entreprise, on constate une hétérogénéité du tissu productif avec des entreprises exportatrices de bois brut de faible taille par opposition aux exportateurs de

¹ Marché actuel des nouveaux produits issus du bois et évolutions à échéance 2020, PIPAME, février 2012

² « Pas de reprise nette des exportations de la filière bois en 2010 », *Etudes et éclairages*, n° 24 juillet 2011, Direction générale des douanes et droits indirects.

produits de deuxième transformation de taille plus importante.

Flux d'éthanol, granulés bois, huiles végétales et biodiesels, Biofuel Roadmap



Source : IEA 2011.

Durabilité de la combustion de biomasse : l'enjeu qualité de l'air

La combustion de biomasse a la particularité d'émettre dans l'air une quantité importante de particules fines et autres polluants de l'air. Or ces particules ont des effets néfastes sur la santé, et leur concentration dans l'air est réglementée ; la France se trouve d'ailleurs en contentieux européen pour non respect de ces concentrations avec un risque de payer des astreintes journalières jusqu'à ce que les concentrations de particules dans l'air soient abaissées. Il convient donc de développer la biomasse énergie en lien avec des réductions d'émissions dans ce même secteur et dans d'autres secteurs d'activité, et de réduire, capter et traiter au maximum ces nouvelles émissions de poussières de combustion. Les dispositifs les moins polluants sont sur de grosses installations qui peuvent plus facilement supporter le surcoût correspondant. Les émissions du secteur domestique représentent 65% des émissions de particules fines issues de la combustion en France, et 94% des émissions de particules du chauffage domestique tous combustibles confondus. Le renouvellement du parc d'appareils de chauffage au bois individuels par des appareils plus performants permettrait des réductions importantes d'émissions de particules. Ainsi, une chaudière granulés émet 2 fois moins de particules qu'un poêle pellets, et 15 fois moins qu'une cheminée à foyer ouvert.

Il est donc impératif de ne développer que des équipements performants, et de réduire les

émissions de particules en commençant par renouveler le parc ancien des équipements individuels de combustion de bois.

Biomasse énergie : un bilan positif sur la chaleur renouvelable

En 2012, l'Ademe a effectué un bilan sur le fonds chaleur outil de soutien à la production de chaleur renouvelable sur les filières biomasse (dont biogaz), énergie solaire et géothermie. Ainsi ce fonds doté de près d'1,2 milliard d'euros sur la période 2009-2013 a permis le montage de 2 200 installations soit une production d'énergie de 1 100 000 tep/an dont 878 000 tep/an issue de biomasse (dont biogaz), soit 81% de la production totale (voir fiche 3).

En termes d'emploi, la première période du fonds chaleur (2009-2013) va permettre la création d'emplois supplémentaires pérennes qui atteindront les 10 000 emplois à partir de 2015 dans le cadre d'une stabilisation du budget annuel du Fonds Chaleur autour de 250 M€ toutes ENR confondues³. Dans le cadre d'un scénario tendanciel suivant le rythme actuel de développement des installations (budget annuel constant du Fonds Chaleur), la création d'emplois pourrait atteindre 20 000 emplois en 2020. Environ 50 % de ces emplois sont indirects : les emplois directs sont ceux directement concernés par la chaîne de production et d'exploitation des biocombustibles à l'exemple des travaux forestiers (abattage, débardage, broyage) ou de la fabrication et l'entretien des chaudières, alors que les emplois indirects sont les emplois sous traités à des acteurs extérieurs à la filière, à l'exemple des achats externes (tôlerie, tubes, fontes, équipements) ou de la fabrication de machines outils (abattage, débardage, broyage).

En termes d'impact sur les importations d'énergie fossile, la première période du fonds chaleur (2009-2013) entraînera la substitution annuelle supplémentaire de plus

³ L'ensemble de la filière du bois énergie de l'amont à l'aval regroupe 60 300 emplois en France en 2010 (comprenant les emplois du matériel collectif et industriel, du matériel individuel, ainsi que les emplois liés aux biocombustibles eux-mêmes), dont 10% d'emplois indirects. La filière bois énergie englobe l'ensemble des acteurs de l'amont à l'aval, incluant les scieries, mais aussi les industries de trituration, les collecteurs et recycleurs de déchets et les producteurs et fournisseurs de combustibles bois. (source : *Marché actuel des nouveaux produits issus du bois et évolutions à échéance 2020*, PIPAME, février 2012).

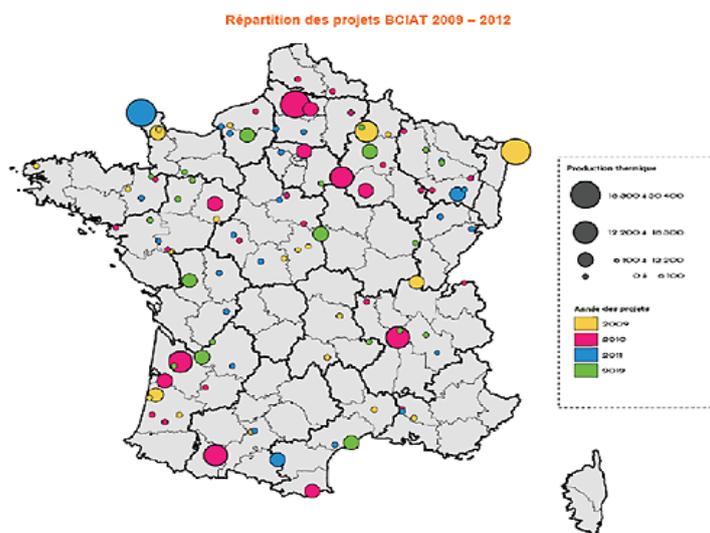
d'un million de tep à partir de 2015. En prenant en compte un prix du baril de pétrole de 100 \$ (1 baril = 0,136 tep) soit 525 €/tep, l'économie nationale annuelle associée à la réduction des importations d'énergies fossiles correspond à 500 millions d'euros par an pour une mise initiale de l'Etat de 1,2 milliard d'euros dans le Fonds chaleur. Dans le cadre d'un scénario tendanciel suivant le rythme actuel de développement des installations, la substitution annuelle d'énergie fossile supplémentaire pourrait atteindre plus de 2,5 Mtep en 2020.

En termes de tendance, concernant la chaleur renouvelable d'origine biomasse, l'atteinte des objectifs 2012 du Grenelle de l'Environnement demeure sur la trajectoire, ce qui ne préjuge pas des gros progrès quantitatifs à accomplir pour atteindre ensuite les objectifs 2020. Pour l'année 2011, la production de chaleur renouvelable (et de froid), calculée à climat réel, marque un léger recul par rapport aux objectifs intermédiaires de 2012 notamment du fait de la clémence de l'hiver 2011 expliquant une plus faible consommation de bois énergie: -977 ktep sur l'ensemble de la biomasse solide (y compris les déchets urbains) et +9 ktep pour le biogaz. En termes d'installations et d'équipements industriels, on constate que le parc actuel de réseaux de chaleur s'est étendu de plus de 300 km/an et compte 379 installations grâce au fonds chaleur. Un nouvel appel à projets a été lancé en septembre 2012 et les projets candidats sont en cours d'instruction.

Les projets seront sélectionnés en fonction de leur conformité aux valeurs limites d'émissions de particules fines, définies en fonction des exigences spécifiques des zones d'implantation des installations.

Les critères ont été renforcés avec l'exigence d'une part de produits certifiés PEFC ou équivalent à intégrer dans l'approvisionnement en biomasse sylvicole.

Carte des projets retenus au BCIAT (Biomasse, Chaleur, Industrie, Agriculture, Tertiaire) du fonds chaleur en 2009-2012.



Biomasse énergie : un retard rattrapable sur l'électricité renouvelable ?

En termes de puissances installées fin 2011, la France disposait de 812 MW issus de la «biomasse solide» (incluant la part renouvelable de l'incinération) et de 227 MW à partir de biogaz. Par rapport à la trajectoire initialement prévue pour atteindre les objectifs à l'horizon 2020, la capacité installée d'électricité renouvelable à partir de biomasse solide en 2011 était de -142MW, mais était excédentaire pour le biogaz : +42MW. Plusieurs projets retenus lors de l'appel d'offres CRE 4 doivent par ailleurs débuter cette année la phase de construction.

- Mélanie DUCOURET ;
Martine LECLERCQ ;
Isabelle DERVILLE.

19 – L'éolien

2012 : nouvelle croissance pour l'éolien terrestre, consolidation pour l'offshore

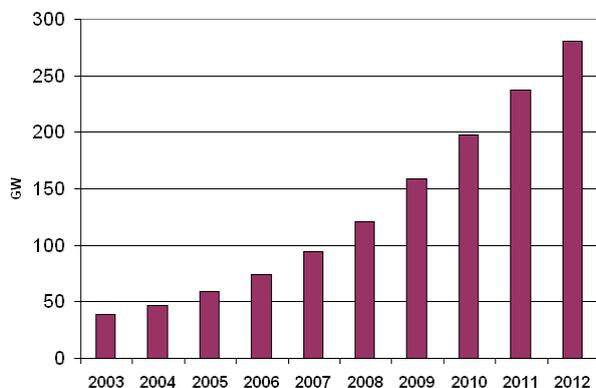
A la différence de 2011, le marché éolien mondial a renoué avec la croissance, augmentant de 8% par rapport à la capacité installée pendant 2011. En particulier dans l'UE, cette croissance a été de 24,5%. Cette amélioration contraste avec la situation de la France, où les mises en service de 2012 ont tout juste atteint 60% du niveau de 2010. L'éolien offshore mondial se consolide, avec une capacité totale installée de plus de 5GW, et la filière française commence à donner des signes encourageants.

L'évolution du marché mondial en 2012

Un marché de l'éolien en croissance continue

Avec une capacité mondiale installée de 281GW, l'éolien confirme sa place dans le mix énergétique à long terme. Après une année 2011 au ralenti, l'année 2012 a renoué avec les précédents niveaux annuels de croissance, avec 8% de croissance par rapport à la capacité installée pendant 2011.

Capacités installées cumulées par année Monde



Source : EurObserv'er 2013

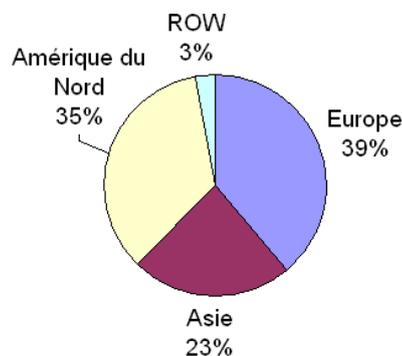
Avec plus de 105GW installés, l'Europe détient presque 40% de la capacité éolienne mondiale, croissance portée notamment les pays de l'Est et par le raccordement des parcs éoliens en mer. La croissance globale européenne en 2012 a été particulièrement forte, avec une augmentation de 24,5% par rapport à 2011.

Le marché nord-américain, malgré l'incertitude quant à la pérennité d'un dispositif de soutien contesté, a enregistré un niveau d'installations comparable à celui de la Chine. Pour sa part,

si les niveaux de raccordement ont diminué en Chine, il faut s'attendre à une nouvelle augmentation après les importants investissements en cours pour renforcer les réseaux de transport. En effet en 2012 le délestage de 25% de la production éolienne du pays avait été nécessaire du fait de la faiblesse du réseau de transport et de son peu de flexibilité.

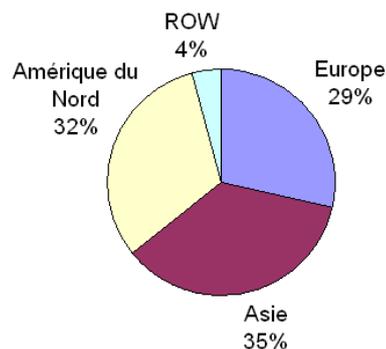
La réduction, voir suppression, des mécanismes de soutien dans des pays comme l'Espagne, le Portugal ou l'Inde a ralenti le développement de l'éolien dans ces régions qui gardent néanmoins un fort potentiel.

Capacités installées cumulées à fin 2012 : 281 GW



Source : EurObserv'er 2013

Capacités installées en 2012 : 44,2 GW



Source : EurObserv'er 2013

Croissance du marché annuel en 2012

	GW installés en 2011	GW installés en 2012	Croissance sur un an
Europe	10,2	12,7	24,5%
Monde	40,9	44,2	8%

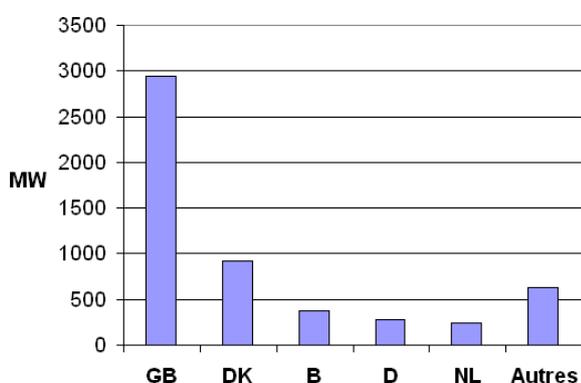
Source : EurObserv'er 2013

Le marché éolien en mer

Avec un total de 5,4GW de capacité installée et connectée aux réseaux – dont 1,3GW pendant 2012 – le marché de l'éolien en mer se consolide. Néanmoins, l'ensemble des pays européens est en retard par rapport aux objectifs d'installation en 2020. Les retards les plus importants seraient liés aux délais de raccordement et à l'accès aux financements.

La Grande Bretagne est largement en tête du marché européen, ayant raccordé 854 MW en 2012, soit pratiquement $\frac{3}{4}$ du marché européen en 2012.

Capacités mondiales installées cumulées offshore à fin 2012 : 5,4 GW



Source : GWEC Février 2013

Selon l'EWEA (European Wind Energy Association), le rythme de mises en service prévu pour 2013 et 2014 devrait atteindre les 1,3-1,4 GW annuel.

L'augmentation de la capacité moyenne par éolienne installée se confirme avec 4MW/unité installée en 2012. Toujours selon l'EWEA, cette moyenne devrait rester assez stable jusqu'à l'arrivée massive des éoliennes de 6MW et plus vers 2014-2015.

Les acteurs de la filière terrestre

Renforcé par son positionnement sur le marché nord-américain, GE devance Vestas qui perd la première place parmi les constructeurs d'éoliennes.

Palmarès des constructeurs – marché total 2011 et 2012

Constructeur de turbines	Pays d'origine	MW fournies 2011	MW fournies 2012
GE Wind	Etats Unis	3 170	6 200
Vestas	Danemark	5 055	6 170
Enercon	Allemagne	3 200	4 000
Sinovel	Chine	3 700	n.a.
Suzlon	Inde	3 115	3 600
Goldwind	Chine	3 600	n.a.
United Power	Chine	3 040	n.a.
Siemens	Allemagne	2 590	n.a.
Gamesa	Espagne	2 800	2 120
Autres	---		n.a.
TOTAL			44 185

Source : EurObserv'er

Un nouveau marché s'ouvre avec l'arrivée de turbines particulièrement adaptées aux vents dits « faibles » telle que celles de GE, Enercon et Nordex. Cette avancée technologique pourrait avoir un impact positif sur la viabilité économique de l'éolien dans des régions françaises moins ventées.

En outre, le marché des services commence à se développer fortement, une tendance qui devrait se confirmer avec la rentrée d'investisseurs institutionnels à la place des acteurs historiques (développeurs, énergéticiens) sur les parcs déjà en opération. Ces investisseurs ont en effet particulièrement besoin, au vu de leur profil et de leur cœur de métier, de sous-traiter ce type d'opération.

Les acteurs de la filière offshore

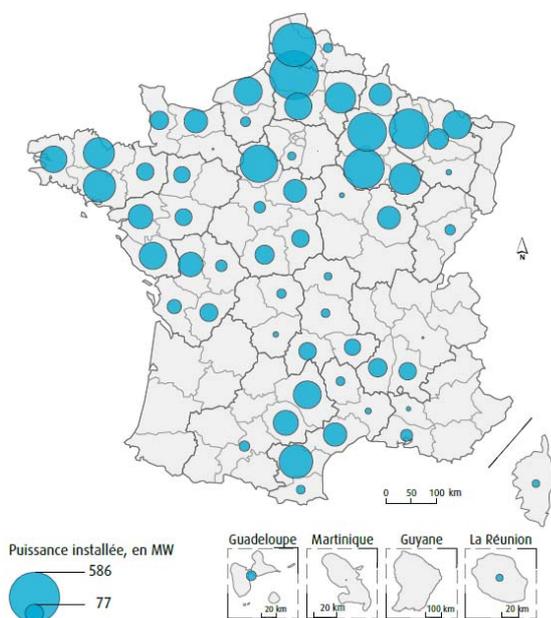
L'année 2012 aura été marquée par la consolidation de certains fournisseurs comme Siemens (82% des turbines), Bladt (40% des fondations), Nexans et JDR (câbles intra-parcs), Prysmian (câbles de raccordement à terre) et DONG comme développeur de parcs (19%). On peut aussi noter une forte augmentation du nombre et la diversification d'opérateurs rentrant sur le marché : en 2011 les 5 premiers opérateurs étaient responsables de 90% de la capacité installée, en 2012, les 10 premiers opérateurs portent seulement 75% de la capacité installée.

L'évolution du marché français en 2012

La baisse des raccordements d'éoliennes terrestres en France se confirme en 2012

Le parc éolien s'élève en France à 7,6 GW à la fin 2012, en hausse de 11 % par rapport à fin 2011. La disparité régionale persiste, avec plus de la moitié des installations concentrées sur seulement 5 régions.

Puissance installée en France par département en 2012

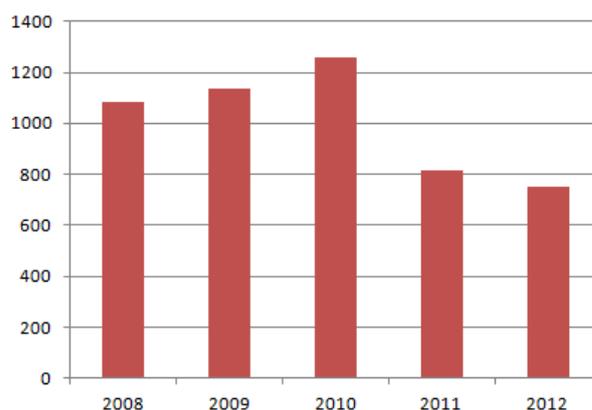


Source : SoeS juin 2013

La production éolienne s'est accrue quant à elle de 23 % pour atteindre 14,3 TWh (chiffre provisoire) sur l'ensemble de l'année 2012.

Par contre, après des années de croissance constante et une année 2011 difficile, les nouvelles capacités raccordées au cours de l'année 2012 sont encore en repli de 9 % par rapport à l'année 2011 avec seulement 753 MW complémentaires. La baisse des nouveaux raccordements constatée en 2011 se confirme donc en 2012.

Puissance installée en France par an (MW)



Source : SoeS juin 2013

Cette baisse d'activité en France est probablement transitoire. Elle semble résulter de plusieurs facteurs, notamment les difficultés d'acceptabilité locale ou la multiplication des contentieux. Néanmoins, les modifications réglementaires introduites début 2013 dans un esprit de simplification des procédures, devraient permettre une reprise d'activité afin d'assurer le respect des objectifs 2020 fixés pour l'éolien terrestre.

Enfin, les niveaux de raccordement constatés sur le deuxième semestre 2012 semblent montrer une reprise. Fin décembre 2012, environ 500 projets sont en file d'attente pour une puissance cumulée annoncée de 7 709 MW. Le nombre de projets reste ainsi quasi stable, contrairement à la puissance correspondante qui diminue de près de 1 200 MW (8 906 MW fin septembre 2012). En revanche, et avec un contraste positif, les projets dont les conventions de raccordement sont déjà signées, et qui sont amenés à être raccordés dans les trimestres à venir, restent nettement orientés à la hausse (avec une puissance de 1618 MW à fin juin 2013 contre 1 410 MW à fin juin 2012).

Appel d'offres territoires d'Outre-Mer et Corse

Un appel d'offres spécifique pour l'installation d'éoliennes terrestres dans les territoires d'Outre-mer et en Corse avait été lancé en novembre 2010 et les lauréats annoncés en février 2012. Il présentait la particularité d'imposer des garanties de production électrique basées sur la prévision de la production et un moyen de stockage électrique afin de favoriser l'émergence de techniques

permettant d'accroître la part d'énergie renouvelable intermittente dans des zones non interconnectées, tout en préservant la sécurité des réseaux. En complément de cet appel d'offres, un tarif d'achat spécifique pour les installations éoliennes situées en zones cycloniques et disposant des mêmes garanties de production électrique a été mis en place.

Appels d'offres Eolien en Mer

Après le premier appel d'offres éolien en mer lancé en juillet 2011, l'année 2012 a été marquée par la désignation des lauréats, puis par la préparation du second appel d'offres qui a été lancé le 18 mars 2013.

Le programme « Eolien en Mer » a été lancé le 11 juillet 2011 avec un premier appel d'offres portant sur l'installation d'une capacité maximale de 3 GW, sur cinq zones déterminées à la suite d'une planification concertée, visant à prévenir au mieux les conflits d'usages. Elles sont situées au large des communes du Tréport, de Fécamp, de Courseulles-sur-Mer, de Saint-Brieuc et de Saint-Nazaire.

Les lauréats ont été annoncés le 6 avril 2012. Il s'agit de :

- Eolien Maritime France, consortium mené par EDF et Dong Energy, pour les lots de Fécamp, Courseulles-sur-Mer et Saint-Nazaire ;
- Ailes Marines SAS, consortium mené par Iberdrola et Eole RES, pour le lot de Saint-Brieuc.

Suite à leur désignation, les lauréats ont abordé une phase de levée progressive des risques au cours de laquelle ils réaliseront des études approfondies afin de confirmer leur projet objet de l'offre. Cette phase est prévue pour durer jusqu'en octobre 2013. Par ailleurs, les projets lauréats font aujourd'hui l'objet de débats publics menés sous l'égide de la Commission nationale du débat public.

Dans la continuité de la démarche initiée par le premier appel d'offres, le gouvernement a lancé un deuxième appel d'offres pour l'installation de 1 GW réparti sur deux zones, au large du Tréport (remise en concurrence), et des îles d'Yeu et de Noirmoutier. Cet appel d'offres devrait contribuer à consolider la filière industrielle qui commence à se structurer. Les offres sont attendues au plus tard le 29 novembre 2013.

Les acteurs de l'éolien en mer en France

La chaîne de valeur de l'éolien en mer présente la particularité d'avoir une part importante de la valeur ajoutée non délocalisable. Cela renforce l'intérêt de développer et de soutenir une telle filière industrielle.

Depuis la nomination des lauréats au premier appel d'offres, des actions de mobilisation ont été entreprises par plusieurs acteurs importants de la filière en France, par exemple :

- Areva a annoncé la construction d'une usine au Havre, et a entrepris une démarche proactive en complément des canaux habituels des relations avec ses fournisseurs. Ils ont organisé plusieurs rencontres type « speed-dating » pour rentrer en contact avec de nouveaux fournisseurs potentiels, très majoritairement des PME/PMI. Les accords avec certains sous-traitants qui se localiseraient à proximité ont déjà été annoncés, par exemple Moventas (multiplicateurs), NTN-SNR (roulements), Plastinov (nacelles) ;
- Alstom, pour sa part, a lancé les travaux visant à la construction de son usine à Saint-Nazaire avec le soutien des Investissements d'Avenir, tout en lançant une action de mobilisation de fournisseurs locaux. Des accords avec des fournisseurs tels que GE Convertteam (génératrice), LM (pales) et Rollix (roulements) ont déjà été annoncés ;
- Technip a annoncé l'ouverture d'un bureau en Bretagne afin de piloter les travaux associés au parc de Saint Brieuc ;
- STX a pour sa part confirmé sa première commande – à l'export – d'une sous-station offshore et a fait certifier son design de fondation jacket, ce qui lui a permis de passer un accord stratégique avec Areva.

Les évolutions réglementaires en France en 2012

La loi n°2013-312 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes

Le député Brottes a déposé une proposition de loi le 6 septembre 2012 dans laquelle le gouvernement a soutenu plusieurs amendements visant à simplifier le cadre législatif de l'éolien. Cette proposition de loi a été définitivement votée par l'Assemblée

nationale le 11 mars 2013. La constitutionnalité des dispositions concernant les éoliennes a été confirmée par le Conseil constitutionnel le 11 avril 2013. Parmi les mesures, on retrouve :

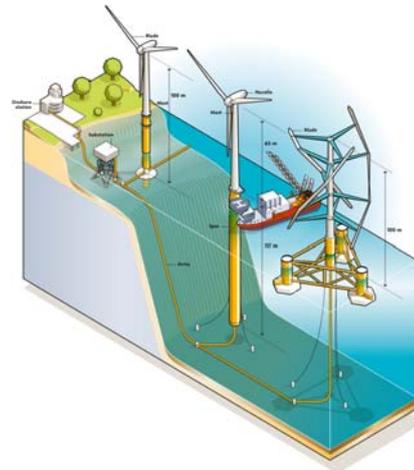
- La suppression du dispositif des zones de développement de l'éolien. A l'intérieur de ces zones, les projets éoliens avaient droit à l'obligation d'achat. Ce dispositif s'est avéré lourd et source d'un important contentieux ;
- La suppression de la règle des 5 mâts. Cette règle imposait pour tout nouveau parc d'être constitué d'au moins 5 éoliennes ;
- La création d'un lien de prise en compte du SRE par l'autorisation ICPE afin de redonner un rôle de planification au SRE
- La possibilité d'implanter des éoliennes, après autorisation, qui ne se situent pas en continuité d'urbanisation dans les communes des DOM soumises à la loi littorale ;
- La possibilité de faire passer, après autorisation, des câbles électriques nécessaires au raccordement des énergies renouvelables (notamment les câbles de raccordement des installations de production d'énergie marine) dans les espaces remarquables littoraux.

L'avancée de l'éolien flottant

A différence de l'éolien posé, l'éolien flottant permet de s'affranchir des contraintes liés à la profondeur et à certains conflits d'usage, tout en profitant de forts vents marins. Environ 60 % de la ressource vent européenne peut être exploitée par des éoliennes flottantes pour des profondeurs comprises entre 50 m et 150 m.

Des initiatives pour développer ces technologies sont en cours dans plusieurs pays comme le Japon (avec un projet de parc face à Fukushima), les Etats Unis, la Norvège, le Portugal et l'Espagne.

Schéma d'installation éolienne offshore, fixe et flottant



©Technip

Plusieurs technologies sont en compétition aujourd'hui, avec seulement deux prototypes à grande échelle mis à l'eau à l'heure actuelle :

- Hywind en Norvège, installé depuis 2010 à 10 km des côtes et 200 m de profondeur avec le concours de Statoil, Siemens et Technip.



©Hywind

- Winfloat, prototype de 2MW opérationnel depuis décembre 2011 à 6km au large des côtes portugaises, par 40-50m de profondeur. Projet développé avec le concours d'Electricité de Portugal, Repsol, Principal Power, et Vestas.



©Winfloat

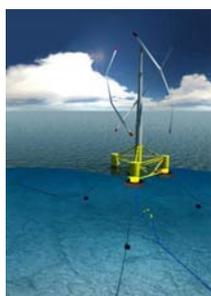
La France dispose d'environ 20 % du potentiel européen associé à l'éolien flottant. Côté technologies, elle fait partie du peloton de tête, avec des prototypes en cours de développement et à fort potentiel de réalisation à l'échelle commerciale tels que :

- Nenuphar (Vertiwind/Vertimed)

Après la mise en service prévue en 2013 d'un prototype à terre en construction au port de Marseille, un site de test pour éolienne flottante est en construction au large de Fos sur mer pour accueillir en 2014 l'éolienne VertiWind, lauréat de l'AMI des Investissements d'Avenir, ainsi qu'une seconde éolienne financée dans le cadre du projet Inflow, avec le soutien du fonds FP7 de l'union européenne. Un consortium européen a été constitué pour ce projet par Technip (leader), Nenuhar, EDF Energies Nouvelles, Alstom, Eiffel constructions métalliques, Duco Limited, Vicinay Cadenas, Vryhof Anchors, TU Delft, Institut Fraunhofer. Par la suite, la mise en service d'un premier parc de 13 éoliennes flottantes pour un total de 26MW est attendue pour 2016. Ce projet est entièrement porté par EDF EN, avec le soutien du fond Européen NER300.



©IDEOL



©Technip

- Winflo : lauréat de l'AMI Investissements d'Avenir, le projet est porté par DCNS, Nass&Wind et Vergnet. Un premier prototype devrait être testé à l'eau en 2014.



©DCNS

- La plateforme flottante « Damping Pool » développée par IDEOL, qui devrait être mise à l'eau dans le cadre d'un consortium européen en 2014.

- Georgina GRENON ; Julien THOMAS.

20 – Les énergies marines

Des avancées importantes pour la consolidation des technologies, à l'international et en France

L'année 2012 a confirmé et renforcé la tendance initiée en 2011 en France – et dans le monde – vers la pré-commercialisation des premières technologies d'énergies marines renouvelables. L'hydrolien est aujourd'hui la technologie la plus avancée, et l'année 2012 a permis de progresser dans la connaissance de la technologie et de la ressource disponible. Les énergies marines renouvelables constituent un secteur porteur pour la transition énergétique. L'année 2012 a été marquée par la mise en œuvre de plusieurs actions d'accompagnement de la part des pouvoirs publics.

Les énergies marines renouvelables, un secteur porteur pour la transition énergétique

Le développement des énergies marines renouvelables présente pour la France de nombreuses opportunités. Il devrait en effet faciliter une plus grande diversification de ses sources énergétiques, assurer une plus grande sécurité d'approvisionnement et permettre le développement de nouvelles filières industrielles qui leur sont associées.

Principales aractéristiques des filières EMR

	Ressource Mondiale (TWh/an)	Ressource Nationale (TWh/an)	Productible Previsionnel en 2020 (TWh/an)	Heures de fonctionnement
Hydrolien	1200	5-14	1.5	3000-4000
Houlomoteur	29500	40	0.8	2500-4500
Eolien Flottant	non déterminé	200	2.5	3000-4000
ETM (énergie thermique des mers)	44000	20000	0.07	8000

Source : ADEME 2013 (d'après Ifremer 2009, IEA-OES 2012 et FEM 2012)

En France, la ressource connue est concentrée majoritairement au large des côtes de Normandie, de Bretagne et des Pays de la Loire, et des opportunités sont aussi à saisir dans les territoires d'outre-mer, et dans les régions Aquitaine, Languedoc-Roussillon et PACA. Avec la deuxième ressource hydrolienne européenne, et un bon potentiel sur les autres énergies marines renouvelables, la France est un des pays qui s'intéressent le

plus au développement de ces technologies, au côté du Royaume-Uni, le Canada, le Portugal, l'Espagne, la Corée, le Japon et, plus récemment, la Chine et certains pays insulaires comme les Philippines. Pour autant, ces technologies n'ont pas encore atteint le stade de développement nécessaire pour envisager un déploiement commercial à grande échelle. Leur maturation technologique et la réduction de leurs coûts sont, en effet, essentielles pour rapprocher ces filières de la compétitivité et leur permettre d'accéder à des financements bancaires. Cette maturation passe notamment par des phases importantes de test en conditions réelles.

Depuis 2005, plusieurs dispositifs de soutien aux travaux de recherche et développement indispensables à la maturation de ces filières ont été mis en place, notamment à travers le financement *ad hoc* de projets par l'État et des agences régionales. En 2009, un appel à projets de l'ADEME, soutenu par le Programme d'Investissements d'Avenir, a permis le financement de deux prototypes d'hydroliennes (Sabella D10 et ORCA), d'un prototype d'houlomoteur (S3) et de deux prototypes d'éoliennes flottantes (Winflo et Vertiwind). En complément, des démonstrateurs sont en cours d'expérimentation à La Réunion (énergie thermique des mers, houlomoteur) ; de même, cinq sites d'essais sont en cours de mise en service en métropole et de nombreux projets sont en cours de développement : énergies thermiques des mers, climatisation marine (SWAC), houlomoteur, hydrolien, éolien flottant...

La conférence environnementale de 2012 a été l'occasion de montrer l'engagement du gouvernement pour aller vers l'exploitation de ces ressources et le développement des emplois que l'émergence des industries correspondantes pourrait générer.

L'année 2012 a par ailleurs marqué un tournant avec le démarrage de plusieurs initiatives très structurantes pour les filières concernées, parmi lesquelles peuvent être citées :

- La labellisation de l'Institut d'excellence en énergies décarbonées (IEED), France Énergies Marines, a confirmé le soutien de l'État à la mise en place d'un réseau pérenne de sites d'essais en mer et à la

création de filières dans la perspective de les amener au stade de la compétitivité,

- La réalisation et la publication d'une étude méthodologique des impacts environnementaux et socio-économiques des énergies marines renouvelables¹.

En parallèle, un rapport sur les perspectives de développement des énergies marines renouvelables a été publié en mai 2013. Réalisé par le CGEJET et le CGEDD et atteste du bon positionnement de l'industrie française dans ce domaine².

Zoom sur l'hydrolien en France

Les avancées des acteurs industriels en France

EDF et Open Hydro (DCNS)

En janvier 2013, DCNS a pris le contrôle de la start-up irlandaise Open Hydro. DCNS a un partenariat avec EDF EN pour le développement de projets en France, qui complète celui d'Open Hydro avec ARE pour les îles anglo-normandes.

La première hydrolienne d'Open Hydro avait été mise à l'eau par DCNS sur le site d'EDF le 31 août 2011. Elle a été par la suite retirée de l'eau suivant le planning du projet mais un incident technique pendant son transport a retardé le programme de plusieurs mois. Le déploiement de l'ensemble du parc qui comprendra au final 4 hydroliennes d'une puissance totale de 2 MW au large de Paimpol Bréhat est attendu pour 2013.



©DCNS

ALSTOM

En janvier 2013, Alstom a annoncé la conclusion de l'achat de l'entreprise TGL dont

1 www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/120615_etude_version_finale.pdf

2 http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/RAPPORT_ENERGIES_MARINE_S_2013.pdf

la technologie a été développée initialement par Rolls Royce au Royaume-Uni. Une première machine à l'échelle pré-commerciale est en cours de test au centre Ecosais (EMEC).



©Alstom

GDF Suez

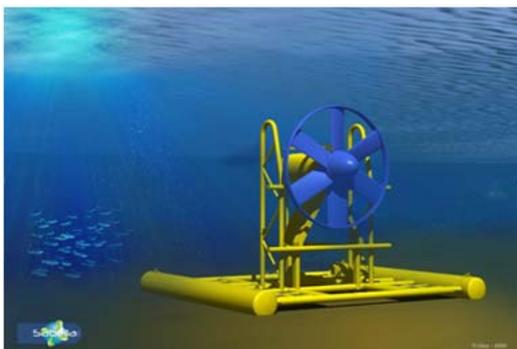
Avec l'ambition d'installer et d'exploiter des unités de production hydrolienne et de devenir un acteur de référence dans les énergies marines renouvelables, GDF SUEZ a annoncé en juillet 2012 la réalisation d'études de faisabilité de deux projets sur les gisements hydroliens français du Raz Blanchard (Basse-Normandie), et du passage du Fromveur (Finistère, Bretagne). Son portefeuille s'enrichit également avec des projets hydroliens au Royaume-Uni et en Polynésie française, ainsi que des projets houlomoteurs au Brésil et au Portugal.

En mai 2012, sa filiale Eole Génération a signé un accord avec Sabella pour l'accès aux études sur le site du Fromveur et sur le prototype d'hydrolienne « D10 ».

Plus récemment, en février 2013, GDF SUEZ a signé un accord de collaboration avec des acteurs industriels (Cofely Endel, sa filiale spécialisée dans la maintenance, Voith Hydro, CMN et ACE1) avec l'objectif de développer des partenariats avec les acteurs locaux.

SABELLA

Basée à Quimper, la PME Sabella, dédiée au développement de technologies hydroliennes marines et fluviales, avait réalisé une première nationale en 2008 en immergeant le petit pilote « Sabella D03 » dans l'estuaire de l'Odé. Fort de ce retour d'expérience, son projet de prototype D10 a été lauréat du premier AMI EMR de l'ADEME. Avec ce cofinancement par les Investissements d'Avenir, la fabrication du prototype avance et une mise à l'eau est attendue en 2013 au large d'Ouessant.



©Sabella

VOITH Hydro

Fort de son expérience internationale, et intéressée par le marché et les qualités industrielles françaises, l'entreprise VOITH a scellé un accord pour la finalisation de son prototype pré-commercial au sein de l'entreprise normande CMN. Le premier prototype a quitté le port de Cherbourg en mars 2013 pour être testé en Ecosse.



©Ouest-France

Les actions d'accompagnement au démarrage de la filière

Au cours de l'année 2012, plusieurs travaux ont été menés par l'administration afin d'approfondir la connaissance du secteur. Parmi ces travaux on peut citer :

a) une demande d'informations à destination de l'ensemble des acteurs embrassant un périmètre très large allant de la vision des acteurs du secteur jusqu'à l'économie et le financement des projets, en passant par l'évaluation de leurs impacts sur l'environnement ou sur les activités existantes ;

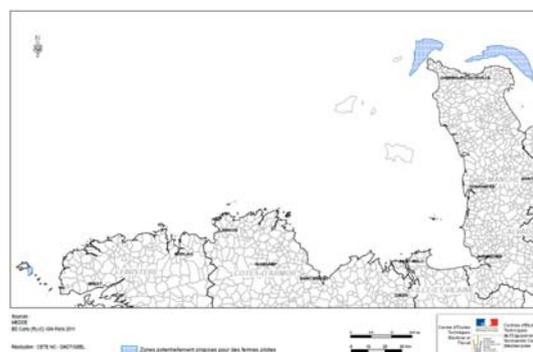
b) des rencontres régulières avec les acteurs les plus importants, ainsi qu'avec l'ensemble des porteurs des technologies les plus avancées ;

c) une étude sur les modalités d'évacuation et de raccordement de la production électrique hydrolienne au réseau, étude confiée à RTE dont le rapport a été rendu public en janvier 2013 ;³



d) la proposition d'une méthodologie d'analyse multicritères, dans une optique d'identification de zones potentiellement propices au déploiement de l'hydrolien.

Zones potentiellement propices pour l'installation de fermes pilotes – exemple sur le Raz Blanchard, le Raz de Barfleur et le Fromveur



Source : CETE/CETMEF février 2013.

e) en février 2013, les Préfets ont lancé des processus de concertation avec l'ensemble des acteurs et des usagers de la mer afin d'identifier des zones propices au développement de fermes hydroliennes de démonstration pré-commercial au sein de macro-zones prédéfinies par les études précitées. Les résultats sont attendus pour la fin Juin 2013

f) en parallèle, la Ministre de l'Écologie, de l'Énergie et du Développement Durable a annoncé, suite au rapport mené par le CGEJET et le CGEDD, la mise en place d'un dispositif de soutien aux fermes pilotes hydroliennes. Les modalités de mise en œuvre de ce dispositif sont en cours d'élaboration.

³ http://www.rte-france.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/EnR/hydrolien2013-RTE.pdf

Les soutiens publics à la R&D des Energies Marines en France

Un nouvel AMI

Le gouvernement a annoncé le 14 mai 2013 le lancement d'un nouvel appel à manifestations d'intérêt (AMI) « Energies Marines Renouvelables – Briques et Démonstrateurs ». Son objectif est de consolider par l'innovation les quatre filières technologiques de ce secteur (hydrolien, houlomoteur, énergie thermique des mers et éolien flottant). Ces quatre filières pourront proposer des projets de « briques technologiques », c'est-à-dire des éléments indispensables au déploiement à grande échelle des énergies marines. Ces briques peuvent être communes à plusieurs filières comme par exemple de nouvelles méthodes d'installation, des dispositifs permettant de faciliter le raccordement électrique ou la préparation des fonds marins. D'autres sont plus spécifiques à chaque filière. Pour la filière houlomotrice, les projets attendus incluent également des démonstrateurs en mer à une échelle représentative des conditions d'exploitation.

L'AMI est ouvert depuis le 13 mai 2013 et se clôture le 31 octobre 2013.

Les sites d'essai

La France a mis en place un large programme de sites d'essais qui devront être opérationnels dans les années à venir. Plusieurs sites sont ainsi en cours de montage, notamment dans le cadre de l'IEED France Energie Marine. Ils visent les filières suivantes :

- Hydrolien marin (Paimpol-Brehat)
- Hydrolien fluvial (Seeneoh – Bordeaux)
- Houlomoteur (SEM-REV – Le Croisic)
- Eolien flottant (Mistral – Fos/Mer et Groix – Ile de Groix)

Les soutiens publics à la R&D Européens

Le NER 300

Le programme européen NER 300 vise à cofinancer des projets démonstrateurs en captage & stockage de CO2 et énergies renouvelables innovantes via la monétisation de 300 millions de quotas de CO2.

Le 18 décembre 2012, la Commission Européenne a rendu sa décision d'attribution sur le premier appel à projets du programme

NER300, lancé en 2010 et crédité de 200 millions de quotas CO2.

Parmi les lauréats, trois projets concernent les énergies des mers : deux fermes hydroliennes en Ecosse et au Royaume Uni et une ferme houlomotrice en Irlande. A cela s'ajoute le projet de ferme éolienne flottante porté par EDF Energies Nouvelles, d'une puissance de 26MW, qui devrait être opérationnel en 2016 dans la région Provence Alpes Côte d'Azur, ainsi qu'un autre projet éolien flottant au large des côtes portugaises.

Le deuxième appel à projets du fonds européen NER 300 a été lancé le 3 avril dernier par la Commission Européenne. L'enveloppe globale de financement qui sera disponible, via la monétisation des 100 millions de quotas de CO2 restants, peut à ce stade être estimée à environ 800 M€ (hypothèse de 5€/tonne de CO2 + 288 M€ non-alloués dans le cadre du premier appel à projets).

La présélection des projets candidats s'effectue au niveau national par chaque Etat Membre. L'ADEME a été missionnée par la DGEC pour organiser l'appel à projets au niveau national. La DGEC assure le rôle de point de contact national auprès des instances de la Commission Européenne. Les dossiers présélectionnés devront être transmis à la Banque Européenne d'Investissement au plus tard le 3 juillet 2013.

- Georgina GRENON.

21 – La géothermie

En 2012, des développements contrastés dans les trois principaux marchés de la géothermie, une filière française qui poursuit sa structuration et reste mobilisée malgré un contexte parfois difficile

En 2012, des développements contrastés peuvent être constatés dans les trois principaux marchés de la géothermie : alors que le segment des pompes à chaleur géothermiques traverse une période difficile, les usages directs de la géothermie restent sur une dynamique de développement positive. La production d'électricité géothermique continue son développement sur les marchés internationaux, en France les acteurs industriels se mobilisent tout en attendant des décisions d'orientation. Les professionnels poursuivent la structuration de la filière, et continuent d'être mobilisés dans de nombreux projets de recherche et innovation.

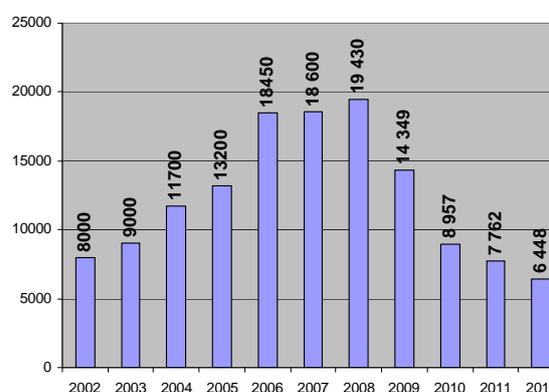
Les marchés – état des lieux et perspectives

Chaleur : pompes à chaleur géothermiques - un marché européen de l'ordre de 13 GW_{th} en ralentissement, une tendance à laquelle n'échappe pas le marché français

Le marché européen des pompes à chaleur géothermiques (PACg), principal type d'équipement utilisé dans le segment de la géothermie de très basse énergie, traverse globalement une période de développement ralenti. Fin 2012, la taille du marché européen est estimée à environ 1,1 millions de PACg d'une capacité cumulée de l'ordre de 13 GW_{th}.¹ Le nombre de nouvelles installations est en baisse dans les trois principaux marchés suédois, allemand et français. Cette baisse est toutefois compensée par des taux de croissance élevés notamment en Pologne, aux Pays-Bas et en Finlande, cette dernière ayant dépassé en 2011 pour la première fois la France en termes de nombre de PACg nouvellement installées, selon les chiffres publiés par EurObserv'ER.² Le ralentissement du marché est moins marqué dans le cas des pompes à chaleur aérothermiques. Elles présentent un taux de pénétration plus important dans le marché de la rénovation et un coût à l'achat moins élevé que les PACg, pour lesquels les travaux de mise en œuvre

des échangeurs souterrains représentent une part importante du coût total de l'installation. Le marché français des PACg n'échappe pas à ce ralentissement et reste dans une phase difficile de consolidation, après quatre années consécutives de recul des ventes (voir figure ci-dessous). La stabilisation de la filière est plus que jamais d'actualité, passant entre autres par la simplification réglementaire, accompagnée d'une démarche qualité systématisée pour les forages.

Pompes à chaleur géothermiques livrées et facturées sur le marché français [5 – 50 kW]



Source : AFPAC 2013

Chaleur : croissance stable de l'utilisation directe de la chaleur géothermique en Europe, comme en France

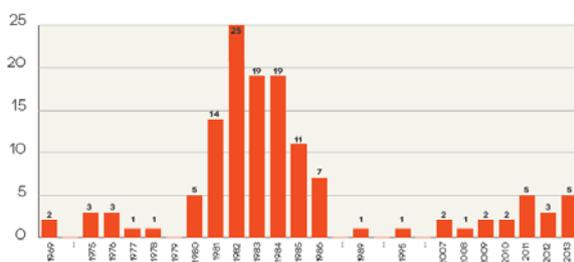
Les réseaux de chaleur géothermiques (RCg) représentent le principal marché du segment des usages directs de la géothermie de basse et moyenne énergie. L'EGEC relève pour 2012 une croissance de ce marché de l'ordre de 4% en Europe pour atteindre une capacité totale de 4 900 MW_{th} répartie dans 216 RCg.¹

La France reste en 2012 un des principaux marchés européens des RCg, avec plus de 30 opérations actuellement en fonctionnement en Ile-de-France. Le marché poursuit sa croissance, entamée depuis environ cinq ans avec l'appui notamment du Fonds Chaleur qui a soutenu près de 240 projets entre 2009 et 2012, représentant une aide cumulée de 65 M€, pour un montant d'investissements total de plus de 250 M€.

¹ EGEN, Geothermal market report, 2012

² EurObserv'ER, Etat des énergies renouvelables en Europe, Edition 2012

Forages profonds en Ile-de-France de 1969 à 2012 et perspectives pour 2013

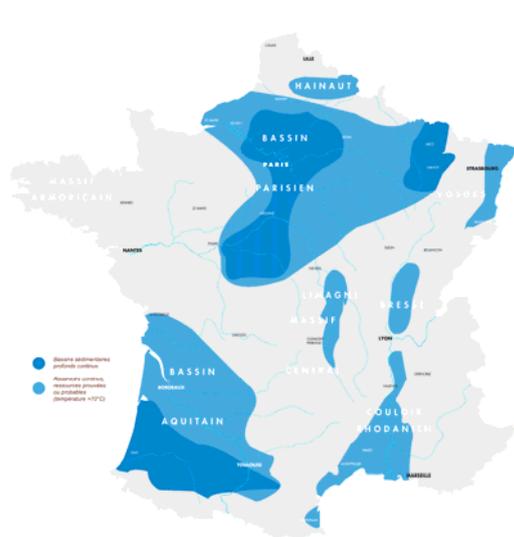


Source : BRGM, AFPG

Les professionnels tablent sur une accélération du développement des RCg dans les années à venir permettant de connecter d'ici 2015 de l'ordre de 45 000 logements supplémentaires.³

Développer les usages directs de la géothermie au-delà de l'Ile-de-France.

Les perspectives de diversification géographique et technologique relevées dans la précédente édition du présent rapport restent d'actualité. Comme illustré ci-dessous, en dehors de l'Ile-de-France d'autres zones comme le bassin aquitain ou le couloir rhodanien présentent un potentiel important pour des usages directs de la géothermie, sous-exploité aujourd'hui.



Source : BRGM

Electricité : un marché mondial en croissance avoisinant 12 000 MW_{el} de capacité installée ; en France, des nouveaux projets industriels dans une filière émergente en attente de décisions d'orientation

Le marché mondial de la production d'électricité par géothermie, source renouvelable non-intermittente et présentant des coûts de production compétitifs si les conditions géologiques sont favorables, affiche des taux de croissance significatifs pour s'approcher fin 2012 d'une capacité installée de 12 000 MW_{el}. Les principales zones de croissance se trouvent en Asie (Indonésie, Philippines), aux Etats-Unis, en Amérique Centrale et du Sud (Mexique, Chili, Bolivie) ainsi qu'en Afrique (Vallée du grand rift).⁴

En Europe, l'EGEC relève une capacité installée de l'ordre de 1 700 MW_{el} (contre 1 600 MW_{el} en 2011), dont plus de 50% en Italie qui reste avec la Turquie et l'Islande la zone principale de développement. L'Allemagne se fait de plus en plus remarquer comme nouvel entrant avec une vingtaine de projets en développement, dont certains dans le domaine des EGS.⁵

En France métropolitaine, les nouveaux projets industriels associant en fonction des besoins locaux production d'électricité et valorisation thermique avancent, au niveau réglementaire (voir encadré) et en cherchant à boucler le tour de table financier.

Géothermie haute température en France métropolitaine – zones prioritaires de développement

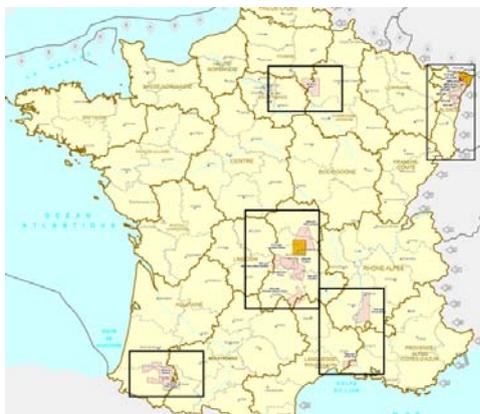
Exprimé en nombre de demandes de titres miniers, la géothermie à haute température connaît un véritable essor en France métropolitaine. Tout projet industriel dans ce domaine doit en effet obligatoirement s'inscrire dans une démarche réglementaire exemplaire, dont la demande de permis exclusif de recherches (PER) représente la première étape. Début 2013, au total 18 dossiers de demande de PER (dont 3 demandes de prolongation) étaient en cours d'instruction dans les différentes zones présentant un contexte géologique favorable, indiquées ci-dessous. En mars et juin 2013, au total six nouveaux PER ont été accordés aux sociétés

⁴ GEA, International Market Overview report, 2012

⁵ « Enhanced geothermal systems » : exploitation de fluides géothermiques présents dans des réservoirs très profonds hors contexte volcanique.

³ AFPG, La géothermie en France – Etude du marché en 2011, nov. 2012

Electerre de France, Electricité de Strasbourg Fonroche Géothermie et Moore Géothermie. De plus, 1 demande de concession en Alsace fait l'objet d'une instruction dans les services.



Source : DGEC

En Outre-mer, l'Arc des Petites Antilles présente un potentiel géothermique important. Pour la centrale géothermique de Bouillante en Guadeloupe, site historique dans cette région, une revue technique et organisationnelle est en cours afin de déterminer les conditions permettant une exploitation viable à l'avenir.

Les acteurs de la filière

A l'international, une feuille de route technologique de l'AIE et un début d'activités géothermiques au sein de l'Agence Internationale pour les Energies Renouvelables IRENA

A l'international, la géothermie gagne en visibilité et fait l'objet de travaux menés au sein des différents organismes multilatéraux. L'Agence Internationale de l'Energie (AIE) prépare notamment courant 2011 une feuille de route technologique en la matière, chiffrant la possible contribution de la géothermie à la production d'électricité et de chaleur à environ 4 % au niveau mondial à horizon 2050. L'AIE appelle de ses vœux des démarches politiques cohérentes pour le déploiement de la filière, comprenant des efforts supplémentaires consacrés au développement des EGS avec la mise sur pied d'au moins 50 sites de démonstration dans les 10 ans à venir.⁶

A noter également que l'Agence Internationale pour les Energies Renouvelables IRENA commence à regarder de plus près le domaine

⁶ AIE, Geothermal heat and power – technology roadmap, 2011

de la géothermie, que ça soit dans le cadre d'un séminaire international dédié au développement géothermique des pays andins (mars 2013, avec une participation française) ou par la prise en compte de la géothermie dans un atlas mondial des ressources renouvelables.

La filière française poursuit sa structuration au sein de l'AFPG et publie un annuaire professionnel sous l'égide du SER

La filière française participe activement aux activités internationales, dont ceux citées ci-dessus. En France, l'Association des Professionnels de la Géothermie AFPG poursuit ses activités de structuration et fédération des acteurs de la filière. Le succès de la deuxième édition des Journées de la Géothermie (voir encadré) en témoigne.

L'année 2012 a également vu la publication d'une première édition d'un annuaire des professionnels de la filière, sous l'égide du Syndicat des Energies Renouvelables, recensant une centaine de professionnels de la géothermie tout au long de la chaîne de valeur de la filière.

Les Journées de la Géothermie 2012

Après la première de 2011, cette deuxième édition des Journées de la Géothermie a permis de rassembler les principaux acteurs de la filière à la Cité des Sciences à Paris les 14 et 15 novembre. Inaugurée par la Ministre de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie, Delphine Batho, cette manifestation a également permis à l'AFPG de présenter à la Ministre et à l'ensemble des participants les principales conclusions de son étude nationale du marché français de la géothermie.³

R&D et innovation

Campus d'excellence et projets de démonstration à grande échelle dans le cadre des Investissements d'Avenir

Les acteurs de la filière continuent d'être mobilisés dans de nombreux projets de recherche et innovation sur tous les aspects des technologies géothermiques. Dans le cadre des Investissements d'Avenir, comme évoqué auparavant, l'AMI Géothermie est considéré par la filière comme dispositif majeur contribuant à la mise en œuvre d'une filière d'excellence française. L'instruction des dossiers soumis début 2012 est aujourd'hui en cours.

Le développement des technologies EGS comme thématique majeure en Europe

Les EGS font aujourd'hui partie des principales thématiques de recherche et innovation en géothermie en Europe. Dans le cadre du fonds européen « NER 300 », dispositif majeur de soutien au développement des énergies renouvelables innovantes, seules les EGS sont éligibles dans la catégorie technologique dédiée à la géothermie. Un premier projet a été sélectionné dans le cadre du premier appel à projets fin 2012, localisé en Hongrie, le deuxième appel à projets est en cours. La filière française dispose de fortes compétences en la matière, le projet de Soultz-sous-Forêts étant considéré comme principale référence à l'échelle internationale.

- Christian OESER ;
Catherine THOUIN ;
Jacques-Emmanuel DUMIOT ;
Claudine RONDEAU ;
Yann MENAGER ;
Martine LECLERCQ,
Nicolas BARBER ;
Mélanie DUCOURET.

22 – l'Hydroélectricité

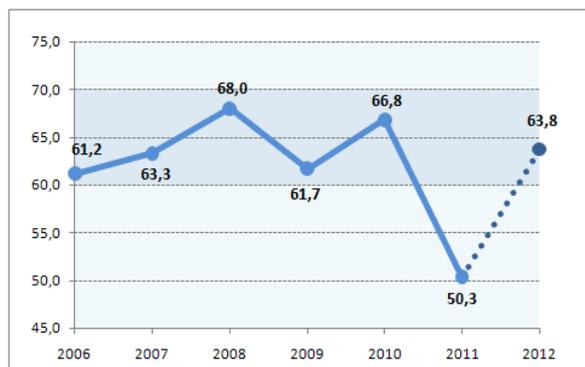
2013 – Un rebond de la production et des investissements d'avenir pour la filière

La filière hydroélectrique regroupe les centrales produisant de l'électricité à partir d'une retenue sur un cours d'eau, dont la puissance est proportionnelle à la hauteur de chute et au débit. Ses capacités de modulation rapide, les 7 500 milliards de litres de retenues sur le territoire national et la dimension renouvelable et non émettrice de CO₂ de son énergie, font de l'hydroélectricité un atout majeur pour le réseau électrique français. Avec 25 600 MW de puissance installée et une production d'environ 63,8 TWh en 2012, l'hydraulique est la deuxième source de production derrière le nucléaire, et la première source d'électricité d'origine renouvelable en France.

Bilan de la production hydroélectrique en France

Après une année 2011 qui a connu des records de sécheresse, la production hydroélectrique de l'année 2012 s'est rapprochée des valeurs historiques moyennes, avec une production sur l'année d'environ 63,8 TWh, soit 27% de plus que l'année précédente. L'hydroélectricité représente ainsi 11,8 % de la production nette en France sur l'année 2012.

Evolution de la production hydroélectrique (en TWh) en France métropolitaine sur 2006 – 2012



Source RTE et SOeS 2013 (données provisoires pour l'année 2012).

Mise en service d'un nouveau grand barrage en France

Les deux turbines du barrage du Rizzanese ont été successivement mises en service en février et avril 2013. La centrale de Sainte-Lucie de Tallano, en aval du barrage, alimente désormais le réseau électrique corse.

Il aura fallu près de 60 mois de chantier, pour un coût total d'environ 250 millions d'euros, afin d'ériger ce barrage poids en béton d'une hauteur de 40,5 mètres pour une longueur de crête de 140 mètres, s'accompagnant de la plus grande galerie jamais creusée au tunnelier sur l'île, d'une longueur de 5,8 km pour 3,5 mètres de diamètre.

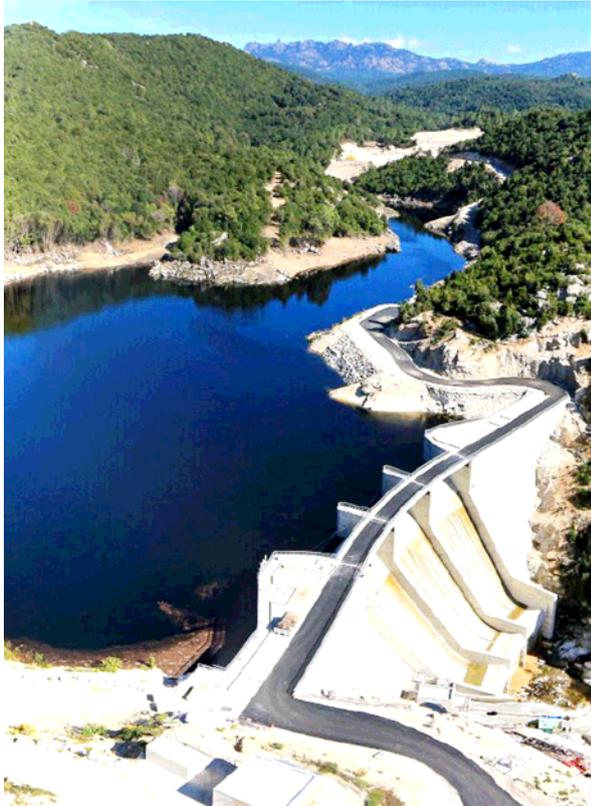


Source : EDF

Le barrage du Rizzaneze renoue ainsi avec le savoir-faire de la France en matière de génie civil. Cela faisait 18 ans, depuis la mise en eau du barrage de Petit-Saut en Guyane en 1994, que la France n'avait plus construit de grand barrage.

Ce 4^e aménagement hydroélectrique réalisé par EDF en Corse, après ceux de Tolla sur le Prunelli, Calacuccia sur le Golu, et Sampolo sur le Fium'Orbu, est également le plus puissant de l'île, représentant 12% de la puissance maximum appelée sur le réseau. Les 55 MW de la centrale permettront une production annuelle de 80 GWh en heures de pointe, pouvant répondre aux besoins d'une agglomération de 60 000 habitants comme Ajaccio ou Bastia.

Le barrage du Rizzanese, en limitant le recours aux moyens de production thermiques, permettra de réduire la consommation de fioul de près de 20 000 tonnes par an, et d'éviter ainsi chaque année le rejet de plus de 60 000 tonnes de CO₂.



Source : EDF

Développement de la petite hydroélectricité

Le principal mécanisme de soutien public est le tarif d'obligation d'achat pour toutes les installations dont la puissance installée cumulée est inférieure à 12 MW (1800 installations pour une puissance installée totale de 2000 MW) Les surcoûts pour la CSPE sont faibles (de l'ordre de 65 M€ en 2012), comparés aux autres ENR, car le tarif d'achat est proche du prix de marché.

Le soutien financier des petits producteurs d'hydroélectricité a été renouvelé par l'arrêté du 10 août 2012, définissant les conditions pour qu'une installation existante puisse bénéficier du renouvellement de son contrat d'obligation d'achat sous condition d'investissement (contrats dits « H97 »).

La mise en œuvre de cet arrêté a mobilisé les producteurs, mais aussi les DREAL et l'acheteur obligé (EDF Obligation d'Achat). Pour que les procédures puissent se dérouler rapidement et équitablement sur tout le territoire, des consignes précises ont été données aux services de l'Etat par la circulaire du 29 octobre 2012.

Un nouveau centre de recherche et développement hydroélectrique à Grenoble

Alstom a inauguré son nouveau siège du centre mondial de technologie en hydroélectricité à Grenoble le 1^{er} février 2013, en présence de la ministre de l'Ecologie, du développement durable et de l'énergie, et de la ministre de la Recherche et de l'enseignement supérieur.

Ce pôle d'expertise qui regroupe 650 personnes coordonnera l'ensemble des activités de recherche et développement du Groupe dans le domaine de l'hydroélectricité. La modernisation de son site de Grenoble est un symbole fort de la dynamique à venir dans le développement de la filière hydroélectrique et du savoir faire mondialement reconnu de la France dans ce domaine.

- Jonathan WEILL.

23 – L'industrie nucléaire

2012 a été marquée par l'aboutissement de nombreuses études et recherches sur la gestion des matières et déchets radioactifs

En matière de politique nucléaire, le Président de la République a confirmé lors du conseil de politique nucléaire réuni le 28 septembre 2012 l'engagement de réduction de la part du nucléaire de 75% à 50% à l'horizon 2025 dans la production d'électricité française. Dans cette optique, le Président de la République a annoncé que les deux réacteurs de la centrale nucléaire de production d'électricité de Fessenheim seront arrêtés définitivement au plus tard le 31 décembre 2016. A cet effet, Francis ROL-TANGUY a été nommé délégué interministériel à la fermeture de la centrale nucléaire et à la reconversion du site de Fessenheim. Il est chargé, pour le compte du Gouvernement, du suivi du processus de fermeture de la centrale de Fessenheim d'ici 2016, en engageant la concertation avec l'ensemble de parties intéressées, pour aboutir à la reconversion du site dans des conditions économiquement, techniquement et socialement responsables.

Le Président de la République a également confirmé que le chantier de l'EPR de Flamanville sera conduit à son terme et qu'aucun autre réacteur ne sera lancé durant ce quinquennat. Il a enfin confirmé la stratégie de traitement - recyclage des combustibles usés.

C'est à l'issue du débat national sur la transition énergétique qui a été lancé fin 2012 que sera fixée la façon la plus pertinente économiquement et écologiquement et la plus juste socialement d'engager la transition énergétique décidée par le Président de la République.

Les suites de l'accident de Fukushima

L'accident survenu à Fukushima en mars 2011 a remis en lumière la nécessité d'une exigence absolue en matière de sûreté nucléaire et de transparence. Afin de tirer les leçons de cet accident pour les installations nucléaires en France, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a lancé des évaluations complémentaires de sûreté (ECS) des installations nucléaires. En France, la totalité des installations est concernée et le cahier des charges prend en compte de plus la problématique de la sous-traitance.

Dans ses premières conclusions des ECS l'ASN considère que les réacteurs français présentent

un niveau de sûreté suffisant pour pouvoir continuer d'être exploités mais que leur résistance face à des situations extrêmes doit être renforcée. L'ASN a publié le 28 juin 2012 les décisions réglementaires fixant, pour l'essentiel des installations examinées en 2011, l'ensemble des mesures imposées aux exploitants, notamment la mise en place d'un « noyau dur » et, pour les centrales nucléaires, de la « force d'action rapide nucléaire ». L'ASN examine, avec l'appui de l'IRSN, les dossiers techniques proposés pour le « noyau dur » et prendra position en 2013 sur ces dossiers. Certains travaux sont déjà en cours. Les échéances fixées par les prescriptions de l'ASN commencent dès 2012 et s'étendent sur plusieurs années pour la mise en œuvre des mesures les plus complexes.

Les prescriptions de l'ASN conduiront à la réalisation d'investissements importants sur le parc nucléaire. Ces investissements ne remettent toutefois pas en cause la grande compétitivité du parc nucléaire français comme l'a confirmé l'examen de la Cour des Comptes dont le rapport est paru en janvier 2012.

L'accident de Fukushima a montré que des progrès dans la connaissance en matière de résistance à des situations extrêmes sont encore nécessaires. Il s'agit en particulier de tirer des enseignements nouveaux des conditions ayant conduit à cet accident nucléaire majeur et d'approfondir l'étude des modalités de gestion de ces accidents ainsi que l'étude de l'impact de ces accidents en matière de rejets de matières radioactives. Le gouvernement a décidé d'engager des moyens supplémentaires importants pour renforcer la recherche en matière de sûreté en redéployant pour cela 50 M€ sur des programmes d'investissement d'avenir consacrés au nucléaire du futur (un appel à manifestation d'intérêt a été lancé en 2012 et des décisions de soutien prises au printemps 2013).

La France promeut par ailleurs, suite à l'accident de Fukushima, un renforcement du cadre international de la sûreté nucléaire orienté autour de 4 axes :

- renforcer la transparence dans le cadre du suivi des plans d'actions de l'AIEA sur la sûreté nucléaire ;
- rendre obligatoire les revues par les pairs et, dans un premier temps, former un groupe de pays volontaires qui seraient d'accord pour s'engager sur cette obligation ;

- créer une force d'action rapide à l'échelle internationale en cas de crise ;
- aller vers un régime mondial de responsabilité nucléaire.

Ces axes ont été présentés par la Ministre Delphine Batho à l'occasion de la conférence ministérielle sur la sûreté nucléaire qui s'est tenue au Japon en décembre 2012.

La gestion des déchets radioactifs

Les rendez-vous de 2012 pour les filières en projet

Pour 90% des déchets radioactifs produits, il existe des filières de gestion définitive. Ce n'est pas encore le cas pour les déchets de Haute Activité (HA) et Moyenne Activité à Vie Longue (MAVL) et pour les déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL), qui sont actuellement entreposés de façon sûre en attente d'un exutoire final.

HA-MAVL

La loi du 28 juin 2006 fixe trois voies de recherche pour les déchets de HA-MAVL : la séparation-transmutation, le stockage réversible en couche géologique profonde et l'entreposage. Trois rapports portant sur chacun de ces axes ont été remis à l'Etat fin 2012, afin de disposer d'un état des lieux sur ces déchets.

Sur le premier axe, le CEA, en lien avec EDF, AREVA, l'Andra et le CNRS, a remis fin 2012 le bilan des recherches sur la séparation transmutation des éléments radioactifs à vie longue et sur le développement de réacteurs nucléaires de nouvelle génération, conformément à la loi du 28 juin 2006.

Sur le second axe, qui constitue la solution de référence pour la gestion des déchets HA et MAVL, l'Andra a poursuivi ses études sur le projet de stockage profond en vue du débat public qui se tiendra du 15 mai au 31 juillet et du 1er septembre et du 15 octobre 2013 et du dépôt de sa demande d'autorisation de création qui doit être instruite en 2015. Elle a rendu public son dossier de présentation du projet en vue du débat public.

Sur le troisième axe, l'Andra a piloté et coordonné les études et recherches sur l'entreposage et en a remis le bilan à l'Etat.

FAVL

L'Andra a remis fin 2012 son rapport sur les scénarios de gestion des déchets de faible activité à vie longue. Ce rapport est une étape importante en vue de la concrétisation de cette filière en projet. L'étude présente des scénarios possibles de gestion des différents types de déchets FAVL (radifères, graphite et autres), articulant entreposage, tri ou traitement éventuels, conditionnement et stockage.

Le Ministère a demandé à l'Andra de lancer les démarches pour réaliser des investigations scientifiques sur la communauté de communes de Soulaines pour évaluer la faisabilité d'un stockage FAVL. Le Préfet de l'Aube va mettre en place une structure de concertation relative au développement du territoire avec les élus locaux, les producteurs de déchets, l'Andra et les services de l'Etat concernés.

La publication du PNGMDR 2013-2015

Le Gouvernement a transmis fin 2012 le Plan National de Gestion des Matières et Déchets radioactifs pour la période 2013-2015 (PNGMDR 2013-2015) au Parlement en vue de son évaluation par l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST).

Il constitue un outil de pilotage et de suivi de la gestion des matières et déchets radioactifs, permettant une gestion transparente, intégrée et durable de ces substances quelles que soient leur nature, leur radioactivité et leur origine.

Prévu par la loi du 28 juin 2006, il s'agit de la troisième édition du plan, qui poursuit et étend les actions engagées dans les deux précédentes éditions de 2007 et 2010. Il tient compte des résultats des études demandés par le PNGMDR 2010-2012 et notamment des avis que l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) a rendus sur celles-ci. Ce plan dresse ainsi un bilan de la politique de gestion des matières et des déchets radioactifs, évalue les besoins nouveaux et détermine les objectifs à atteindre à l'avenir, notamment en termes d'études et de recherches.

Les principales demandes du PNGMDR 2013-2015 sont les suivantes :

- Développer de nouveaux modes de gestion à long terme en particulier par la poursuite d'études et recherches sur les déchets HA-MAVL, ainsi que sur les déchets FAVL ;
- Améliorer les modes de gestion existants, en particulier par la mise en place d'outils permettant de suivre les capacités

volumiques et radiologiques des centres de stockages et d'anticiper les besoins de nouvelles capacités et le développement des filières de valorisation pour les déchets de très faible activité (TFA) afin de préserver la ressource du stockage ;

- Prendre en compte les événements marquants survenus pendant la période 2010-2012 en établissant par exemple le retour d'expérience de l'arrêt pendant plusieurs mois de la filière d'incinération de Centraco et en intégrant dans le plan la présentation de la gestion des déchets issus de situations accidentelles.

Les marchés des réacteurs

Au 1er avril 2012, 436 réacteurs nucléaires civils destinés à la production d'électricité fonctionnent, dont cependant 50 sont provisoirement à l'arrêt au Japon, et 59 sont en construction pour un investissement de l'ordre de 250 milliards d'euros. Dans quelques pays (Allemagne, Suisse, Belgique, Italie), la sortie du nucléaire a été décidée ou confirmée suite à l'accident de Fukushima. Dans d'autres, le programme a été décalé de quelques années pour prendre en compte le retour d'expérience. Dans la majorité des pays (Chine, Inde, Pologne, République Tchèque...), le programme nucléaire n'a pas été affecté.

Areva, dont 4 réacteurs de 3ème génération EPR sont en cours de construction dans le monde, développe en partenariat avec Mitsubishi un réacteur de 3ème génération de 1100 MW, nommé Atméa1. En 2011, après instruction du dossier de l'Atméa 1, l'ASN a conclu que les objectifs et options de sûreté du réacteur, prenant en compte les risques internes et externes ainsi que les premiers enseignements de l'accident de Fukushima, tel qu'analysé par ATMEA, sont satisfaisants au regard de la réglementation française.

Par ailleurs, le Conseil de politique nucléaire, présidé par le Président de la République a réaffirme la confiance de la France dans sa technologie et son industrie nucléaires ainsi que son ambition de développer une filière nucléaire à l'export, sur la base du plus haut niveau de sûreté. Le dernier conseil de politique nucléaire, qui s'est tenu en septembre dernier a notamment examiné les différents projets nucléaires à l'export, en particulier en Europe, en Inde et en Chine.

Les actions de mobilisation de la filière nucléaire française

Dans le cadre des Etats Généraux de l'Industrie, le 25 juillet 2011, le Ministre chargé de l'énergie a installé le Comité stratégique de filière nucléaire (CSFN), conformément aux conclusions du Conseil de Politique Nucléaire du 21 février 2011. Ce comité réunit l'ensemble des acteurs de la filière nucléaire, sociétés d'ingénierie, fournisseurs de services, fabricants d'équipements, entreprises du cycle du combustible, donneurs d'ordres, sous-traitants, organisations syndicales représentatives des salariés. Il a pour mission de renforcer les relations et les partenariats entre les différents acteurs de l'industrie nucléaire.

Le CSFN a réalisé une cartographie de la filière nucléaire française établissant qu'elle rassemble plus de 2 500 entreprises employant près de 220 000 salariés. Elle réalise un chiffre d'affaires de 46 milliards d'euros dont 5,6 milliards à l'export. Avec 1,8 milliards d'euros de R&D, la filière nucléaire se classe en 4ème position des filières les plus innovantes de France. C'est aussi une filière qui prévoit d'embaucher massivement : 110 000 recrutements sont attendus d'ici 2020.

A la demande du ministre chargé de l'énergie, la filière a mis au point, avec les représentants des salariés, un cahier des charges social applicable aux prestations de services et de travaux réalisées sur une Installation Nucléaire de Base en France. Les exploitants appliquent depuis le premier trimestre 2013 les dispositions de ce cahier des charges dans leurs marchés de sous-traitance. Il fera l'objet d'un suivi régulier.

Pour faire émerger nos futures « pépites » et financer leur développement, l'État et les principaux industriels de la filière ont créé le « fonds de modernisation des entreprises nucléaires », doté de 133 millions d'euros dont 50 millions dotés par la BPI, à travers le Fonds Stratégique d'Investissement.

Les évolutions du contexte réglementaire

Contexte réglementaire international

Un point important au plan de l'harmonisation des pratiques au niveau européen est l'adoption de la directive 2011/70/Euratom qui établit un cadre communautaire visant à garantir la gestion responsable et sûre du combustible usé et des déchets radioactifs. Cette directive couvre tous les aspects de la gestion des déchets et du combustible usé, depuis leur production jusqu'au

stockage à long terme. En particulier, chaque Etat membre devra mettre en place un programme national de gestion des déchets radioactifs et du combustible usé. La France possède déjà un tel outil avec le plan national de gestion des matières et déchets radioactifs (PNGMDR) qui est édité tous les trois ans, la dernière édition couvrant la période 2013-2015.

Responsabilité civile nucléaire

Le plafond de responsabilité de l'exploitant d'une installation nucléaire est fixé actuellement à près de 91,5 M€. Il sera porté à 700 M€ lorsque le protocole de 2004, ratifié par la France en 2006, modifiant la convention de Paris sera entré en vigueur après ratification par la Belgique, la Grande-Bretagne et l'Italie. Sans attendre ces ratifications complémentaires, un projet de loi a été déposé au Sénat le 21 mars 2012 permettant de porter de manière unilatérale ce plafond à 700 M€.

Contexte réglementaire national

Un Arrêté a été pris en date du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base. Cet arrêté traite du management de la sûreté, de l'information du public, de la maîtrise des risques d'accident, de la maîtrise de l'impact sur la santé et l'environnement, de la gestion des déchets, des situations d'urgence. Il procède à l'actualisation, au regard du nouveau cadre législatif institué par la loi no 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et la sécurité en matière nucléaire, de trois arrêtés interministériels plus anciens et comporte également des dispositions issues des travaux d'harmonisation réalisés par l'association des autorités de sûreté nucléaire européennes. Il transpose également aux installations nucléaires de base certaines dispositions communautaires.

Contrôle sur les charges nucléaires de long terme

La « Commission Nationale d'Evaluation du Financement des charges nucléaires de long terme » (CNEF), créée par l'article 20 de la loi du 28 juin 2006, est chargée d'évaluer le contrôle effectué par l'autorité administrative sur l'adéquation des provisions constituées par les exploitants pour couvrir leurs charges nucléaires de long terme et sur la gestion des actifs dédiés. Cette commission a présenté son premier rapport au Parlement (Office parlementaire pour l'évaluation des choix scientifiques et technologiques) le 24 juillet 2012. Ce rapport a été rendu public.

- Timothée FUROIS ; Marie THOMINES ;
Hélène BRUNET-LECOMTE ;
Florian LEWIS.

24– Photovoltaïque et solaire thermodynamique

En 2012 la croissance mondiale de la puissance installée s'est maintenue grâce aux politiques de soutien, mais au prix d'importantes restructurations au sein de la filière et d'une claire desaccélération

La puissance photovoltaïque installée dans le monde a dépassé en 2012 la barre de 100 GW et le marché mondial du photovoltaïque reste stable par rapport à 2011. Mais, preuve de sa forte dépendance aux mécanismes de soutien, le photovoltaïque a souffert du ralentissement généralisé de ses marchés historiques. Si l'Europe continue à dominer le marché mondial au niveau de la puissance raccordée au réseau, son marché annuel est – pour la première fois – en décroissance. Le marché mondial a donc été soutenu principalement par les installations aux Etats Unis, en Chine et au Japon. Dans ce contexte, avec plus de 4GW cumulés dont un peu plus de 1GW installés durant 2012, la France reste néanmoins le 3^{ème} marché européen et le 6^{ème} mondial.

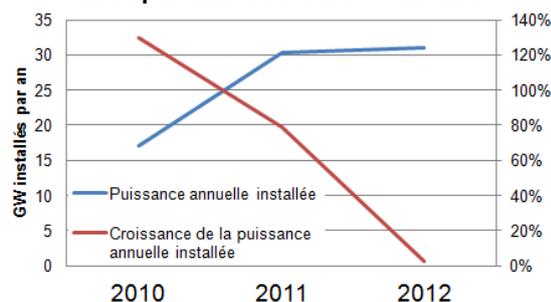
Le marché de la fabrication des cellules et modules continue à se concentrer, et une restructuration importante se poursuit.

Le marché photovoltaïque mondial en 2012

La puissance photovoltaïque (PV) installée a dépassé en 2012 la barre de 100GW installés.

Plus de 31 GW de PV ont été raccordés au réseau électrique en 2012 dans le monde – contre 30 GW en 2011. Si le marché reste en légère croissance, on est loin du niveau de croissance du marché annuel de 75% enregistré en 2011, et très loin de la croissance de 130% enregistré entre 2010.

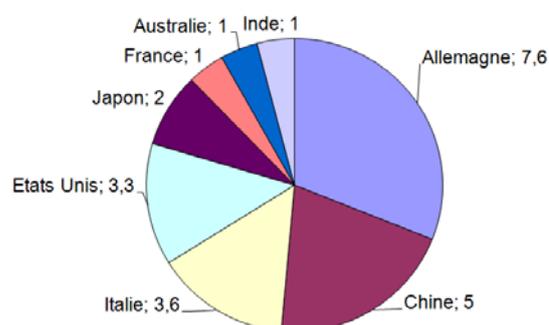
Puissances crêtes PV raccordées, et croissance de la puissance raccordée - monde



Source : EPIA

Au-delà de l'historique, le marché annuel mondial du PV reste encore concentré sur 8 pays qui ont centralisé 80% de la puissance installée en 2012 : l'Allemagne, suivie par la Chine, l'Italie, les Etats Unis, le Japon, la France, l'Australie et l'Inde.

Puissances crêtes PV raccordées par pays durant l'année 2012 (GW) pour 80% du marché mondial

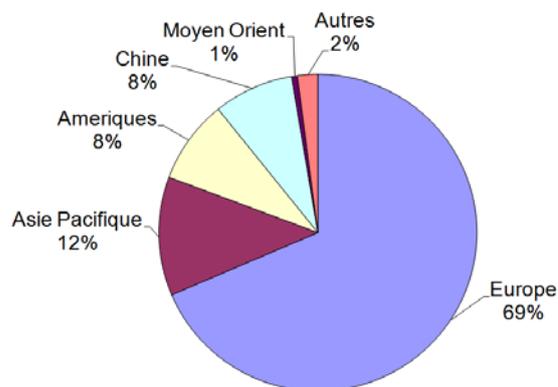


Source : EPIA & EurObserv'ER

Le marché reste toujours dominé par l'Europe avec 68% de la puissance totale installée à la fin 2012.

Néanmoins, la part de marché de l'Europe diminue : la capacité nouvellement installée en Europe est en effet passée de 75% du marché en 2011 à 50% en 2012.

Puissances crêtes PV raccordées par région cumulées fin 2012 – Total : 102GW



Source : EPIA

Des nouvelles opportunités montent en puissance pour cette technologie au-delà de ses marchés traditionnels (Europe, Amérique du Nord, Asie). La baisse des

coûts du matériel, couplée aux évolutions réglementaires et au fort potentiel d'ensoleillement de certaines régions ouvrent de nouvelles opportunités – et des nouveaux défis – pour les fournisseurs de solutions technologiques.

Le marché photovoltaïque européen en 2012

En Europe, la puissance installée annuellement se stabilise entre 17 et 18GW par an pour la troisième année consécutive. Cela montre aussi un très fort ralentissement sur un marché qui est passé de plus de 200% de croissance annuelle en 2010, à une décroissance de 7% en 2012 (source EPIA).

Puissances crêtes PV raccordées, et croissance de la puissance raccordée – Europe

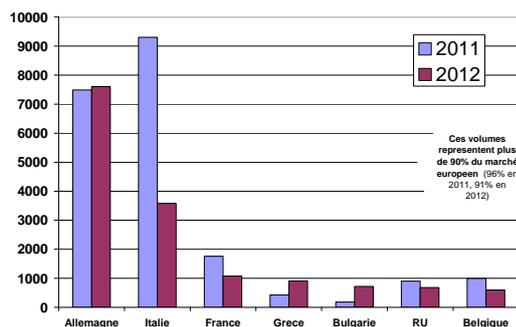
	2010	2011	2012
Puissance annuelle installée (GW)	17,7	18,4	17,1
Croissance de la puissance annuelle installée	205%	4%	-7%

Source : EPIA

Note : ces chiffres diffèrent de ceux présentés par EurObserv'ER (puissance installée de 22GW en 2011 et de 16,5GW en 2012)

L'Europe conserve encore en 2012 sa position dominante dans le déploiement des technologies PV, position tirée par l'Allemagne, l'Italie et la France.

Puissance nouvellement raccordée au réseau européen au cours des années 2011 et 12 (MW)



Source : EurObserv'ER

La continuité des activités a permis de dépasser les objectifs de déploiement fixés par certains pays, comme en France et en Italie. La rapidité de cette croissance a continué à rendre les dispositifs d'aide trop coûteux, et cela dans un contexte de crise économique.

Ces dispositifs d'aide ont donc été révisés à la baisse dans la plupart des pays européens.

L'Allemagne

Le marché allemand se maintient autour des 7 GW annuels, malgré les baisses programmées des tarifs. Selon EurObserv'ER, qui cite à son tour l'association allemande des industriels de l'énergie solaire, le prix d'une installation résidentielle a été divisé par 3 depuis 2006. De cette réduction, 20% s'est effectuée entre la fin 2011 et la fin 2012, ce qui contribue à expliquer la pérennité du marché allemand à ce jour.

L'Italie

Après une année 2011 de tous les records – 9,2 GW de PV installés – le marché italien s'est réduit en 2012 à 3,6GW. Le plafond du programme « Conto Energia » - qui limitait à 6,7 Md€ l'engagement total de l'Etat italien sur des mécanismes de soutien du PV - est désormais atteint.

Le marché photovoltaïque français en 2012¹

Le parc photovoltaïque a atteint en France une puissance de 4 003 MW en fin d'année 2012.

Entre fin 2011 et fin 2012, la puissance total du parc photovoltaïque installé s'est accrue de 37 %. Les raccordements de nouvelles capacités photovoltaïques se sont établis à 1 079 MW sur l'ensemble de l'année 2012, en baisse de 39 % par rapport à 2011 qui avait été une année anormalement élevée avec plus de 1 750 MW installés. En termes de nombre d'installations raccordées, la baisse, de 58 %, est encore plus marquée. Le ralentissement a été particulièrement net au quatrième trimestre de l'année 2012, avec 75 MW de puissance photovoltaïque installée, soit le plus faible niveau observé pour un quatrième trimestre depuis 2008.

Cette évolution de la puissance installée est le résultat de plusieurs facteurs, sans qu'il soit possible à ce stade des analyses d'identifier et de quantifier l'effet majoritaire. En effet, 2012 a été une année charnière : les capacités installées correspondent à la fois aux derniers projets lancés avant la mise en place du moratoire de 2010, comme à des projets issus du nouveau dispositif de soutien mis en place

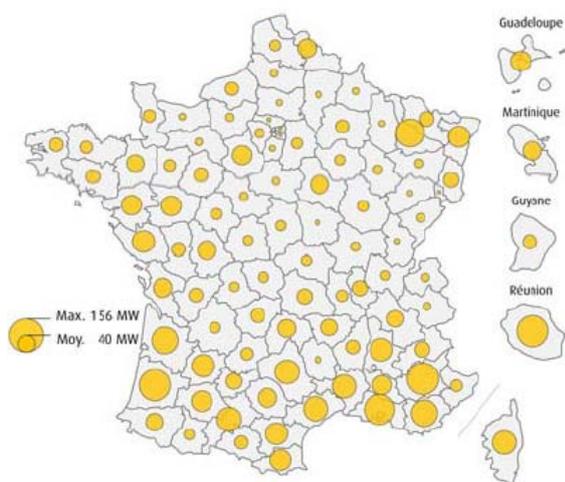
¹ SOeS, Bilan de l'énergie 2012.

en 2011. En particulier, les délais de réalisation imposés par le moratoire de 2010 et le recours aux appels d'offre induisent un caractère cyclique qui rend délicat l'interprétation de la variabilité des volumes. Au-delà des évolutions du cadre réglementaire national, le contexte mondial a pu provoquer des effets d'attente des acteurs, anticipant une baisse des coûts des panneaux, et induire des difficultés de financement pour certains projets. Des améliorations ont déjà été apportées au dispositif de soutien début 2013.

Concernant la typologie des projets, sur l'ensemble de l'année, les installations de plus de 250 kW ont représenté près de 59 % de la puissance installée, du fait du raccordement d'un certain nombre de grandes centrales photovoltaïques. En revanche, sur le quatrième trimestre, les installations de 3 à 100 kW ont représenté 65 % de la puissance raccordée.

Malgré un nombre de projets en file d'attente stable fin décembre par rapport à fin septembre, les puissances correspondantes augmentent sensiblement (+ 29 % par rapport à fin septembre). Cette hausse provient principalement de l'apparition dans la file d'attente de projets de plus de 250 kW. La puissance globale des projets censés aboutir au cours des prochains mois, pour lesquels la convention de raccordement est déjà signée, continue de diminuer (- 6 % par rapport à fin septembre 2012).

Puissance photovoltaïque raccordée au réseau au 31 décembre 2012 (MW)



Source : SOeS – Juin 2013

L'évolution des prix des modules photovoltaïques

Après une relative stabilité en 2010, les prix des modules photovoltaïques ont connu une baisse très importante en 2011 et 2012 (de -30% à -50% par an). Cette tendance baissière se poursuit sur les premiers mois de l'année 2013.

Le graphique ci-dessous montre l'évolution des prix des modules photovoltaïques sur le marché spot allemand depuis 2009.

Evolution tendancielle du prix des modules de silicium monocristallin sur le marché spot allemand (indice 100 en septembre 2009)



Source : données issues de Photon International

Depuis 2009, le prix moyen des modules a diminué de plus de 70%. Pour rester compétitifs, les différents maillons de la chaîne de valeur ont ainsi adapté leurs prix au fur et à mesure que le marché s'est développé, entraînant une baisse du coût des projets.

Cependant, les récentes décisions des Etats Unis et de la Commission Européenne d'imposer des droits antidumping aux composants photovoltaïques chinois, et le fait qu'une partie importante des restructurations et destockages soient désormais finis, pourraient modifier la dynamique de baisse des coûts constatée jusqu'à présent sur ces marchés.

L'évolution des tarifs d'achat en Europe

Les tarifs d'achat sont les instruments les plus répandus en Europe pour soutenir le développement de l'énergie solaire. Ils prennent la forme d'un achat de l'énergie produite à un tarif garanti par l'Etat, sur une durée de plusieurs années.

La tendance à la baisse des tarifs d'achat, constatée depuis plusieurs années, s'est poursuivie en 2012. Cette baisse s'explique

avant tout par la baisse importante du coût des composants photovoltaïques (panneaux et autres) et des prestations du secteur des services d'installations.

L'ensemble des pays européens connaît un mouvement similaire. En France et en Allemagne notamment, l'ajustement des tarifs d'achat s'effectue de manière automatique.

En Allemagne, une baisse de 20 à 30% des tarifs d'achat de l'électricité d'origine photovoltaïque a été décidée en février 2012, suite au très fort développement de ces installations au cours de l'année 2011. Depuis le mois d'avril 2012, les tarifs d'achat décroissent chaque mois. Par ailleurs, le gouvernement a plafonné l'électricité achetée à 85 à 90% de l'électricité produite par les installations photovoltaïques. Enfin, les installations de plus de 10MW ne bénéficient plus des tarifs d'achat. Par ailleurs, les tarifs d'achat pourront être adaptés si les capacités installées chaque année sont en dehors de la cible prévue de 2,5 à 3,5GW. Cette cible devrait rester inchangée jusqu'en 2014, puis diminuer de 400MW par an à partir de 2015.

En France, en 2012, la puissance entrée en file d'attente a été supérieure à la puissance cible. Sur un an, entre janvier et décembre 2012, 165 MW de projets résidentiels dites « intégrés au bâti » sont entrés en file d'attente pour une cible de 100MW, et 294 MW de projets intégrés simplifiés au bâti sont entrés en file d'attente, pour une cible de 100MW. Ainsi, en une année, 559MW sont entrés en file d'attente pour une cible de 200MW. En conséquence, entre janvier et décembre 2012, la baisse des tarifs d'achat PV a été de 20%, pour les deux catégories d'installations, soit une baisse supérieure à la valeur cible de 10%. Il convient de signaler que ces cibles ont été doublées en début 2013 par l'entrée en vigueur des mesures d'urgence pour le photovoltaïque.

Le commerce international est sous tension

Le 7 novembre 2012, l'International Trade Commission (ITC) des Etats-Unis d'Amérique s'est prononcée en faveur de l'imposition de droits antidumping et compensateurs sur les produits photovoltaïques importés de Chine.

L'International Trade Administration (ITA) délivrera des ordonnances d'imposition de droits antidumping et compensateurs sur la

marchandise. Les taux combinés des droits antidumping et compensateurs sur la marchandise varient de 23,75 % à 254,66 %.

De son côté, la Commission Européenne a ouvert le 6 septembre 2012 une enquête antidumping à l'encontre des importations de cellules, modules et plaquettes photovoltaïques chinois.

Suite à cette enquête, la Commission européenne a décidé le 6 juin 2013 d'imposer pour six mois des droits de douane sur les importations de panneaux photovoltaïques chinois. Les droits antidumping moyens décidés par la Commission sont de 11,8% sur les wafers, cellules et modules d'origine chinoise. En l'absence d'accord avec la Chine, ce taux provisoire pourrait passer en moyenne à 47,6% à partir du 6 août. La décision d'instaurer des taxes définitives pour une période de cinq ans sera connue en décembre 2013.

La Commission Européenne a également ouvert le 8 novembre 2012 une seconde enquête concernant les subventions accordées par la Chine aux acteurs nationaux du secteur photovoltaïque. Cette enquête est actuellement en cours.

La crise industrielle du secteur de production de panneaux, sous un contexte de surcapacité et de forte concurrence internationale

En 2012, comme en 2011, la majorité du marché mondial des modules était détenue par des fabricants basés en Asie. Six d'entre eux ont fabriqué entre 1 et 2 GW en 2012. En comparaison, les fabricants français ont des capacités de production en dessous des 150MW annuels.

Sur l'ensemble des acteurs, la production en 2012 a été en deçà des attentes et des annonces. Volumes moins importants que prévus et baisses de prix ont eu raison de la rentabilité de plusieurs acteurs. L'année 2012 a vu l'annonce de difficultés de la part nombreux industriels du secteur, tant en Allemagne et aux Etats-Unis qu'en Chine ou en France.

Les fabricants allemands ont été frappés par la concurrence asiatique qui a entraîné une diminution très importante des prix des systèmes photovoltaïques en 2011 et 2012. Sovello, fabricant de modules photovoltaïques de 1250 salariés s'est déclaré en faillite en mai

2012. Le fabricant Q cells, ancien numéro un mondial et leader sur le marché allemand s'était déclaré en faillite début avril 2012. L'industriel Solarhybrid avait déposé son bilan au mois de mars 2012, précédé en décembre 2011 par Solon Energy, vétéran du solaire allemand et Solar Millenium, spécialisée dans le solaire thermique. Siemens a annoncé sa sortie du marché du solaire.

Les Etats-unis ont également été frappés par des faillites à répétition : Solyndra, start-up innovante et soutenue par le gouvernement fédéral, s'est déclaré en faillite en 2011, de même que les sociétés Evergreen, pionnier américain des wafers de silicium low cost et Spectrawatt, fabricant américain de cellules photovoltaïques. L'entreprise First Solar a quant à elle révisé ses prévisions pour 2012 à la baisse et a annoncé 2000 suppressions d'emplois dans le monde ainsi que la fermeture de son usine allemande de Francfort-sur-l'Oder.

La Chine aussi a suivi la consolidation qui avait commencé avec des entreprises plus petites en 2011, et qui s'est poursuivie vers les plus grands groupes à l'image de Suntech qui s'est déclaré en cessation de paiements en début 2013.

Fabricants de modules – prévisions vs production en 2012, et production 2011

Fabricant	Pays de fabrication	Type de Cellule	2011 Production (MWc)	2012 (MWc)	
				Prevision *	Production
Yingli	Chine	Mono Multi	1604	2450	2297
First Solar	Malaisie USA	CM CdTe	1981	2520	1875
Suntech Power	Chine autres	Mono Multi CM	2220	2746	1750
JA Solar	Chine	Mono Multi	1690	3000	1700
Trina Solar	Chine	Mono	1550	2400	1590
Canadian Solar	Canada Chine	Mono Multi	1010	2000	1543
Sunpower	USA, Philip.	Mono Multi	922	1200	936

Mono : mono-cristalline

Multi : multi-cristalline

CM : couche mince

(*) : prévisions annoncés en 2011 sur la production 2012

Source : EurObserv'ER

La France, avec des capacités d'assemblage de modules plus petites à l'échelle mondiale, n'a pas été épargnée. Si la reprise par EDF des activités de Photowatt a permis d'assurer leur continuité, l'annonce de la sortie de Bosch du marché solaire, ainsi que des nombreuses difficultés (Sillia, MPO) ou chômage partiel (SunPower) ont marqué l'année 2012.

L'évolution du contexte réglementaire en France en 2012 et 2013

Le 7 janvier 2013, la ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie a annoncé des mesures d'urgence pour le photovoltaïque. Dans le cadre de ces mesures, la cible des nouveaux projets a été portée à 1000 MW par an, contre 500 MW par an auparavant.

Le dispositif de soutien au photovoltaïque repose sur trois mécanismes distincts selon la puissance de l'installation :

1/ Des tarifs d'achat, ajustés chaque trimestre, pour les installations sur bâtiments de moins de 100 kWc (seuil équivalent à une surface de 1 000 m² de panneaux photovoltaïques). Les tarifs sont auto-ajustables chaque trimestre en fonction des demandes de raccordement déposées au cours du trimestre précédent. Les tarifs diminuent de 10% par an si le nombre de demandes de raccordement est conforme à la trajectoire cible.

Dans le cadre des mesures d'urgence pour le photovoltaïque, le volume cible pour les installations de puissance inférieure à 100 kWc a été doublé, passant de 200 MW/an à 400 MW/an. Par ailleurs, le tarif d'achat pour les installations en intégration simplifiée au bâti été revalorisé de 5%, et la baisse maximale annuelle des tarifs a été plafonnée à 20%. Enfin, l'ensemble des tarifs d'achat ont été assortis d'une bonification de 5% à 10% en fonction de l'origine européenne des composants de l'installation photovoltaïque.

2/ Des appels d'offres « simplifiés » pour les installations sur bâtiments entre 100 et 250 kWc (seuil équivalent à une surface de toiture comprise entre 1 000 m² et 2 500 m²)

Un premier appel d'offres, lancé le 1^{er} août 2011, portait sur sept périodes de candidatures. Les 696 lauréats des cinq premières périodes ont été désignés, correspondant à une puissance cumulée de

145MW. Pour cet appel d'offres, le seul critère de sélection était le prix proposé par le candidat.

Pour cette même catégorie d'installations, un second appel d'offres a été lancé le 26 mars 2013. Cet appel d'offres porte sur la construction d'ici 2015 de 120 mégawatts de projets. Par rapport au premier appel d'offres, la fréquence des périodes de candidatures a été augmentée pour permettre l'amélioration des projets d'une période à l'autre. Par ailleurs, un critère d'évaluation carbone, portant sur un tiers de la note globale, a été introduit afin de valoriser la contribution des projets à la protection du climat. La première période de cet appel d'offres court du 1^{er} juillet au 31 octobre 2013.

3/ Des appels d'offres pour les installations sur des très grandes toitures au delà de 250 kWc et les centrales au sol (plus de 2 500 m² de panneaux)

Pour ces installations, un premier appel d'offres a été lancé le 15 septembre 2011. A l'issue du processus de sélection, 105 projets correspondant à 520MW ont été désignés lauréats de cet appel d'offres le 03 août 2012. Les candidats ont été sélectionnés sur la base de plusieurs critères : prix proposé par le candidat, impact environnemental, innovation industrielle, délai de réalisation. La mise en service des projets lauréats doit intervenir dans un délai de deux ans à compter de la date de sélection.

Pour ces installations de grande taille, un second appel d'offres a été lancé le 13 mars 2013, portant sur un volume global de 400MW de projets. Il vise à part égale les technologies innovantes au sol (photovoltaïque à concentration ou photovoltaïque avec suivi du soleil) et les technologies matures sur ombrières de parking et sur toitures. Il privilégie le développement des centrales au sol sur les sites dégradés (friche industrielles, anciennes carrières ou décharges...) pour éviter les conflits d'usage, notamment avec les terres agricoles. Ce second appel d'offres accorde un plus grand poids au bilan carbone des projets que le précédent. La date limite de remise des offres est fixée au 16 septembre 2013, pour une désignation des lauréats au cours du premier semestre 2014.

Zoom sur le soutien au Photovoltaïque à Concentration et au Solaire Thermodynamique

Les appels d'offres portant sur les installations solaires de plus de 250kWc visent à permettre le développement des technologies innovantes en France, au moindre coût pour le consommateur, avec des exigences environnementales renforcées.

Dans cette optique, deux projets d'installations solaires thermodynamiques pour une puissance cumulée de 21MW ont été retenus à l'issue du premier appel d'offres portant sur les installations de grande taille, ainsi que huit projets de centrales photovoltaïques à concentration pour une puissance cumulée de 54,5MW.

Le second appel d'offres lancé le 13 mars 2013 comprend quant à lui un lot de 100MW réservé aux installations photovoltaïques à concentration.

Zoom sur le marché du Solaire Thermodynamique

La puissance mondiale installée (cumulée)² fin 2012 était de 2,8 GW, avec 1 GW installé pendant la seule année 2012.

Les Etats-Unis sont désormais leaders du marché à venir en devançant l'Espagne, grâce à leurs 10 projets en construction, qui représentent pratiquement la moitié des projets en construction au monde. L'Arabie Saoudite se profile comme un marché très prometteur, avec une volonté affichée d'installer 25 GW à l'horizon 2032, programme pour lequel les premiers appels d'offre ont été lancés.

En Europe, si l'Espagne avait démarré en force et compte presque 2 GW installés et 400 MW en construction, ses contraintes budgétaires ont fortement impacté le développement de la filière. En Italie, pour qui les conditions d'ensoleillement devraient permettre le développement du solaire thermodynamique, un nouveau tarif est disponible depuis fin 2012.

- Georgina GRENON ; Romary BOUTOT.

² Selon Eur'Observ'ER

25 – Le pilotage dynamique des systèmes énergétiques intelligents : réseaux intelligents, hydrogène, stockage

Le marché des systèmes énergétiques intelligents est en accélération tirée par le déploiement d'infrastructures de comptage communicantes et les premiers retours d'expérience de projets de démonstration qui enrichissent la définition de nouveaux modèles d'affaires

En 2012, la croissance du marché des systèmes électriques intelligents s'est accélérée par la poursuite des investissements en Asie, tandis qu'en Europe de nombreux projets de démonstration ont été initiés et de nouveaux pays ont commencé le déploiement de compteurs communicants.

Concernant le stockage d'énergie, de nouvelles technologies ont commencé leur déploiement commercial, mais avec des parts de marché encore faibles par rapport aux technologies matures de stockage.

En France, la dynamique des projets de démonstration s'est renforcée, tandis qu'ont eu lieu des concertations sur le déploiement d'infrastructures de comptage et le mécanisme de capacité. Des premiers appels d'offre ont permis d'initier le déploiement commercial de nouvelles capacités de stockage pour une meilleure intégration des énergies intermittentes sur les systèmes iliens.

Les systèmes énergétiques (électricité, gaz, chaleur, froid) intelligents permettent de répondre à quatre défis de la transition énergétique :

1. L'efficacité énergétique via le pilotage de la demande avec des consommateurs actifs dans la maîtrise fine de leur consommation ;
2. L'optimisation des investissements dans les réseaux de distribution et de transport via l'utilisation de nouveaux équipements qui leur offrent une plus grande flexibilité ;
3. L'insertion massive de moyens répartis de production renouvelable, notamment les productions intermittentes sur les réseaux électriques ;
4. L'insertion des véhicules électriques sur les réseaux électriques via la problématique de gestion de la charge.

Ces défis mettront les réseaux énergétiques sous contrainte avec des variations d'amplitude croissante en appel de puissance, alors que la demande en énergie suivra une tendance globalement baissière en France. Le stockage d'énergie est intégré dans ce périmètre comme moyen de flexibilité contribuant à une meilleure gestion dynamique des réseaux énergétiques. Le stockage thermique et le vecteur hydrogène permettent notamment d'apporter des gisements de flexibilité dans les usages, et entre réseaux électriques, thermiques et gaziers.

Dans son rapport Energy Technology Perspectives 2012, l'Agence Internationale de l'Energie estime ainsi que dans le cadre du scénario 2DS qui limiterait le réchauffement planétaire à 2°C en 2100, la consommation d'électricité à l'échelle mondiale croîtrait de 105% entre 2009 et 2050 (passant de 17% à 26% de la consommation finale d'énergie) tandis que la capacité de production d'électricité croîtrait de 140%, notamment pour faire face aux aléas de production des énergies solaires et éoliennes.

Le déploiement des technologies de systèmes énergétiques intelligents a donc un rôle essentiel à jouer comme clef-de-voûte de la transition énergétique en support à l'efficacité énergétique, au développement des énergies renouvelables et à la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

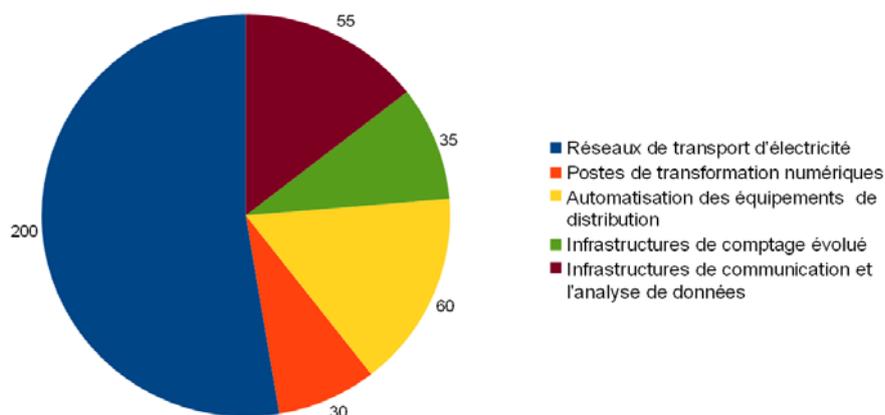
Faits marquants de l'évolution des marchés de smart grid, hydrogène et stockage d'énergie

Réseaux électriques intelligents

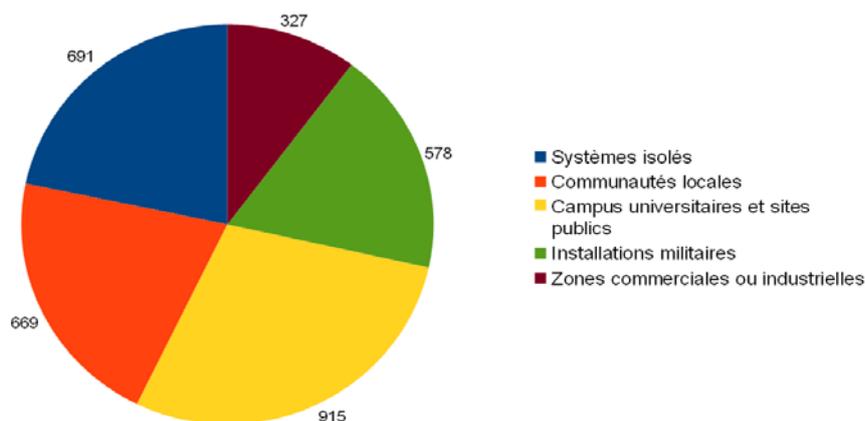
Une analyse consolidée des nombreuses projections du marché des smart grids a été effectuée en 2012 dans le rapport "La chaîne de valeur du marché des smart grids" réalisé par ITEMS International pour le compte des pôles de compétitivité Capénergies et Solutions Communicantes et Sécurisées (SCS). Parmi les chiffres clefs de cette analyse :

- la taille du marché en 2020 est estimée à environ 80 Milliards d'euros (G€) ;
- les investissements cumulés de 2012 à 2020 sont estimés à 380 G€, sur la base des données de la société de conseil Navigant Research ;
- les investissements dans les smart grids sur la période 2012-2035 pourraient représenter 8 à 10% des 14 000 G€ d'investissements mondiaux dans les infrastructures du secteur de l'électricité estimés par l'AIE (hors moyens de production).

**Figure 1 : Répartition des investissements mondiaux cumulés de 2012 à 2020 (en milliards d'euros),
(d'après Navigant Research)**



**Figure 2 : Répartition des capacités de production gérées par des systèmes de micro-réseaux, au niveau mondial (en MW),
(d'après Navigant Research)**



Les investissements cumulés de 2012 à 2020 estimés à 380 G€ sont répartis de la manière suivante :

- 200 G€ sur les réseaux de transport d'électricité, 30 G€ sur les postes de transformation numériques ;
- 60 G€ sur l'automatisation des équipements de distribution ;
- 35 G€ sur les infrastructures de comptage évolué ;
- et 55 G€ sur les infrastructures de communication et l'analyse de données.

Cette répartition est illustrée ci-dessus dans la figure 1. Outre ces investissements, trois segments de marché ont des volumes de marché encore faibles mais sont en forte croissance :

- infrastructures de recharge des véhicules électriques ;
- cybersécurité ;
- les plate-formes informatiques d'agrégation

qui permettent d'agréger des moyens répartis de productions, de stockage et/ou des consommations pilotables, afin d'offrir des services de flexibilité aux opérateurs de systèmes électriques ainsi que d'optimiser les coûts de production (arbitrage économique). Ces plate-formes incluent les centres de pilotage de micro-réseaux (avec la capacité de s'isoler temporairement du réseau électrique en cas de défaillance d'alimentation) et les centrales virtuelles de production et d'effacement.

Plus particulièrement sur l'année 2012, le marché des réseaux électriques intelligents a été marqué :

- aux Etats-Unis, par la fin du déploiement des projets de comptage évolué financés par les fonds ARRA, et un décollage du marché de la flexibilité des usages facilité par les infrastructures de comptage évolué et des tarifications évoluées ;
- en Asie-Pacifique, par des investissements

toujours importants dans les infrastructures de transport d'électricité, et en Chine par le déploiement de 63 millions de compteurs, représentant 86% du marché mondial des compteurs communicants (*Navigant Research*) ;

- en Europe, le déploiement de compteurs évolués a commencé au Royaume-Uni et l'Espagne, et les investissements dans les projets de démonstration en cours ont atteint 1,33 milliards d'euros (G€) répartis sur 130 projets recensés (*Joint Research Centre of the European Commission*) ;
- par l'accélération du déploiement de plateformes d'agrégation et notamment pour le pilotage de micro-réseaux, dits micro-grids. Ces derniers visent à assurer la continuité d'alimentation sur des sites critiques, dans des zones d'approvisionnement peu fiables ou soumises à des désastres naturels. Le Département de la Défense aux Etats-Unis a ainsi initié en 2012 21 nouveaux projets de systèmes de micro-réseaux sur ses installations militaires, pour une capacité additionnelle de 350 MW, concentrant ainsi les deux tiers de la capacité installée mondiale en Amérique du Nord. La répartition des capacités installées par type de site est détaillée dans la figure 2 (page précédente).

Stockage d'énergie

Navigant Research a répertorié au niveau mondial 757 projets de stockage d'électricité prévoyant d'apporter une capacité additionnelle de 40 GW, sur les 128 GW déjà disponibles. Il a également été estimé que les nouvelles capacités déployées d'ici 2020 pourraient atteindre 9,5 GW pour le stockage électrochimique et 3 GW pour le stockage thermique. En Europe, le déploiement pré-commercial de nouvelles capacités de stockage d'énergie électrochimique a commencé en Italie et en Allemagne :

- Terna, l'opérateur de réseaux de transport italien, a ainsi l'aval du régulateur pour déployer 75 MW de batteries en trois phases de 2011 à 2016. Enel, le principal opérateur de réseau de distribution en Italie, a quant à lui identifié de 60 à 80 MW de nouveaux projets de stockage à déployer sur la période 2013-2015, sous réserve de la réussite des projets de démonstration en cours.
- KfW, la banque d'investissement allemande, a lancé à partir du 1er mai un programme destiné à favoriser l'investissement dans les systèmes de stockage à batteries combinés avec des installations photovoltaïques récentes. Il se compose d'un prêt à faible taux d'intérêt et d'une subvention

remboursant partiellement les coûts d'investissement dans le système de stockage. L'enveloppe de subventions a été fixée à 25 M€ pour l'année 2013.

Concernant les piles à combustible, le chiffre d'affaires mondial est passé de 800 M€ en 2011 à 1,4 G€ en 2012 avec une capacité additionnelle de 160 MW installée en 2012, et devrait dépasser les 2,0 G€ en 2013 (*Navigant Research*). Celui-ci est porté par le marché de l'alimentation de sites industriels et de sites critiques aux Etats-Unis, afin de réduire l'exposition aux problématiques de fiabilité de réseaux électriques, et par des dispositifs incitatifs, comme le programme Ene-Farm au Japon pour les systèmes résidentiels de cogénération électricité-chaleur.

Tendances clefs vers le déploiement des systèmes énergétiques intelligents

Au cours des prochaines années, les retours d'expérience des centaines de projets de démonstration au niveau mondial devraient permettre d'identifier de nouveaux modèles d'affaires et de réglementations permettant le déploiement commercial de ces technologies. Dans la préparation de ce déploiement, les opérateurs de réseaux développent de nouvelles méthodologies pour assurer l'adoption de ces technologies et la mise à l'échelle de ces projets, tandis que les équipementiers s'accordent en commun sur la standardisation et l'interopérabilité des nouveaux systèmes entre eux et avec les infrastructures existantes.

Les problématiques grandissantes de gestion dynamique des réseaux électriques encouragent les opérateurs de réseaux à étudier de nouveaux gisements de flexibilité au-delà des usages électriques, comme le couplage avec :

- les réseaux de gaz via l'injection d'hydrogène produit à partir d'électricité renouvelable et injecté dans les réseaux de gaz naturel (appelé Power-to-Gas),
- les réseaux de chaleur via un appoint en chaleur produit à partir d'électricité renouvelable et une réduction de sources carbonées (appelé Power-to-Heat),
- et les réseaux de froid via le stockage de froid pendant les heures de faible contrainte sur la demande d'électricité.

Ces différentes approches multi-énergies apparaissent notamment en Allemagne et en Scandinavie et dans les initiatives sur les villes intelligentes et durables.

Zoom sur les résultats d'une étude de GRT Gaz sur l'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz

L'opérateur du réseau de transport de gaz, GRT Gaz, a publié en mars 2013 les résultats de l'étude « Analyse du rôle du transport de gaz naturel dans l'économie de l'hydrogène en France ». Cette étude technico-économique porte sur le potentiel d'énergies électriques renouvelables qui peuvent être stockées sous forme d'hydrogène injecté dans les réseaux de transport de gaz. Sur la base des scénarios 2050 de l'ADEME, environ 20 TWh d'hydrogène produit par électrolyse à partir d'énergies renouvelables électrique pourraient ainsi être stockées de manière rentable et flexible, représentant en 2050 7% de l'énergie consommée par les utilisateurs de gaz.

Les Investissements d'Avenir dans les réseaux électriques intelligents, le stockage d'énergie et l'hydrogène

Projets de démonstration financés par l'ADEME

Dans le cadre des Investissements d'Avenir, le quatrième Appel à Manifestation d'Intérêt sur les réseaux électriques intelligents a été ouvert du 22 mars au 10 décembre 2012. Cet appel visait cinq thématiques principales :

- une meilleure insertion des productions d'énergies renouvelables dans le réseau ;
- la maîtrise et la gestion de la demande d'électricité ;
- l'anticipation des évolutions liées aux réseaux électriques telles que l'arrivée des compteurs intelligents ou encore des véhicules électriques et/ou hybrides rechargeables ;
- l'expérimentation de nouveaux modèles d'affaires par une synergie entre les acteurs de l'énergie et d'autres secteurs d'activités ;
- les dispositifs d'information liés à la consommation.

En date du 4 juin 2013, le nombre de projets de démonstration financés par le Programme Réseaux Electriques Intelligents est passé à 16 projets, représentant un investissement total de 304 M€ dont 80 M€ financés par les Investissements d'Avenir : EnR Pool, GreenLys, IPERD, MIETeC, Millener, MODELEC, NICE GRID, POST, Postes Intelligents, RéFlexE, Smart Electric Lyon, Smart Grid Vendée, Smart ZAE, SOGRID, TBH Alliance, VENTEEA. Les descriptions de ces projets est disponible sur le site de l'ADEME à la page dédiée aux

Investissements d'Avenir.

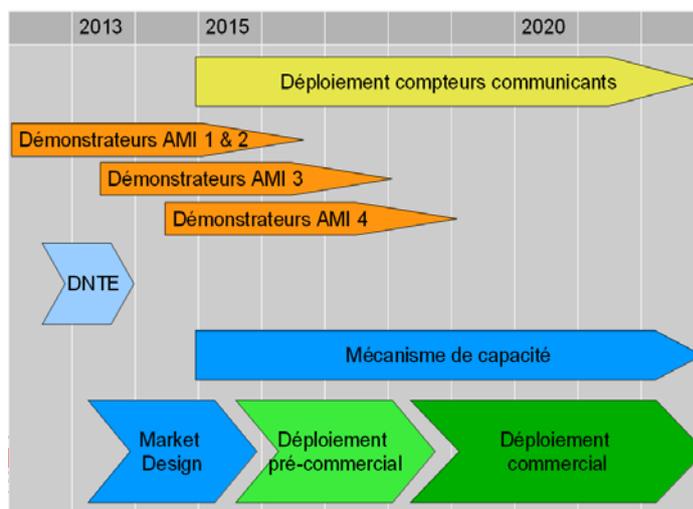
Zoom sur le projet de démonstration GRHYD

Retenu dans un autre Appel à Manifestations d'Intérêt (« hydrogène et piles à combustible ») du programme des Investissements d'Avenir, le projet GRHYD est un premier démonstrateur du rôle transverse du vecteur hydrogène entre les réseaux électriques et gaziers, appelé Power-to-Gas. Ce programme ambitieux, coordonné par GDF SUEZ, vise à valoriser l'électricité "verte" en produisant de l'hydrogène injectable, jusqu'à 20% en volume, dans du gaz naturel à usage résidentiel pour un nouveau quartier d'environ 200 logements dans la Commune de Capelle la Grande, et de l'Hythane (carburant composé de gaz naturel et d'hydrogène, jusqu'à 20% en volume) pour la flotte de bus de la communauté urbaine de Dunkerque.

Outils pour la création de marchés

Le déploiement commercial à grande échelle de premiers systèmes de réseaux énergétiques intelligents est anticipé vers 2014-2015 à l'issue des projets de démonstration et de la mise en place effective de plusieurs éléments structurants de marché, comme l'infrastructure de comptage évolué et le mécanisme de capacité. Dans les territoires iliens, les déploiements commerciaux de systèmes permettant une meilleure insertion des énergies renouvelables sont en cours. Afin de préparer d'éventuelles évolutions réglementaires et régulateurs pour accompagner le déploiement commercial, la CRE a initié en janvier 2013 une série d'ateliers d'échanges avec les parties prenantes du secteur. L'articulation de ces différentes échéances est illustrée dans la figure 3 ci-dessous.

Figure 3 : Articulation des éléments structurants vers le déploiement commercial des réseaux énergétiques intelligents (DGEC)



Des déploiements commerciaux de systèmes de stockage sur les parcs photovoltaïques lauréats de l'Appel d'Offre PV dans les DOM

Dans les DOM, le seuil technique de puissance injectée par les énergies intermittentes, notamment photovoltaïques et éoliennes, est fixé à 30% de la consommation instantanée. Cette limite technique étant régulièrement atteinte dans les îles de La Réunion, Guadeloupe et Martinique, des appels d'offre de la CRE sur l'éolien (2010) et les grandes installations photovoltaïques (2012) ont imposé l'installation concomitante de capacités de stockage d'énergie afin d'apporter des services aux réseaux électriques.

Pour le photovoltaïque, le dernier appel d'offres comportait un lot spécifique aux territoires ultramarins pour les projets solaires associant une solution de stockage. A l'issue de cet appel d'offres, 17 centrales au sol pour une puissance cumulée de 59 MW ont été retenues. Ces centrales, associées à des solutions de stockage d'électricité, permettent une phase de production d'électricité solaire à niveau constant sur une partie de la journée. Ces appels d'offre sont les premiers de ce type au niveau mondial.

Un nouveau tarif d'achat pour les installations éoliennes favorisant le stockage d'énergie dans les zones exposées au risque cyclonique

Pour l'éolien, neuf projets totalisant 66 MW ont été retenus en février 2012 comme lauréats. Par ailleurs, cet appel d'offres a permis de réduire l'asymétrie d'information entre les industriels et l'Etat. Un tarif d'achat pour les installations éoliennes avec dispositifs de lissage et prévision de la production a ainsi pu être mis en place en début avril 2013. Ce tarif est ouvert aux installations situées dans des zones exposées au risque cyclonique et respectant le même cahier des charges de l'appel d'offres de 2010 pour ce qui concerne la performance du dispositif de lissage de la production.

Le mécanisme de capacité

Le mécanisme de capacité, prévu par la loi NOME et instauré par le décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012, contribuera à assurer la sécurité d'approvisionnement du système électrique à long terme. Il donnera un espace économique aux outils de gestion de la pointe de consommation, notamment l'effacement. Ceci permettra aux opérateurs d'effacement de développer de nouvelles offres pour leurs clients.

Plus de précisions sur le fonctionnement du mécanisme de capacité sont données dans la fiche n°15 de ce rapport.

L'infrastructure de comptage évolué

L'expérimentation réussie d'environ 300 000 prototypes de compteur communicant « Linky » déployés sur les régions de Tours et de Lyon a été accompagnée d'une évaluation favorable par la Commission de régulation de l'énergie, tandis que le dispositif réglementaire a quant à lui été validé par le Conseil d'Etat.

Il s'agit d'un projet d'intérêt général devant être élaboré dans un large consensus avec l'ensemble des acteurs impliqués dans la réussite de ce projet. Dans cette perspective, la Ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie a décidé de la mise en place de groupes de travail le 15 novembre 2012, réunissant les pouvoirs publics, l'ADEME et le Médiateur de l'énergie, les associations de consommateurs, les fournisseurs d'électricité, les gestionnaires de réseaux et les fédérations d'équipementiers et d'installateurs, les industriels, des représentants des collectivités territoriales et la FNCCR.

Cet exercice de concertation, dont les conclusions ont été présentées le 5 mars 2013 dans le cadre du débat national sur la transition énergétique, a permis d'obtenir une compréhension partagée de certains enjeux, notamment sur le rôle du compteur en matière d'information du consommateur, de clarifier les concepts et le vocabulaire, et de proposer des solutions concrètes d'information, notamment en temps réel, et de pilotage des consommations à l'aval du compteur.

Ces conclusions doivent permettre d'engager rapidement le déploiement d'un projet mature, performant et qui constituera un outil important de la transition énergétique et une réelle opportunité pour l'industrie française, ainsi que pour le consommateur final.

Une étude technico-économique menée par des industriels réunis au sein de l'ATEE et les pouvoirs publics pour définir une vision commune sur les marchés du stockage d'énergies

Lancée au quatrième trimestre 2012, une étude est en cours pour évaluer le potentiel de marché du stockage d'énergie électrique et thermique en France et des modèles d'affaire associés. Elle est co-financée par l'ADEME, la DGCIS et des industriels regroupés au sein du Club Stockage de l'ATEE. Les résultats attendus pour l'automne

2013 devraient apporter des éléments factuels sur le rôle du stockage dans la transition énergétique autour d'une vision commune sur le long terme et sur l'opportunité de créer en France de nouvelles filières industrielles sur ces technologies.

Zoom sur la Charte Smart Grid Côte d'Azur en vue d'un déploiement de systèmes smart grid dans l'Eco-Vallée Plaine du Var

En Avril 2013, la Chambre de Commerce Nice-Côte d'Azur a publié la « Charte Smart Grid Côte d'Azur – Solutions pour l'aménagement d'un écoquartier innovant ». Cette charte, réalisée avec les parties prenantes locales dont une trentaine d'industriels, permet de définir les fonctionnalités « smart grids » disponibles dans les trois prochaines années et anticipées pour les futurs bâtiments des différents quartiers de l'Opération d'Intérêt National « Eco-Vallée Plaine du Var ».

- Axel STRANG ; Jean GIRAUD ; Julien THOMAS ; Romary BOUTOT.

26 – Le captage et stockage du CO₂ et sa valorisation

Un développement qui reste ralenti par la conjoncture économique et l'état du marché européen du carbone – après des années 2011 et 2012 difficiles, le CSC est plus que jamais à la recherche d'un second souffle.

Alors que le rôle que pourrait jouer cette filière dans la lutte contre le changement climatique continue d'être reconnu par de nombreux experts et organismes internationaux, son niveau de développement reste loin du potentiel théorique. Dans un contexte économique difficile doublé d'un marché européen du carbone en berne, le CSC est à la recherche d'un second souffle qui pourrait passer par la concentration des efforts sur l'aboutissement de 1 à 2 démonstrateurs industriels, la relance de projets pilotes sur les différentes briques technologiques, et plus largement par la révision des modalités de soutien de cette filière. Dans ce contexte difficile, la filière française, poursuit ses activités et reste impliquée à l'international dans des projets de démonstrateurs industriels ainsi que dans le cadre des travaux de normalisation initiés en 2012 par l'ISO.¹

Les marchés – état des lieux et perspectives

Le niveau d'investissement dans la filière CSC a peu évolué à l'échelle mondiale en 2012, et concerne essentiellement le domaine de l'exploration et production d'hydrocarbures.

Le CSC s'applique à la production d'énergie à partir de combustibles fossiles et à la production industrielle fortement émettrice de CO₂ (acier, ciment, raffinage, etc.). Le potentiel de marché associé est considérable : l'Agence Internationale de l'Energie estime que le CSC peut contribuer à lui seul à hauteur de 14% aux réductions des émissions de CO₂ à l'échelle mondiale d'ici 2050². Pour les secteurs de la production industrielle hors énergie, qui représentent de l'ordre de 20% des émissions mondiales de CO₂³, il n'existe que peu d'alternatives au CSC pour réduire de manière drastique les émissions de CO₂. En conséquence, le CSC apparaît comme une technologie importante pour amplifier et accélérer les efforts mondiaux de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

¹ ISO : International Organization for Standardization

² AIE, Energy technology perspectives, 2012

³ AIE, Global action to advance carbon capture and storage – a focus on industrial applications, 2013

En 2012, le nombre total de projets de taille industrielle n'a pas connu d'évolutions significatives⁴, les investissements associés sont chiffrés par Bloomberg New Energy Finance à 2,8 Mds\$ (contre 3 Mds\$ en 2011). Un contexte économique difficile et la quasi-absence de signal-prix sur le CO₂ créent des conditions peu favorables. La quasi-totalité des projets industriels opérant aujourd'hui ont recours à la récupération assistée de pétrole (EOR) en Amérique du Nord au lieu du stockage géologique, seule approche technique qui permet d'assurer la viabilité économique du site. Les deux projets norvégiens Sleipner et Snohvit, ainsi que le projet algérien In-Salah concernent la séparation et le stockage géologique du CO₂ contenu dans le gaz naturel produit.

Les Etats-Unis, l'Australie, la Norvège et le Canada restent néanmoins très actifs en matière de développement du CSC. La confirmation des projets Quest (Canada) et plus récemment Port Arthur (Etats-Unis) en témoignent, tout comme l'inauguration en mai 2012 du centre technologique de Mongstad (Norvège) permettant de tester des technologies de captage de CO₂ à grande échelle. La montée en puissance de la Chine soulevée dans l'Edition 2011 du présent rapport est confirmée, la Chine représentant à elle seule plus de la moitié des nouveaux projets industriels identifiés par le Global CCS Institute.

En Europe, les investissements et programmes de soutien majeurs continuent de se heurter à des difficultés économiques, amplifiées en 2012, ...

En Europe, le Royaume-Uni a annoncé en mars 2013 le nom des deux projets candidats retenus (« Peterhead », et « White Rose », ce dernier impliquant ALSTOM), dans le cadre de son programme de soutien à la filière, doté a priori de £1 milliard, avec la décision finale d'investissement prévue par le gouvernement britannique début 2015. Aux Pays-Bas, le consortium de GDF SUEZ et E.ON portant le projet ROAD, considéré aujourd'hui comme le démonstrateur industriel le plus avancé dans l'Union Européenne, peine pour le moment à prendre la décision finale d'investissement faute de pouvoir équilibrer son budget. Enfin, les quatre

⁴ GCCSI, The global status of CCS, 2012

autres projets européens soutenus dans le cadre du Programme Énergétique Européen pour la Relance (PEER) demeurent dans des positions délicates. Quant au NER300, l'autre fonds européen de soutien aux projets démonstrateurs de taille industrielle, le premier appel à projets qui a été clôturé en décembre 2012 n'a pas donné les résultats à la hauteur des attentes puisque aucun des 13 projets candidats, dont le projet français ULCOS-BF⁵, n'a été en mesure de confirmer sa candidature à l'issue du processus de sélection.

Ces difficultés s'expliquent notamment par un contexte économique morose et par la faible valeur de la tonne de CO₂ qui continue de faire peser de fortes incertitudes sur la viabilité économique de projets de CSC. L'évolution du prix de la tonne de CO₂, visualisée ci-dessous, illustre parfaitement bien les difficultés actuelles. En avril 2013, le vote négatif du Parlement Européen sur la proposition de backloading de la Commission Européenne a fait s'effondrer le prix de la tonne de CO₂ pour atteindre son niveau historique le plus bas, en-dessous de 3€/tonne.

Évolution du prix de la tonne de CO₂ depuis août 2008



Source : Thomson Reuters

Dans ce contexte, la perspective de développer à l'horizon 2015, une douzaine de démonstrateurs de taille industrielle en Europe appartient désormais au passé. La perspective d'un déploiement commercial dès 2020 continue de s'éloigner.

⁵ Le projet ULCOS-BF nécessite une phase complémentaire de recherche. L'Etat continuera à soutenir et à accompagner ce projet dont l'objectif reste de réaliser un démonstrateur industriel.

...et la recherche d'un second souffle pourrait passer par la concentration des efforts sur l'aboutissement de 1 à 2 démonstrateurs industriels, la relance de projets pilotes sur les différentes briques technologiques, et plus largement par la révision des modalités de soutien de cette filière

Après une année 2011 mouvementée, la filière du CSC a ainsi traversé une année 2012 qui n'aura pas tenu ses promesses. Une nouvelle période s'ouvre qui devrait donner lieu à des initiatives de relance, si la volonté politique est bien au rendez-vous.

L'objectif de déploiement révisé table aujourd'hui sur l'aboutissement de 1 à 2 démonstrateurs de taille industrielle. Plus que jamais, une coopération renforcée entre les Etats Membres qui s'inscrivent en soutien à cette technologie, semble être de rigueur pour faire émerger en Europe ces premiers démonstrateurs industriels sur lesquels pourra s'appuyer la feuille de route énergétique et climatique européenne.

Cette nouvelle perspective suscite également un regain d'intérêt pour les pilotes industriels, de taille plus modeste, qu'ils intègrent ou non toute la chaîne du captage au stockage. Ces pilotes, moins coûteux peuvent permettre de tirer certains enseignements techniques, sociaux et réglementaires utiles, en l'absence de démonstrateurs industriels.

Au-delà de ces considérations ciblées sur le déploiement de projets de démonstration à différentes échelles, et comme soulevé dans l'Édition 2011 du présent rapport, la question fondamentale de la révision des modalités de soutien de cette filière du CSC se pose de plus en plus fortement, alors qu'elles sont aujourd'hui basées uniquement sur l'ETS. Consciente du besoin de trouver de nouveaux leviers réglementaires et financiers, la Commission Européenne vient de diffuser une communication sur ce sujet en mars 2013 (voir encadré).

Communication consultative de la Commission Européenne sur l'avenir du captage et du stockage du carbone en Europe (mars 2013)

Cette communication détaille et reconferme l'intérêt que présente le CSC pour la réduction des émissions de CO₂ dans l'Union Européenne, dresse un état des lieux des difficultés rencontrées et examine certaines des solutions possibles pour encourager la démonstration en temps utile et le déploiement rapide du CSC en

Europe, ainsi que pour renforcer les arguments économiques à long terme en faveur de cette technologie. Les parties prenantes sont invitées à se prononcer sur le cadre (y compris réglementaire) qu'ils jugeraient le plus propice à la démonstration et au déploiement immédiat du CSC. La question d'une réforme de l'ETS et de l'opportunité de la mise en place de mécanismes additionnels et/ou complémentaires est posée

En France, les activités se poursuivent

En cas de déploiement réussi, la filière du CSC pourrait sensiblement contribuer à réduire les émissions de CO₂ des bassins industriels du territoire national, tout en confortant les capacités d'exportation de nos industriels compétents. Dans une première approche, et suivant l'inventaire des installations françaises actuellement soumises à l'ETS, en 2011 environ 50 installations se situent au-dessus d'un seuil de 500 kT CO₂/an pour un total d'émissions de CO₂ avoisinant 70 millions de tonnes, soit environ 20% des émissions de CO₂ en France liées aux activités humaines. Les installations en question concernent notamment les secteurs de la sidérurgie, de la production d'électricité fossile, du raffinage et de l'industrie chimique.

La directive 2009/31/CE qui fixe un cadre pour le stockage géologique sûr et permanent du CO₂ a été transposée. Par ailleurs, la loi Grenelle 1 prévoit que tout projet de nouvelle centrale à charbon devra intégrer un programme de démonstration de CSC. L'ensemble de ces dispositions est aujourd'hui inscrit dans le code de l'environnement. Il s'agit néanmoins d'une première étape, et des réflexions seront à mener, en amont du déploiement des grands projets à échelle commerciale, pour apporter des précisions sur certains sujets tels que celui du montant des garanties financières associées à l'exploitation d'un site de stockage..

Les acteurs publics et privés poursuivent l'effort national de recherche et de démonstration du CSC, de nouveaux projets voient le jour dans le cadre des Investissements d'Avenir (voir « R&D et innovation » plus loin). A ce jour, la France accueille plusieurs projets de démonstration, dont le pilote intégré de TOTAL à Lacq/Rousse (voir encadré) et par ailleurs le projet de captage de CO₂ d'EDF et ALSTOM sur la centrale de charbon du Havre dont l'inauguration est prévue en juin 2013.

Le projet intégré de Total à Lacq / Rousse

Total conduit en France un projet pilote qui vise à étudier l'ensemble de la chaîne à savoir le captage, le transport et l'injection de CO₂ dans un gisement d'hydrocarbure déplété. Le CO₂ injecté est produit par une chaudière au gaz de 270 kW modifiée pour fonctionner en oxycombustion. Le CO₂ est ensuite transporté sur une distance de 29 km jusqu'au point d'injection. Depuis le début des opérations, un peu plus de 50 000 tonnes de CO₂ y ont été injectées. Alors que les tests d'injection viennent de se terminer en mars 2013, l'exploitant entre à présent dans une phase de surveillance de 3 ans au terme de laquelle il devra démontrer que le CO₂ injecté restera confiné de manière sûre et permanente dans la formation géologique dans laquelle il a été injecté.

Acteurs publics et privés poursuivent leurs implications dans les coopérations internationales en matière de CSC. L'année 2012 avait été marquée par la mise en place d'un comité technique ISO dédié au CSC (ISO/TC 265) afin d'engager les travaux internationaux de normalisation. Sujet stratégique pour la filière émergente du CSC, les acteurs français s'impliquent dans ces travaux et partagent avec la Chine de rôle de leader sur deux des cinq thèmes de travail à savoir ceux de la « quantification et vérification » et des « sujets transverses ». Ces travaux de normalisation vont contribuer à l'encadrement technique des activités du CSC.

R & D et innovation

Dans un contexte général difficile pour le CSC, la filière française poursuit dans la mesure du possible ses efforts de R & D sur l'ensemble de la chaîne de valeur, y compris dans le cadre des Investissements d'Avenir

L'effort national de R & D a pour objectif le développement de compétences sur l'ensemble des maillons de la chaîne de valeur du CSC, afin d'asseoir le déploiement de la filière sur une base solide et diversifiée. La valorisation du CO₂ est également considérée, en complément au stockage géologique.

Les technologies associées à la filière CSC continuent d'être soutenues par l'ANR. A titre d'exemple, dans le cadre de l'édition 2012 du programme « Systèmes énergétiques efficaces et décarbonés » (SEED) un soutien a été décidé au projet « CO₂-Dissolved » investiguant les

synergies entre stockage géologique et utilisation géothermique des ressources du sous-sol.

Dans le cadre des Investissements d'Avenir, l'IEED « Géodénergies », labellisé en mars 2012, est en cours de contractualisation.

Au-delà du marché domestique, les acteurs s'impliquent dans de nombreux projets européens ou internationaux, tels que « Octavius » sur le captage en post-combustion, « SiteChar » sur les conditions techniques, économiques et sociales du stockage de CO₂ (projets européens coordonnés par IFPEN, co-financé dans le cadre du 7^{ème} PCRD) ou « Ultimate CO2 » dédié à la compréhension du devenir à long terme du CO₂ stocké (projet européen coordonné par le BRGM, également co-financé dans le cadre du 7^{ème} PCRD).

- Christian OESER ; Lionel PERRETTE.

27 – Le véhicule décarboné et son écosystème

Le déploiement des véhicules électriques et hybrides s'accélère

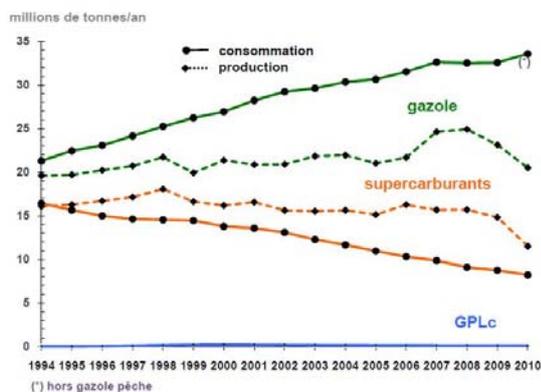
Technologies matures, changement de comportement des consommateurs, implication forte des acteurs et soutien politique important permettent de faire émerger une filière qui contribuera à la réduction des émissions de gaz à effet de serre, à la réduction de la dépendance énergétique au pétrole du secteur des transports et à l'amélioration de la qualité de l'air en milieu urbain. La filière véhicules décarbonés constitue en outre un enjeu industriel majeur pour la filière automobile.

Des véhicules de plus en plus performants

Les différentes technologies ont progressé, rendant les véhicules plus respectueux de l'environnement

Différentes technologies cohabitent (motorisation essence, diesel, GPL...) comme le montre le graphique ci-dessous.

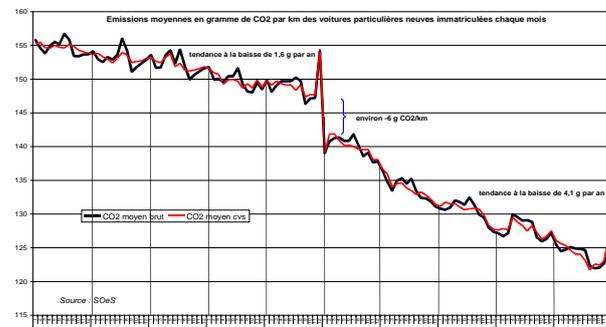
Production et consommation de carburants en France (SP98, SP95, gazole, GPLc)



Source UFIP

Les progrès réalisés dans la filière automobile, couplés à l'efficacité du dispositif de bonus malus mis en place fin 2007, ont permis de réduire significativement la moyenne des émissions de CO₂ de véhicules neufs en France (de 149 g de CO₂/km en moyenne en 2007 à 124,2 g en moyenne en 2012). Les émissions moyennes de CO₂ des voitures particulières neuves ont chuté de 6 g instantanément à la mise en place du bonus malus, et la tendance depuis est une baisse annuelle de l'ordre de 4,1 g (contre 1,6 g auparavant).

Émissions moyennes en grammes de CO₂/Km des voitures particulières neuves immatriculées (2003-début 2013)



Source SOES

Afin d'accélérer le déploiement de véhicules toujours plus respectueux de l'environnement, le dispositif de bonus-malus a été renforcé dans le cadre du plan automobile présenté le 25 juillet 2012 : à compter du 1er août 2012, l'aide à l'achat des véhicules hybrides est passée de 2 000 euros à 10% du coût d'acquisition toutes taxes comprises du véhicule (avec un minimum de 2 000 euros et un maximum de 4 000 euros), celle des véhicules électriques de 20% à 30% du coût d'acquisition toutes taxes comprises du véhicule, augmenté s'il y a lieu du coût des batteries si celles-ci sont prises en location, dans la limite de 7 000 euros (5 000 euros auparavant).

L'offre de véhicules électriques à batterie se développe et les ventes augmentent progressivement

Dans un marché automobile français à la baisse, les ventes de véhicules électriques à batterie ont plus que doublé en 2012, aussi bien en véhicules particuliers que véhicules utilitaires, avec respectivement 5663 et 3651 immatriculations (contre 2630 et 1683 en 2011). Parmi les véhicules marquants de 2012, nous pouvons citer la Bolloré Bluecar utilisée notamment dans le cadre d'Autolib' à Paris ou le quadricycle Renault Twizy (2080 immatriculations en France en 2012, non comprises dans les chiffres concernant les véhicules particuliers).

Cette progression, supportée notamment par le lancement de la Renault Zoé, continue début 2013 : 3523 véhicules électriques ont été vendus sur les trois premiers mois de l'année, contre 1728 sur la même période en 2012.

Les commandes groupées de véhicules décarbonés se développent.

L'UGAP et La Poste ont lancé une opération de commande groupée visant à constituer une puissance d'achat suffisamment importante pour obtenir des fournisseurs des véhicules un coût total de possession inférieur ou égal à celui des véhicules thermiques équivalents (aide de l'État déduite). Vingt entités ont rejoint cette démarche. L'appel d'offre comporte 3 lots : 15 637 véhicules utilitaires légers (remporté par Renault avec la Kangoo ZE), 3 074 véhicules compacts deux places (remporté par PSA avec la Peugeot Ion), et 2600 véhicules particuliers de quatre ou cinq places (remporté par Renault avec les Zoe et Fluence et par MIA Electric). Les véhicules seront livrés sur les trois prochaines années.

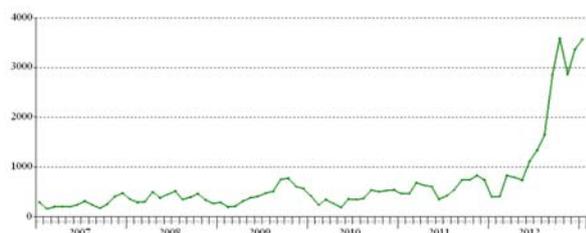
Le ministre du Redressement Productif a annoncé en juillet 2012 que 25% des véhicules achetés par l'État seront électriques et hybrides.

L'offre de véhicules hybrides ne cesse de se développer

Le véhicule hybride possède deux moteurs : l'un fonctionne avec du carburant (moteur thermique), l'autre est électrique. Les batteries permettent d'alimenter en énergie le moteur électrique et ainsi de suppléer, à la demande, au moteur thermique, permettant des gains de consommation non négligeables.

Ce marché (27 730 véhicules en 2012, soit une augmentation de 107% par rapport à l'année précédente) représente environ 1,5% des ventes et est largement dominé par Toyota-Lexus (Yaris, Prius, Auris, CT 200h, RX 450h et LS 600h), et PSA Peugeot Citroën (Peugeot 3008, 508 / 508 RXH et Citroën DS5), les deux groupes se partageant 55% et 35% du marché respectivement.

Evolution des ventes de voitures particulières hybrides bonussées (de 2007 à début 2013)



Source SOES

L'arrivée des véhicules hybrides rechargeables

Le véhicule hybride rechargeable est un véhicule hybride équipé d'une batterie rechargeable au travers d'une borne de recharge électrique dans

les lieux privés (garages ou parkings en entreprises) ou sur les lieux publics (parkings en voirie, stations services, centres commerciaux). Cette technologie permet donc de limiter les émissions polluantes des véhicules, notamment en milieu urbain où le moteur électrique peut assurer la majorité des déplacements, tout en disposant d'une autonomie importante, grâce au moteur thermique pour les grandes distances. L'offre sur ce type de véhicules est apparue fin 2011 et quelques modèles, encore onéreux en comparaison avec des véhicules hybrides classiques ou même électriques, ont vu le jour (Chevrolet Volt / Opel Ampera, Toyota Prius Plug-In Hybrid, Volvo V60 Plug-in Hybrid).

Une infrastructure de recharge pour véhicules électriques

Objectifs

Pour atteindre l'objectif de 2 millions de véhicules électriques et hybrides rechargeables en circulation en 2020, il est nécessaire de développer un réseau de points de recharge accessibles au public qui « rassure » les utilisateurs. Le développement de points de recharge privés doit également être facilité.

Treize agglomérations pilotes (14 avec Monaco) se sont engagées en avril 2010 à déployer des infrastructures de recharge accessibles au public : Bordeaux, Grenoble, Rennes, Nice, Angoulême, Aix-en-Provence, Orléans, Paris, Rouen, Strasbourg, le Havre, la Rochelle et le Grand Nancy. Par ailleurs, les villes labellisées « ÉcoCités » peuvent également être soutenues, mais doivent, quant à elles, candidater auprès de la Caisse des Dépôts et Consignations, au titre du programme « Ville de demain ».

Le Gouvernement a annoncé, le 3 octobre 2012, le lancement d'une mission ayant pour but d'accélérer le déploiement de l'infrastructure de recharge. Cette mission, confiée à M. Hirtzman, s'inscrit dans le cadre du plan automobile. Les projets de déploiement à grande échelle de bornes de recharge des groupements de communes de plus de 200 000 habitants, ou ceux portés par une région sont dorénavant éligibles aux fonds du Programme des Investissements d'Avenir.

Accompagnement financier de l'État

Dans le cadre des Investissements d'Avenir, l'État a confié à l'ADEME le rôle d'opérateur du programme « véhicule du futur » doté de 750 millions d'euros pour la filière automobile. Au travers ce programme, l'État accompagne les collectivités pilotes s'engageant dans le déploiement des infrastructures de recharge pour véhicules hybrides ou électriques rechargeables.

Un budget total de 50 millions d'euros est alloué aux opérations soutenues dans le cadre de ces deux programmes, sous forme de subvention :

- taux de soutien de 50% du coût d'investissement (matériel, génie civil, ingénierie et raccordement au réseau...) dans le cas des infrastructures de charge installées sur la voie publique, hors concession, en alimentation normale (3KVA) ou accélérée (22KVA),
- taux de soutien de 30% du coût d'investissement dans le cas des infrastructures de charge rapide (43KVA) installées sur la voie publique ou dans des stations services ouvertes au public.

L'Appel à Manifestation d'Intérêt (AMI) est ouvert jusqu'au 16 décembre 2013.

Un nouvel AMI a été lancé en janvier 2013 en vue d'élargir le soutien financier aux collectivités locales qui s'engagent dans le déploiement des infrastructures de recharge pour véhicules électriques ou hybrides rechargeables.

Parkings et constructions d'immeubles

La loi Grenelle 2 prévoit l'obligation de l'intégration de prises de recharge dans les parkings des constructions d'immeubles (bureaux et habitations). A compter de 2015, la création de prises sera également rendue obligatoire dans les parkings des immeubles de bureaux déjà existants et des copropriétés. Ces dispositions figurent dans le décret n°2011-873 du 25 juillet 2011 relatif aux installations dédiées à la recharge des véhicules électriques et hybrides rechargeables. L'arrêté correspondant, s'appliquant aux permis de construire déposés à partir du 1^{er} juillet 2012, impose l'équipement des bâtiments neufs en gaines techniques, câblages et dispositifs de sécurité nécessaires à l'alimentation d'une prise de recharge.

Des enjeux de sécurité

Les risques spécifiques sont méthodiquement identifiés et traités

La création de la filière véhicules électriques et hybrides rechargeables, devant s'affranchir des dangers éventuels sur l'ensemble du cycle de vie, la Direction générale de la prévention des risques (DGPR) et la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), en liaison avec le ministère de l'Intérieur, ont mandaté l'INERIS (Institut National de l'Environnement Industriel et des Risques) et l'UTAC (Union Technique de l'Automobile, du motocycle et du Cycle) afin que soient identifiées

toutes les sources de risques potentiels pour lesquelles des solutions garantissant une bonne sécurité sont ou devront être mises en place, notamment en matière de réglementation, de certification ou d'homologation. Les problématiques prioritaires identifiées ont été les risques associés à la charge chez les particuliers, les risques associés à des incidents en milieu confiné, et les modalités d'intervention en sécurité des services de secours. Des essais d'incendies sur batteries et véhicules complets ont été réalisés (émanation de gaz toxiques, flux de chaleur, cinétique de combustion...) afin d'affiner une première série de recommandations formulées publiquement le 20 juin 2011. Un point d'étape a été réalisé le 22 décembre 2011 entre l'administration et les acteurs industriels concernés. L'ensemble de ces travaux ont permis de proposer des mesures adaptées qui permettent de garantir un niveau de sécurité optimal, présentées publiquement le 21 mars 2012 à la presse spécialisée et aux acteurs concernés.

Le cahier des charges relatif à l'installation d'infrastructures de charge pour les véhicules électriques ou véhicules hybrides rechargeables dans les parcs de stationnement couverts recevant du public ou intégrés à un immeuble de grande hauteur a reçu un avis favorable de la commission centrale de sécurité le 2 février 2012.

La réglementation évolue

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.

De nombreux amendements ou règlements ont été adoptés par la Commission européenne ou dans le cadre du Forum Mondial pour l'harmonisation des réglementations sur les véhicules pour tenir compte des spécificités des véhicules électriques et hybrides rechargeables : sécurité en utilisation, choc frontal, choc latéral, freinage récupérateur... Les travaux se poursuivent au niveau communautaire voire international sur les sujets batteries, compatibilité électromagnétique, niveau sonore...

- Willy BREDA, Vincent PANETIER.

28 – Les prix des produits pétroliers

Des prix à la consommation en hausse, qui ont suivi l'évolution des cotations internationales en euro

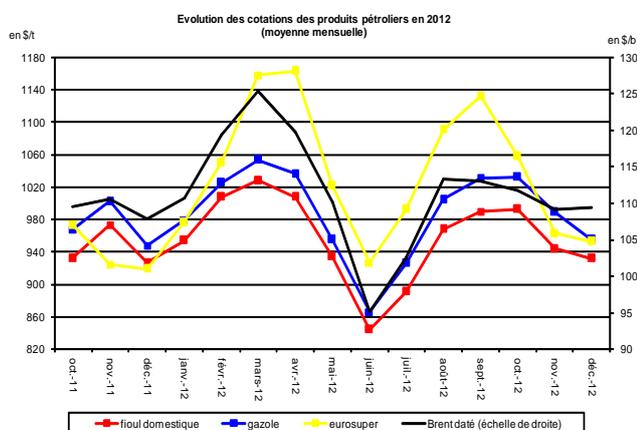
Les cotations internationales des produits raffinés en \$/t ont légèrement augmenté en 2012. Les cotations en €/t ont connu une hausse plus importante.

Les prix à la consommation des carburants et du fioul domestique en France ont suivi la tendance haussière des cotations internationales en euro.

La baisse des prix des carburants à partir de septembre résulte du triple effet de la baisse des cotations internationales, de la réduction temporaire de 3 c€/l de la TICPE dans le cadre du plan d'action du Gouvernement et de l'effort complémentaire fait par les distributeurs.

A Rotterdam, les cotations des produits pétroliers raffinés ont légèrement augmenté

En moyenne annuelle (calculée à partir des jours ouvrés), les cotations se sont élevées à 1 041 \$/t pour l'eurosuper (+ 5%), à 989 \$/t pour le gazole (+ 2,8%) et à 959 \$/t pour le fioul domestique (+ 2,4%).



Source : DGEC-Reuters

Les cotations ont connu quatre phases :

Au cours de la première phase, de janvier à avril, les cotations ont atteint leurs plus hauts annuels. Elles sont passées de 977 \$/t à 1 164 \$/t (+19%) pour l'eurosuper, de 979 \$/t à 1 036 \$/t (+ 5,8%) pour le gazole et de 954 \$/t à 1 008 \$/t pour le fioul domestique (+6%).

La hausse des cotations s'explique notamment par les tensions internationales sur le cours du brut, l'impact de la vague de froid en Europe début février sur les distillats moyens, les

tensions (en partie saisonnières) sur les essences du fait de craintes sur l'offre de produits (annonces de fermeture de raffineries sur le bassin atlantique, arrêts pour maintenance de plusieurs installations), et l'anticipation de la demande estivale.

Au cours de la deuxième phase, de mai à juin, les cotations ont connu une baisse, concomitante avec celle du cours du brut, dans un contexte de regain d'inquiétudes sur la situation économique en zone euro de nature à peser sur la demande de produits pétroliers.

Les cotations sont passées de 1 164 \$/t à 927 \$/t (- 20%) pour l'eurosuper, de 1 036 \$/t à 866 \$/t (- 16%) pour le gazole et de 1 008 \$/t à 844 \$/t (-16%) pour le fioul domestique.

Au cours de la troisième phase, de juillet à septembre, les cotations ont connu une nouvelle hausse. Elles sont passées de 927 \$/t à 1 132 \$/t (+ 22%) pour l'eurosuper, de 866 \$/t à 1 030 \$/t (+19%) pour le gazole et de 844 \$/t à 990 \$/t (+ 17%) pour le fioul domestique.

Les essences, en particulier, ont fait l'objet de tensions, le marché ayant exprimé, à nouveau, des craintes sur l'offre de produits du fait notamment de la situation (maintenance / fermeture) dans le raffinage, dans une période où la demande est la plus élevée de l'année.

Au cours de la quatrième phase, d'octobre à décembre, les cotations ont été orientées à la baisse, suivant la tendance du cours du brut, puis se sont stabilisées à des niveaux relativement élevés en fin d'année. Les cotations sont passées de 1 132 \$/t à 953 \$/t (- 16%) pour l'eurosuper, de 1 030 \$/t à 955 \$/t (-7%) pour le gazole et de 990 \$/t à 932 \$/t (-6%) pour le fioul domestique.

A partir de la fin août, la baisse des cotations en euro a été accentuée du fait d'une évolution plus favorable de l'euro par rapport à la monnaie américaine.

Les marges de raffinage ont rebondi fortement

La marge brute moyenne de raffinage sur Brent (différence entre la valorisation des produits raffinés et le cours du pétrole brut) s'est élevée à 34 €/t contre 14 €/t en 2011. Ce

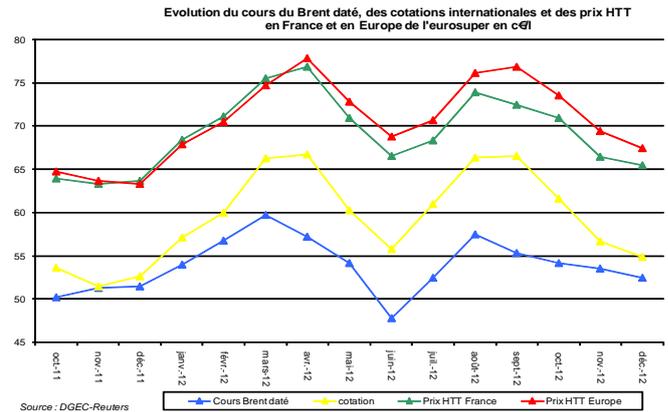
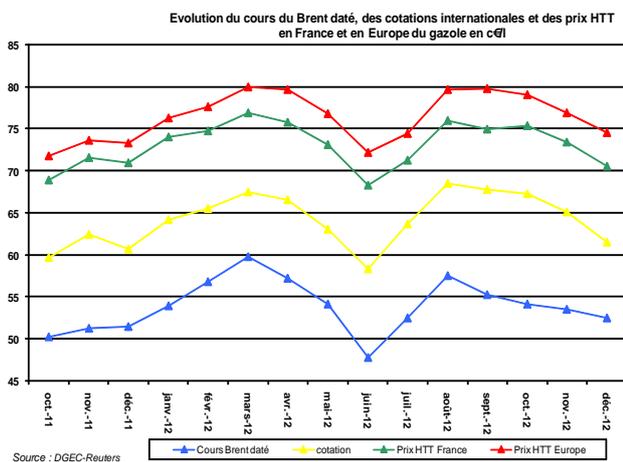
niveau est proche de celui d'avant la crise de 2008.

Cette évolution est due en partie au nombre significatif de raffineries sur le bassin atlantique qui ont été soit arrêtées, pour raisons économiques ou techniques (maintenance saisonnière), soit fermées.

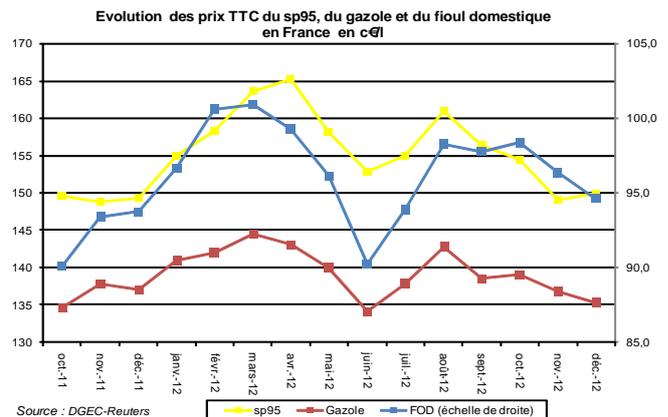
En dépit de cette amélioration, les fragilités du secteur du raffinage européen demeurent : baisse structurelle de la demande, qui entraîne des surcapacités de production ; déséquilibre croissant du mix de consommation, caractérisé par une sur-représentation du gazole, couplé à une inadaptation de l'outil industriel par rapport à la demande ; concurrence croissante des pays émergents, comme l'Inde et les pays du Golfe, qui développent des capacités de raffinage destinées à l'exportation. Dans ce contexte, la rationalisation du secteur s'est poursuivie. Depuis janvier 2013, on observe que les marges de raffinage sont en baisse sensible par rapport à leur moyenne annuelle de 2012.

Les prix à la consommation en France ont augmenté, suivant la hausse des cotations internationales en euro

Les prix à la consommation HTT du gazole, de l'eurosuper et du fioul domestique ont suivi la hausse des cotations internationales en euro.



Les prix moyens TTC des carburants et du fioul domestique en 2012 (calculés à partir des prix hebdomadaires) ont été orientés à la hausse pour s'établir à 1,56 €/l pour le sp 95 (+ 6,6 c€/l ; + 4,4%), 1,39 €/l pour le gazole (+ 6 c€/l ; + 4,5%) et 0,97 €/l pour le fioul domestique (+ 8,1 c€/l ; + 9,1%). Ces chiffres moyens masquent toutefois une certaine volatilité au cours de l'année (cf. graphiques ci-dessous).



Afin de limiter l'impact de la hausse des prix des carburants pour le consommateur, observée pendant l'été, le Gouvernement a décidé une baisse de 3 c€/l la TICPE (Taxe Intérieure de Consommation sur les Produits Energétiques) sur le gazole et les essences, du 29 août au 28 novembre 2012. Cette mesure, accompagnée d'un effort équivalent, sur une base volontaire, des distributeurs de carburants, a permis de faire baisser les prix à la pompe jusqu'à 6 c€/l en moyenne fin août 2012. Depuis le 11 janvier 2013, les prix des carburants tiennent compte du retour au taux normal de la TICPE.

Du fait notamment de la hausse annuelle des prix à la pompe, le budget « carburant » des ménages a augmenté à 1 130€ / ménage

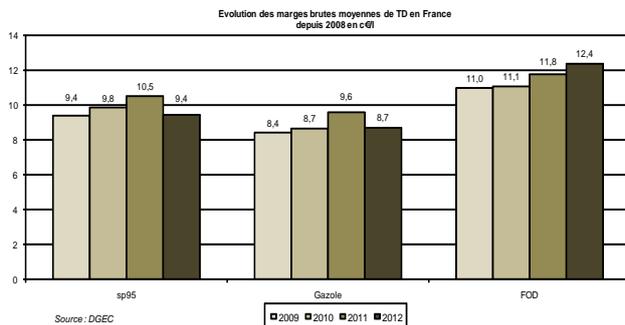
en 2012 contre 1 100 € en 2011 selon le panel carburant du Commissariat Général du Développement Durable (CGDD).

Les marges brutes de transport-distribution ont connu une baisse

Les marges brutes moyennes de transport et distribution (qui couvrent les coûts de transport et distribution, ainsi que, la marge commerciale) ont évolué entre 9 c€/l et 12 c€/l.

Par rapport à 2011, on constate une baisse des marges sur les carburants, pouvant s'expliquer pour partie par l'effort consenti par les distributeurs pour accompagner la baisse temporaire de 3 c€/l de la TICPE. Les marges restent inférieures à celles constatées en moyenne dans l'Union européenne.

Les marges brutes sur le fioul domestique ont, quant à elles, légèrement progressé. Elles sont traditionnellement plus élevées du fait des caractéristiques du circuit de distribution du fioul jusqu'au consommateur final.



Evolution des marges brutes moyennes de T/D dans l'Union européenne			
En c€/l	Eurosuper (SP95)	Gazole	FOD
2009	10,1	11,2	9,9
2010	10,7	11,1	9,7
2011	10,7	12,2	10,5
2012	11,0	11,8	10,3

Source : DGEC ; Bulletin Pétrolier de la Commission européenne

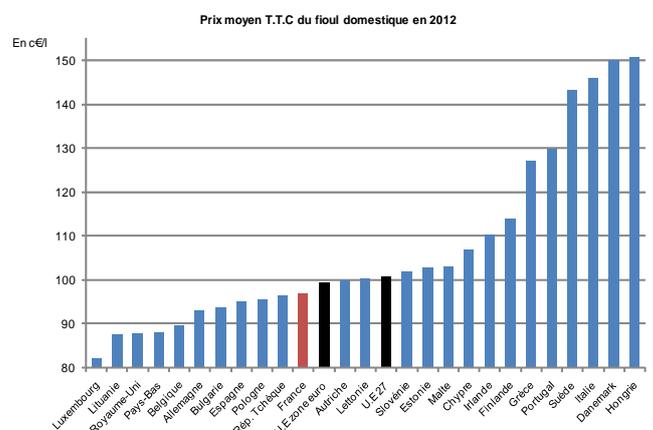
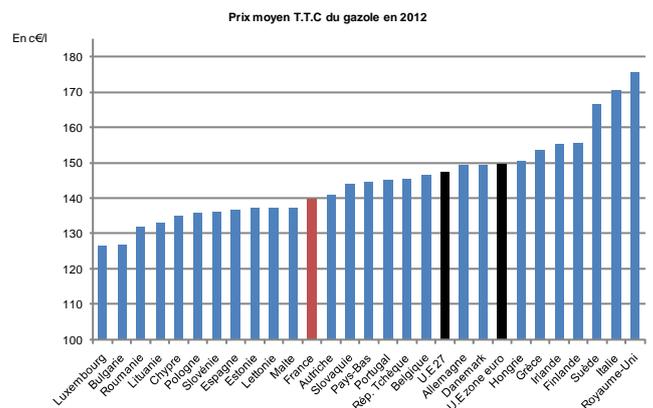
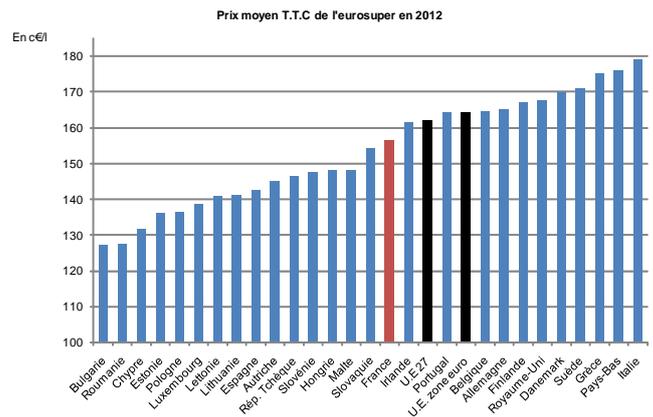
Le marché français reste parmi les plus compétitifs au niveau européen

Les prix moyens TTC des carburants en France ont été sensiblement inférieurs aux prix européens pour le gazole et le sp95, de l'ordre de 10 c€/l et de 6 c€/l. Hors fiscalité, les prix moyens français du gazole et du sp95 ont été inférieurs aux moyennes européennes, de l'ordre de 4 c€/l et de 2 c€/l.

Le prix moyen TTC du fioul domestique en France est inférieur au prix européen, de

l'ordre de 4 c€/l. Hors fiscalité, il se situe, en revanche, à un niveau supérieur (+ 1,7 c€/l).

Concernant les pays voisins de la France, c'est en Allemagne, Belgique, Italie et Royaume-Uni que les prix des carburants à la pompe ont été les plus élevés pour le consommateur. En revanche, les prix ont été les plus bas en Espagne et au Luxembourg du fait d'une fiscalité moindre. Le prix moyen au détail du fioul domestique a été moins élevé en Allemagne, Belgique, Espagne, Luxembourg et Royaume-Uni.



Sources : DGEC ; Bulletin Pétrolier de la Commission européenne

- Sabine GUICHAOUA ; Bruno MIRAVAL.

Le rapport de la mission IGF / CGEJET sur les prix, les marges et la consommation des carburants

En août 2012, dans un contexte de prix à la pompe élevés, le Gouvernement a missionné l'Inspection Générale des Finances (IGF) et le Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies de l'information (CGEJET) pour préparer un rapport sur les prix à la consommation des carburants et sur l'évolution des marges dans la filière pétrolière. Ce rapport a été rendu public fin novembre 2012. Il rappelle que la détermination des prix à la pompe des carburants résulte essentiellement de facteurs extérieurs à la France tels que les cours du pétrole brut et la parité de l'euro par rapport au dollar (l'importation de produits pétroliers par les opérateurs économiques se faisant en monnaie américaine).

Il confirme que les marges de raffinage, de transport-distribution n'ont pas connu d'évolution anormale au cours de ces dernières années. Il souligne que le marché de la distribution des carburants est très concurrentiel et que les marges nettes des distributeurs sont faibles, de l'ordre de 0,2 c€/l à 2 c€/l selon les enseignes. Les principales propositions de la mission sont les suivantes :

- évaluer l'impact des mesures environnementales sur la compétitivité de l'outil de raffinage,
- autoriser la fongibilité des objectifs d'incorporation des biocarburants entre les filières bioéthanol et biodiésel, et revoir le plafonnement du double comptage du biodiésel,
- maîtriser le coût des certificats d'économie d'énergie (CEE) en renforçant la transparence du marché des certificats et limiter les obligations des distributeurs pour la troisième période,
- réorienter les aides du Comité Professionnel de la Distribution des Carburants (CPDC) en faveur des stations-service indépendantes, en reculant l'échéance de mise aux normes de certaines stations-service en matière de cuve double enveloppe,
- réaliser une enquête sur les tarifs des sociétés gestionnaires de pipelines,
- revoir les cahiers des charges des stations-service d'autoroutes en vue d'alléger les contraintes qui pèsent sur les exploitants,
- rendre obligatoire la déclaration des prix à la pompe pour toutes les stations-service et tous les carburants sur le site internet du Gouvernement « prix des carburants », et revoir les modalités de tarification des licences relatives à ce site.

La plupart des recommandations de la mission font actuellement l'objet de travaux, afin d'examiner les conditions de leur mise en œuvre.

Prix de vente moyens des carburants et des combustibles en France en 2012

Prix de vente HTT des produits (moyennes mensuelles)													
Produits	unité	Jan.	Fev.	Mars	Avr.	Mai	Juin	Jui.	Août	Sep.	Oct.	Nov.	Déc.
Supercarburant sans plomb 98	c€/l	72	74	79	81	76	71	73	78	77	76	71	70
Supercarburant sans plomb 95	c€/l	68	71	76	77	71	67	68	74	72	71	66	65
Gazole	c€/l	74	75	77	76	73	68	71	76	75	75	73	71
GPL carburant	c€/l	66	67	69	70	70	69	68	67	67	66	67	68
Fioul domestique (tarif consommateur)	c€/l	75	78	79	77	75	70	73	76	76	77	75	73
Fioul domestique (tarif revendeur)	c€/l	73	75	76	74	72	67	71	74	74	74	72	71
Fioul lourd TBTS	€/t	585	605	631	626	589	536	573	618	607	561	539	518

Source : DGEC

Prix de vente TTC des produits (HTVA pour les fiouls lourds) (moyennes mensuelles)													
Produits	unité	Jan.	Fev.	Mars	Avr.	Mai	Juin	Jui.	Août	Sep.	Oct.	Nov.	Déc.
Supercarburant sans plomb 98	c€/l	159	162	168	170	164	159	161	166	162	160	155	155
Supercarburant sans plomb 95	c€/l	155	158	164	165	158	153	155	161	156	155	149	150
Gazole	c€/l	141	142	145	143	140	134	138	143	139	139	137	135
GPL carburant	c€/l	86	87	90	91	90	90	88	87	87	87	88	88
Fioul domestique (tarif consommateur)	c€/l	97	101	101	99	96	90	94	98	98	98	96	95
Fioul domestique (tarif revendeur)	c€/l	94	97	98	96	93	87	91	96	95	95	93	91
Fioul lourd TBTS	€/t	604	623	649	645	607	555	591	636	625	579	557	537

Source : DGEC

Prix de vente moyens des carburants et des combustibles dans l'Union Européenne (27) en 2012

Prix de vente HTT des produits (moyennes mensuelles)													
Produits	unité	Jan.	Fev.	Mars	Avr.	Mai	Juin	Jui.	Août	Sep.	Oct.	Nov.	Déc.
Supercarburant sans plomb 95	c€/l	68	70	75	78	73	69	71	76	77	74	69	67
Gazole	c€/l	76	78	80	80	77	72	74	80	80	79	77	75
Fioul domestique (tarif consommateur)	c€/l	73	75	76	75	73	69	71	76	75	76	74	71
Fioul lourd <=1% (TBTS)	€/t	603	620	651	652	623	580	591	633	632	601	575	557

Source : Bulletin Pétrolier de la Commission européenne

Prix de vente TTC des produits (HTVA pour le fioul lourd) (moyennes mensuelles)													
Produits	unité	Jan.	Fev.	Mars	Avr.	Mai	Juin	Jui.	Août	Sep.	Oct.	Nov.	Déc.
Supercarburant sans plomb 95	c€/l	156	159	165	168	163	158	161	168	168	164	159	157
Gazole	c€/l	147	149	152	152	149	143	146	153	153	152	149	147
Fioul domestique (tarif consommateur)	c€/l	98	101	102	100	100	95	99	104	104	104	102	99
Fioul lourd <=1% (TBTS)	€/t	672	698	727	725	699	656	674	714	711	680	654	635

Source : Bulletin Pétrolier de la Commission européenne

La moyenne des prix est la moyenne arithmétique des semaines de l'année

29 – Les prix du gaz

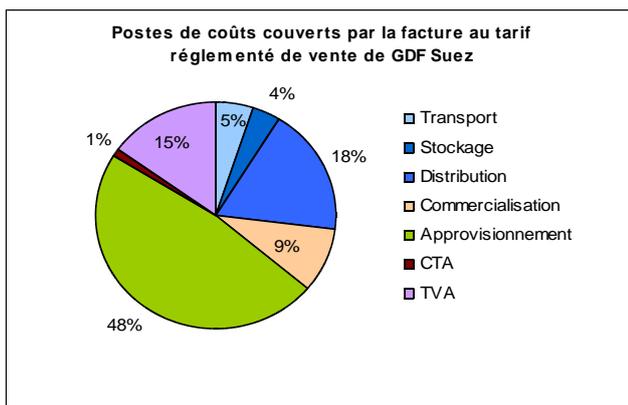
Des prix désormais davantage indexés sur les marchés de gros du gaz en Europe. Une réforme des modalités de fixation des tarifs réglementés de vente du gaz a été engagée pour garantir plus de transparence et de prévisibilité

Les consommateurs finals peuvent s'approvisionner en gaz dans le cadre d'offres à tarif réglementé, proposées par les fournisseurs historiques, ou d'offres de marché, librement définies par chaque fournisseur. Les évolutions du prix du gaz pour les consommateurs finals continuent de dépendre principalement de celles des prix du pétrole mais aussi pour une part croissante des prix des marchés de gros du gaz en Europe.

Une réforme des modalités de fixation des tarifs réglementés, visant à accroître la transparence du dispositif, et à refléter fidèlement les coûts, a été engagée en décembre 2012.

La structure du prix du gaz

Les prix du gaz pour le consommateur final sont aujourd'hui constitués à hauteur de 50% environ par les coûts d'approvisionnement, 25% par les coûts d'infrastructure (transport, stockage, distribution), 10% par les coûts de commercialisation et 15% de taxes et contributions. Ces pourcentages peuvent varier légèrement selon les offres tarifaires. Le diagramme ci-dessous présente la répartition des coûts pour les offres au tarif réglementé de GDF SUEZ :



Les coûts d'approvisionnement sont détaillés au point suivant.

Les coûts d'infrastructure incluent principalement les coûts d'utilisation des réseaux, qui sont fixés par la Commission de régulation de l'énergie afin de couvrir les coûts des gestionnaires de réseaux.

La part fiscalité comprend les taxes et contributions suivantes :

- la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN), qui s'applique lorsque le

gaz naturel est employé comme combustible. Elle est collectée par les fournisseurs de gaz naturel. La loi prévoit plusieurs exonérations, notamment dans le cas de la consommation par les particuliers, y compris dans les logements collectifs. Le taux de taxation est de 1,19 €/MWh ;

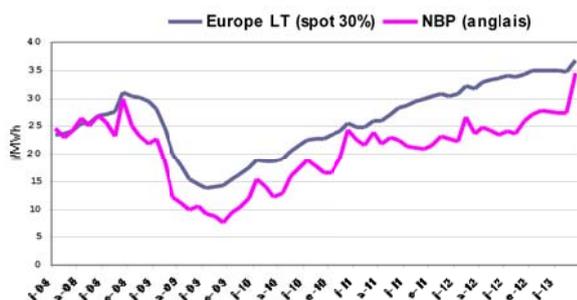
- la contribution au tarif spécial de solidarité gaz (CTSS), qui permet de financer le tarif spécial de solidarité (TSS). Elle est versée par les fournisseurs de gaz naturel au prorata de la quantité de gaz naturel qu'ils vendent au consommateur final. Le taux de la contribution est de 0,1 €/MWh pour l'année 2013 ;
- la contribution tarifaire d'acheminement (CTA), qui finance une partie des retraites des industries électriques et gazières. Elle représente environ 2% de la facture de gaz ;
- la TVA, dont le taux est réduit à 5,5% pour la part abonnement et au taux normal pour le reste (19,6%).

Les coûts d'approvisionnement

Les fournisseurs présents sur le territoire français importent du gaz principalement par gazoduc en particulier depuis la Norvège, les Pays-Bas, la Russie, mais aussi par méthanier sous forme de gaz naturel liquéfié - GNL - notamment depuis l'Algérie, l'Égypte ou le Qatar.

Une large part du gaz importé par la France l'est dans le cadre de contrats à long terme. Ces contrats sont indispensables en terme de sécurité d'approvisionnement, alors que la France importe la quasi-totalité de son gaz naturel. Ils sont indexés pour partie sur des paniers de produits pétroliers, historiquement parce que ces produits étaient les principaux concurrents du gaz naturel, et désormais pour une part croissante sur les prix du gaz sur les marchés européens au jour le jour (« spot »). Ils intègrent des mécanismes de lissage qui protègent les consommateurs de la volatilité des prix.

Parallèlement à ces contrats à long terme, existent des marchés de court terme dits « spot » qui apportent une certaine flexibilité dans l'approvisionnement gazier et servent aujourd'hui essentiellement de marché d'ajustement. Ils connaissent une décorrélation avec les prix à long terme. Les prix « spot » ont été conjoncturellement plus faibles depuis 2009 que les prix indexés pétrole (cf. graphique ci-dessous).



Sources : Platts, BMWI, DGEC ; NBP : marché spot anglais ; Europe LT : prix des contrats long terme avec un mode d'indexation représentatif des contrats actuels (30% spot).

Depuis 2009, la plupart des entreprises gazières européennes, dont GDF SUEZ, ont renégocié leurs contrats d'approvisionnement à long terme en y incluant une part d'indexation spot qui croît régulièrement.

C'est particulièrement vrai pour le principal fournisseur, GDF SUEZ, pour lequel la part d'indexation spot ne cesse de croître. Celle-ci est en effet passée de 26 à 36% des volumes et devrait augmenter encore en 2013.

Cette augmentation de la part d'indexation sur les marchés spot a vocation à se poursuivre, même si elle ne peut être que progressive :

- à mesure que les marchés spot européens se développent, les indices de prix qui y sont associés ont tendance à devenir plus robustes, même s'ils restent aujourd'hui sujets à une forte volatilité (les prix spot du gaz en Europe ont par exemple été multipliés par 3 entre mi-2009 et mi-2012) ;
- le découplage persistant entre prix indexés pétrole et prix sur les marchés spot, pousse les fournisseurs à renégocier leurs contrats et à diversifier leurs modes d'indexation ;
- toutefois, les marchés spot restent aujourd'hui relativement étroits, ils sont fortement influencés par des facteurs locaux, et volatils : leur prix n'est donc pas nécessairement représentatif de la globalité de l'équilibre entre l'offre et la demande à un moment donné.

En outre, si les prix spot européens sont aujourd'hui moins chers que les prix indexés sur les produits pétroliers, il convient de noter qu'ils restent environ 3 fois plus élevés que ceux observés sur le marché américain, dont le contexte de marché est très différent (excédent d'offre lié au développement des gaz non conventionnels).

Les fournisseurs de gaz naturel

Fin décembre 2012, il y avait 150 fournisseurs (historiques et alternatifs confondus, en comptant également les industriels qui s'approvisionnent

directement sur les marchés) autorisés à vendre du gaz à des clients finals en France, dont 38 à des clients résidentiels. Ces fournisseurs doivent respecter un certain nombre d'obligations de service public visant à assurer, notamment, la continuité de livraison.

Leur liste est disponible sur le site Internet du ministère : <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Liste-des-fournisseurs-autorises.html>

Les fournisseurs historiques sont au nombre de 24 : GDF SUEZ, TEGAZ et 22 entreprises locales de distribution (ELD). Ils proposent des tarifs réglementés et peuvent également proposer des offres de marché à leurs clients. Certains, comme TEGAZ ne fournissent que les clients professionnels et industriels.

Les autres fournisseurs, appelés fournisseurs alternatifs, proposent à leurs clients des offres de marché.

Les Entreprises Locales de Distribution

22 ELD, réparties sur tout le territoire français fournissent du gaz aux consommateurs finals sur leurs zones de desserte. Elles proposent chacune leurs propres tarifs réglementés en distribution publique, tenant compte de leurs propres coûts.

Localisation des ELD



Source : DGEC

Les prix du gaz pour le consommateur final

Avec l'ouverture du marché du gaz, deux types de prix aux consommateurs finals coexistent :

- les tarifs réglementés fixés par les ministres en charge de l'énergie et de l'économie, sur avis de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) ;
- les prix de marché, librement négociés entre les fournisseurs et leurs clients.

Depuis l'ouverture totale du marché du gaz le 1^{er} juillet 2007, tous les consommateurs finals peuvent passer un contrat d'achat de gaz naturel à un prix de marché avec le fournisseur de leur choix.

L'article L.445-4 du code de l'énergie permet aux consommateurs finals de moins de 30 000 kWh/an de bénéficier des tarifs réglementés de vente même après avoir opté pour une offre de marché. Les autres consommateurs finals ne peuvent bénéficier des tarifs réglementés sauf pour un site de consommation faisant encore l'objet de ces tarifs.

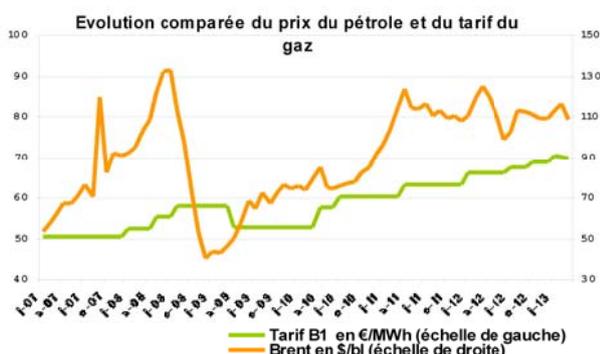
Fin 2012, les offres de marché représentaient :

- 16 % des volumes consommés par les clients résidentiels,
- 78 % des volumes consommés par les clients non résidentiels.

Les tarifs réglementés

Selon leur consommation et leur statut, les consommateurs finals peuvent souscrire un tarif en distribution publique ou un tarif à souscription.

Ces tarifs doivent couvrir les coûts d'achat du gaz, les coûts d'utilisation des infrastructures (transport, stockage et distribution), et les coûts de commercialisation du fournisseur.



Sources : GDF SUEZ, DGEC.

Comment sont fixés les tarifs réglementés ?

Le décret n° 2009-1603 du 18 décembre 2009 a introduit pour chaque fournisseur le principe d'une formule tarifaire, représentative de ses coûts, définie par arrêté ministériel, et servant de base à l'évolution des tarifs réglementés.

Ce cadre juridique a été réformé par le décret 2013-400 du 16 mai 2013 dans le but d'améliorer la transparence du dispositif et de mettre fin à des contentieux à répétition. Est instauré le principe d'une analyse approfondie de l'ensemble des coûts de chaque fournisseur, effectuée annuellement par la Commission de régulation de l'énergie, remise au gouvernement et rendue publique. Sur cette base, les ministres de l'économie et de l'énergie peuvent chaque année

faire évoluer la formule tarifaire et les modalités de calcul des coûts hors approvisionnement, via un arrêté. Ils fixent, également via un arrêté et au moins une fois par an, les nouveaux tarifs des fournisseurs.

Pour refléter fidèlement l'évolution des coûts du combustible, les nouvelles dispositions systématisent par ailleurs les variations des tarifs, à des périodes infra-annuelles (trimestrielles ou mensuelles, selon les fournisseurs), par application de la formule tarifaire et sous le contrôle de la Commission de régulation de l'énergie. Ces variations interviennent sans arrêté.

Enfin, le gouvernement a la possibilité, dans des circonstances exceptionnelles de forte augmentation des prix des produits pétroliers ou des prix de marché du gaz naturel, d'opérer un lissage de l'évolution des tarifs sur une période ne pouvant dépasser un an, sans préjudice du principe de couverture des coûts.

Les tarifs en distribution publique concernent des clients de petite et moyenne taille, professionnels et résidentiels, raccordés au réseau de distribution consommant moins de 5 GWh par an. Les fournisseurs historiques qui proposent des tarifs réglementés en distribution publique sont GDF SUEZ, et les 22 ELD sur leurs zones de desserte (voir carte ci-dessus).

Les tarifs en distribution publique évoluaient majoritairement selon les cours des produits pétroliers, de façon différée et lissée selon des formules reflétant les coûts.

Les tarifs de GDF SUEZ varient selon une fréquence mensuelle depuis janvier 2013.

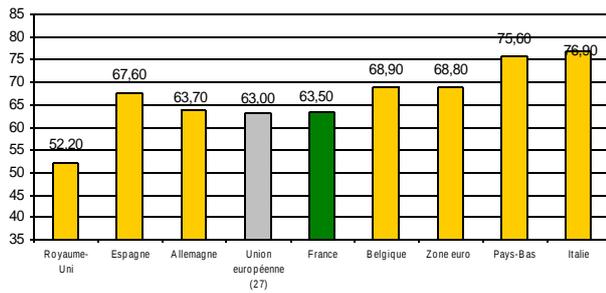
Les tarifs à souscription de GDF SUEZ s'appliquent aux gros clients raccordés au réseau de transport ou de distribution, consommant plus de 5 GWh par an. Ils évoluent selon une formule similaire à celle de la distribution publique mais plus réactive.

Comparaison européenne (1er semestre 2012)

Le prix du gaz HT en France pour les clients domestiques est supérieur de 4,7% à celui de la zone euro. Le prix HT en France est comparable au prix en Italie, plus élevé qu'en Allemagne ou aux Pays-Bas, mais moins élevé qu'en Espagne ou en Belgique.

Par contre, le prix du gaz TTC en France pour les clients domestiques est comparable au prix moyen des pays de l'UE, et inférieur de 8,3% à celui de la zone euro. Le prix en France est comparable au prix en Allemagne, et moins élevé qu'en Belgique, aux Pays-Bas et en Italie.

Comparaison des prix du gaz naturel en Europe en €/MWh TTC au 1^{er} semestre 2012 pour les consommateurs domestiques (source : Eurostat)



- Frédérique DELAUGERRE.

30 – Le prix de l'électricité

Des prix orientés à la hausse du fait de la reprise des investissements, mais qui restent parmi les plus bas d'Europe

Depuis l'ouverture totale des marchés de l'électricité en 2007, les tarifs réglementés, arrêtés par le gouvernement et proposés par les fournisseurs historiques, coexistent avec des offres de marché librement fixées par l'ensemble des fournisseurs (historiques et alternatifs).

L'ARENH (accès régulé à l'électricité nucléaire historique), introduit par la loi NOME, permet à l'ensemble des consommateurs, quel que soit leur fournisseur, de continuer à bénéficier de la compétitivité du parc nucléaire historique.

Le prix de l'électricité en France est un des plus bas d'Europe au bénéfice du pouvoir d'achat des ménages et de la compétitivité des entreprises.

La structure du prix de l'électricité

Le principe de base est celui de la **couverture des coûts** : chaque client paye un prix qui correspond aux coûts qu'il fait peser sur le système électrique, depuis les coûts liés à la production électrique jusqu'à la commercialisation au site de consommation en passant par ceux liés à l'acheminement.

En France, le prix de l'électricité tel que payé par un consommateur final est la résultante de plusieurs composantes :

Une part acheminement

Cette part correspond au Tarif d'utilisation du réseau public de l'électricité (TURPE) qui est fixé par le régulateur, la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Son objet est de couvrir les **coûts des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité** (RTE, ERDF et les entreprises locales de distribution - ELD). Ces coûts participent notamment au développement des réseaux ou à leur enfouissement.

Une part énergie

Cette part comprend les **coûts commerciaux** du fournisseur ainsi que ses **coûts d'approvisionnement en énergie** sur le marché de l'électricité ou via ses propres moyens de production.

Une part fiscalité

Cette part comprend les taxes suivantes :

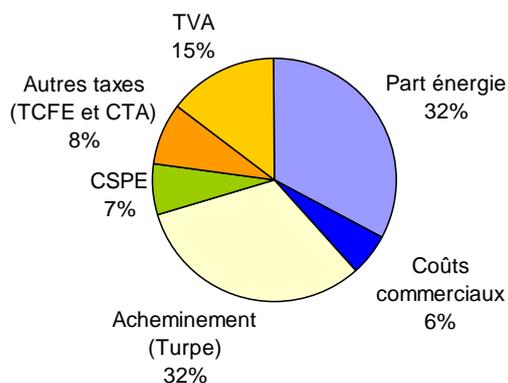
- la **Contribution au service public de l'électricité (CSPE)** acquittée par les consommateurs d'électricité pour financer les dispositifs sociaux (tarif de première nécessité – TPN) et les missions de service public exercées par les fournisseurs historiques d'électricité : obligations d'achat aux producteurs d'électricité renouvelable ou aux cogénérateurs, péréquation tarifaire entre la métropole et les territoires non interconnectés (Corse et DOM). Le niveau de la CSPE est réévalué chaque année (au 1^{er} janvier), sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie. Depuis le 1^{er} janvier 2013, elle est fixée à 13,5 €/MWh ;
- La **Taxe sur la consommation finale d'électricité (TCFE)**, qui remplace l'ancienne TLE depuis janvier 2011, est fixée et perçue localement par les collectivités locales communales et départementales. Son montant varie de 0,5 à 9,3 €/MWh. Pour les gros consommateurs (puissance souscrite supérieure à 250 kVA), la TICE (taxe intérieure sur la consommation d'électricité), prélevée pour le compte de l'Etat, se substitue à la TCFE et son montant est de 0,5 €/MWh ;
- La **Contribution tarifaire d'acheminement (CTA)**, qui finance une partie des retraites des agents des industries électriques et gazières. Elle représente en moyenne 2% de la facture d'électricité ;
- Et la **TVA**, dont le taux de 5,5% pour la part abonnement et de 19,6% pour le reste. Ces deux taux devraient évoluer au 1^{er} janvier 2014 pour passer respectivement à 5% et 20%.

La part acheminement et la part énergie comprennent chacune :

- **Une part fixe** (ou part abonnement), en €/an, qui comprend essentiellement les coûts fixes d'acheminement et de commercialisation (ex : coût de relève, coût de facturation) et qui dépend notamment de la puissance souscrite ;
- **Une part variable**, qui est proportionnelle à l'énergie consommée (donc en €/kWh) et qui

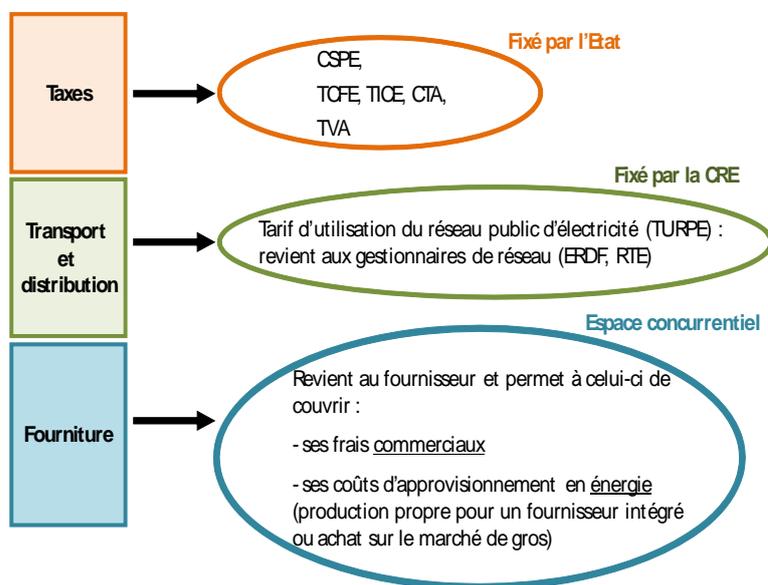
représente le coût de production d'électricité ainsi que les coûts variables d'acheminement et de commercialisation, incluant notamment le coût de collecte des certificats d'économies d'énergie.

Composantes du prix de l'électricité pour un ménage en France



En résumé, le prix de l'électricité payé par les consommateurs résidentiels se répartit en un tiers pour la production, un tiers pour le transport et la distribution et un dernier tiers pour les taxes.

Parts relatives de chacune des composantes du prix pour les tarifs bleu résidentiel en 2012-2013



Source : DGEC

Les offres libres et réglementées

Du fait de l'ouverture des marchés à la concurrence, les clients résidentiels et professionnels ont le choix entre des **tarifs réglementés de vente (TRV)**, proposés

uniquement par EDF et les Entreprises locales de distribution (ELD comme par exemple Electricité de Strasbourg) et des **offres de marché**, proposées par tous les fournisseurs d'énergie.

Pour les consommateurs résidentiels (et plus largement l'ensemble des sites de consommation dont la puissance de raccordement est inférieure ou égale à 36kVA, tarif bleu), le principe de réversibilité permet de passer des TRV aux offres de marché et inversement, sans limitation. A fin 2012, les TRV concernaient 93% des consommateurs résidentiels. Une dizaine de fournisseurs alternatifs proposent des offres de marché sur ce segment de clientèle.

Pour les professionnels moyens et gros consommateurs (puissance de raccordement supérieure à 36 kVA, tarifs jaune et vert), la réversibilité est limitée aux consommateurs ayant opté pour une offre de marché après le 7 décembre 2010 et qui sont restés plus d'un an en offre de marché. Les TRV ne représentent aujourd'hui que 56% des volumes sur ce segment.

Depuis l'entrée en vigueur en 2010 de la loi NOME (Nouvelle organisation du marché de l'électricité), les fournisseurs alternatifs bénéficient de l'**Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH)**. Cette source d'approvisionnement en électricité, à hauteur de la part de la production nucléaire dans la consommation, est fournie dans des conditions de coûts équivalentes à l'opérateur historique, ce qui doit permettre à l'ensemble des consommateurs, quel que soit leur fournisseur, de continuer à bénéficier de la compétitivité du parc nucléaire historique.

Avec 80% des clients, et plus de 90% des clients domestiques, dont la consommation s'élevait à 353,4 TWh en 2012, EDF est actuellement le principal fournisseur. Les principaux fournisseurs alternatifs sont GDF-Suez, Powéo-Direct Energie, Alpiq, E.On, Enel... Plusieurs alternatifs proposent des offres « 100% vert » en s'engageant à fournir une énergie exclusivement produite à partir de moyens de production renouvelables (Enercoop par exemple). Certains sont concentrés sur les gros consommateurs (E.On, Alpiq, Enel, etc), d'autres ciblent les petits consommateurs (Powéo-Direct Energie).

Le Code de l'énergie prévoit que :

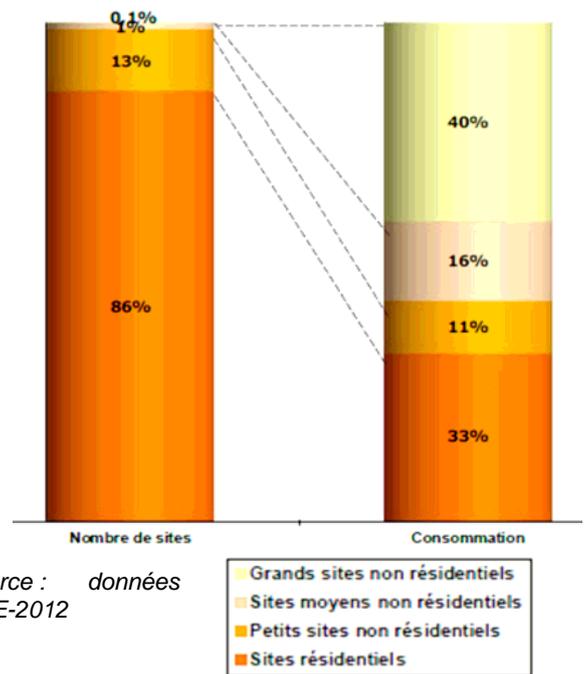
- Les tarifs réglementés disparaîtront d'ici le 31 décembre 2015 pour les consommateurs dont la puissance de raccordement est supérieure à 36 kVA (tarifs jaunes et vert).
- D'ici au 31 décembre 2015, les tarifs réglementés bleus (petits consommateurs) seront progressivement construits par addition du coût de l'ARENH, du coût du complément d'approvisionnement, du coût d'acheminement, du coût de commercialisation et d'une rémunération normale. L'ensemble des fournisseurs alternatifs seront alors en mesure de proposer des offres compétitives sur ce segment de marché.

Les différents consommateurs d'électricité

Ils sont répartis en deux catégories : **résidentiels, et professionnels (services et industrie)** :

- Chez les résidentiels, le nombre total de sites concernés est de 30,8 millions, représentant une consommation totale de 137,3 TWh (Source CRE : données 2012). Parmi ces sites, 28,7 millions sont au tarif bleu pour une consommation de 127,3 TWh ;
- Chez les professionnels, il y a 4,9 millions de sites, représentant une consommation totale de 285,5 TWh. Les 4,3 millions de sites aux tarifs réglementés se répartissent entre bleu (≤ 36 kVA), jaune (>36 kVA et <250 kVA) et vert (≥ 250 kVA), pour une consommation totale de 162 TWh (Source CRE : données 2012).

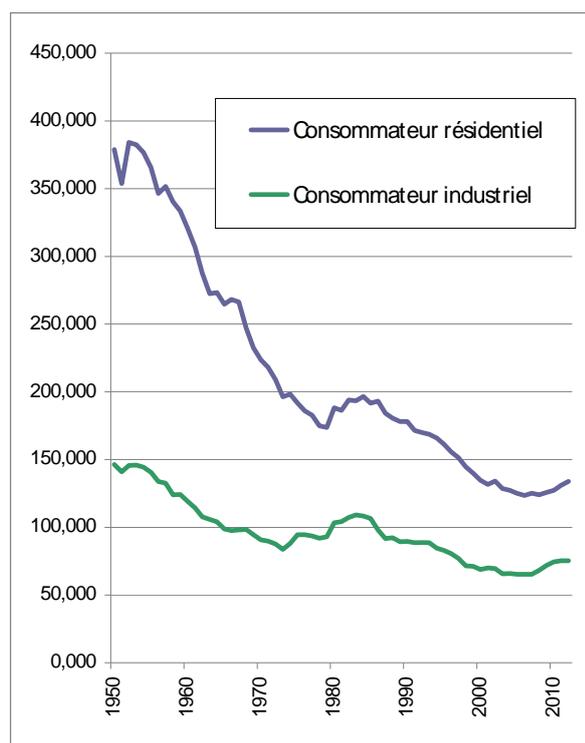
Répartition des consommations entre les différents types de consommateurs



L'évolution historique du prix de l'électricité

Les tarifs réglementés de vente de l'électricité étaient historiquement élevés pour rembourser les forts investissements dans le parc de production, notamment nucléaire consentis par l'opérateur Electricité de France. Ils ont ensuite diminué au cours du temps en euros constants, reflétant ainsi la baisse des investissements dans le parc de production électrique français. La nécessaire relance des investissements (opérations de maintenance, notamment, énergies renouvelables, investissements réseau) a entraîné ces dernières années une inflexion de la courbe, qui devrait se poursuivre (cf. infra).

Evolution du prix de l'électricité TTC entre 1950 et 2012 en € constants par MWh



Source : DGEC

Les prix de l'électricité en France sont parmi les plus bas d'Europe

Selon les données Eurostat de 2012, le prix de l'électricité pour les industriels dans l'Union européenne est de 21,5 % supérieur au prix français alors que celui de la Zone Euro est de 28% supérieur au prix français.

Pour les particuliers, le prix de l'électricité dans l'Union Européenne est en moyenne supérieur de 32% au prix français, tandis que le prix moyen dans la zone Euro est supérieur au prix français de 38%.

Pour ce qui est de la comparaison entre les prix en France et ceux pratiqués en Allemagne : les prix allemands sont en moyenne de 32% plus élevés qu'en France pour les industriels, et de 84% pour les consommateurs résidentiels. Par le jeu de divers mécanismes d'exemption, les prix de l'électricité payés par certains gros consommateurs industriels allemands peuvent néanmoins se rapprocher des prix français, en particulier dans le contexte actuel de baisse des prix de gros de l'électricité.

Comparaison des prix de l'électricité en France et en Allemagne

	France (€/MWh)	Allemagne (€/MWh)
Domestique moyen (entre 2,5 et 5 MWh/an)	141,2	259,5
Industriel moyen (entre 0,5 et 2GWh/an)	96,6	127,7
Gros industriel (entre 70 et 150 GWh/an)	65,6	93,1

Sources : Eurostat-2012

Les perspectives d'évolution du prix de l'électricité

D'importants investissements sur le système électrique seront nécessaires dans les prochaines années, au niveau de chacun de ses maillons :

- Investissements sur les réseaux pour permettre notamment le raccordement des moyens de production renouvelables décentralisés et l'entretien des lignes existantes ;
- Investissements de maintenance et de renouvellement du parc de production nucléaire et thermique existants ;
- Soutien au développement des énergies renouvelables électriques au travers de la CSPE (principalement éolien et photovoltaïque).

Dans son dernier rapport de surveillance publié en février 2013, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) estime ainsi que la hausse nécessaire des tarifs pourrait être de près de 30% d'ici 2017 par rapport à 2012, soit une hausse de l'ordre de 20% inflation déduite. L'augmentation de la CSPE, de la part énergie et des coûts de réseaux contribueraient chacune pour un tiers environ à cette hausse.

Dans son rapport d'analyse des coûts d'EDF du 4 juin 2013, la CRE montre que la hausse des tarifs pour les ménages devrait être, en 2013, de 6,8% si la durée d'amortissement des centrales nucléaires est fixée à 50 ans ou 9,6% dans le cas d'une durée de 40 ans. Pour 2014 et 2015, les hausses seraient de 3,2% par an. Le Gouvernement a décidé de lisser, sur plusieurs années, la hausse des tarifs réglementés afin de protéger autant que possible le pouvoir d'achat des ménages. Ainsi, les tarifs augmenteront en moyenne de 5% au 1^{er} août 2013 et 2014.

- Thibaut LEINEKUGEL LE COCQ.

31 – La fiscalité de l'énergie

Une fiscalité en grande partie encadrée par le droit communautaire

Au niveau national, la fiscalité des produits énergétiques a connu peu de changements en 2012 :

- la **CSPE (Contribution au Service Public de l'électricité) pour l'électricité est passée à 10,5€/MWh au 1er juillet 2012, puis à 13,5€/MWh au 1er janvier 2013 ;**

- la **TICPE (Taxe Intérieure de Consommation sur les Produits Énergétiques) a été momentanément réduite de 3 c€/l sur le gazole et les essences, de fin août à fin novembre (puis remontée progressivement jusqu'au 11 janvier 2013), dans le cadre du plan d'action du Gouvernement visant à limiter la hausse des prix des carburants, observée pendant l'été. Cette baisse explique en partie la réduction du montant des recettes fiscales sur les carburants par rapport à 2011.**

Les taux de CTA (contribution tarifaire acheminement) ont été revus début 2013.

Au niveau européen, l'année 2012 a vu la poursuite de la négociation sur la révision de la directive européenne relative à la taxation des produits énergétiques et de l'électricité. L'issue des négociations demeure toutefois incertaine du fait des divergences de vues entre certains Etats Membres.

Le régime fiscal

La fiscalité de l'électricité, des produits gaziers et pétroliers en France est fortement encadrée par le droit communautaire, en particulier la directive européenne 2003/96/CE du 27 octobre 2003.

Cette directive encadre le régime des accises, les niveaux minima de taxation et, sous certaines conditions, les exonérations ou les taux de taxation différenciée qui s'appliquent.

Elle concerne la TICFE (Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Electricité), la TICGN (Taxe Intérieure de Consommation sur le Gaz Naturel) et la TICPE (Taxe Intérieure de Consommation sur les Produits Energétiques), qui remplace la TIPP (Taxe Intérieure de Consommation sur les Produits Pétroliers).

La vente d'électricité, de gaz et de produits pétroliers est par ailleurs soumise à la TVA (Taxe sur la Valeur Ajoutée).

Le taux de TVA sur l'électricité varie selon la puissance souscrite :

- si elle est inférieure ou égale à 36 kVA, il est appliqué le taux réduit de 5,5% sur l'abonnement HT et sur la CTA (Contribution Tarifaire d'Acheminement) , et le taux normal de 19,6% sur le prix de l'énergie HT et sur les autres taxes,
- si elle est supérieure à 36 kVA , le taux normal de 19,6% est appliqué sur toute la facture.

Le taux de TVA sur la consommation de gaz naturel et de produits pétroliers est le taux normal, soit 19,60 % (le taux de TVA sur l'abonnement au gaz est réduit à 5,5%). En Corse, le taux de TVA est de 13% sur les produits pétroliers.

Au 1^{er} janvier 2014, une évolution des taux de TVA est prévue (article 68 de la loi de finances rectificative pour 2012 du 29 décembre 2012). Le taux normal passera de 19,6% à 20% (le taux applicable en Corse sur les produits pétroliers demeurera à 13%) et le taux réduit de 5,5% à 5%.

L'électricité

La commercialisation d'électricité est soumise à deux taxes, auxquelles s'ajoute la TVA.

La CSPE

La CSPE (Contribution au Service Public de l'électricité) est une contribution acquittée par l'ensemble des consommateurs finals permettant de financer les charges de service public de l'électricité qui concernent :

- les surcoûts résultant de l'obligation d'achat, par EDF ou les entreprises locales de distribution, de l'électricité produite par certains types d'installations (éoliennes, photovoltaïque, cogénération...) ;
- les surcoûts de production dans les zones non interconnectées (Corse ou départements d'outre-mer) par rapport au coût de production en France continentale, moins cher car basé principalement sur le nucléaire ;
- les coûts résultant de la mise en œuvre de la tarification spéciale "produit de première nécessité" ;
- une partie des coûts supportés par les fournisseurs en raison de leur participation financière au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité (abondement du fonds de solidarité pour le logement, FSL) ;
- le budget du médiateur national de l'énergie.

Pour 2013, la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) a estimé à 5,1 Mds€ les charges à compenser au titre de la CSPE. La CSPE est fixée à 13,5€/MWh depuis le 1^{er} janvier 2013.

Des plafonnements et exonérations existent pour les gros consommateurs d'électricité, afin de préserver leur compétitivité :

- le montant de la contribution due par site de consommation est plafonné. Ce plafond est actualisé chaque année en fonction de l'évolution des prix. Pour l'année 2013, il se situe à 569 418€
- pour les clients industriels consommant plus de 7 GWh, le montant de la contribution est plafonné à 0,5% de la valeur ajoutée de l'entreprise ;
- peuvent également bénéficier d'une exonération de CSPE, les producteurs d'électricité pour leur propre usage, dans la limite de 240 GWh par site de production.

Ces plafonnements conduisent à exonérer environ 20% de la consommation intérieure d'électricité.

Les taxes sur la consommation d'électricité

Il existe trois taxes différentes :

- la taxe communale sur la consommation finale d'électricité et la taxe départementale sur la consommation finale d'électricité, qui s'appliquent aux sites dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 250 kVA ;
- la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), qui s'applique aux autres sites.

a) la taxe départementale sur la consommation finale d'électricité.

Elle est prélevée au profit des départements et est due :

- par les fournisseurs, qui la prélèvent sur la base du prix de vente et la reversent aux départements ;
- par les auto-producteurs produisant moins de 240GWh.

Les taux de taxation sont égaux à 0,25€/MWh et 0,75€/MWh selon la nature des consommations (professionnelles ou autres que professionnelles) et selon la puissance souscrite, multipliés par un coefficient compris entre 2 et 4,14 et choisi par département. Le niveau minimum de taxation est donc compris entre 0,5 et 1,5€/MWh selon la puissance et le niveau maximum est compris entre 1,035 et 3,105€/MWh.

b) la taxe communale sur la consommation finale d'électricité.

Elle est prélevée au profit de la commune ou de l'établissement public de coopération intercommunale et est due par les fournisseurs, qui la prélèvent sur la base du prix de vente et la reversent aux communes.

La taxe est assise sur une valeur de base dont le montant varie en fonction de l'usage (professionnel ou non), ainsi que de la puissance souscrite par le consommateur final. Cette valeur de base est multipliée par un coefficient fixé par délibération du Conseil municipal ou de l'assemblée délibérante de l'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité.

Les taux de taxation sont les mêmes que pour la taxe départementale (0,25€/MWh et 0,75€/MWh selon la nature des consommations et selon la puissance souscrite). Cependant, le coefficient multiplicateur est différent. Il est compris entre 0 et 8,28, ce qui signifie que les communes peuvent choisir de ne pas appliquer de taxe. Le niveau maximum de taxation est, pour sa part, compris entre 2,07 et 6,21€/MWh selon la puissance.

c) La taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité.

Pour les clients dont la puissance maximale souscrite est supérieure à 250 kVA, la loi a créé la TICFE par l'article 266 quinquies C du code des douanes. Le montant de cette taxe est fixé au taux minimum prévu par la directive européenne 2003/96/CE du 27 octobre 2003, soit 0,5€/MWh.

En sont cependant exonérés :

- certains usages de l'électricité tels que la compensation des pertes des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité, la métallurgie, le transport de personnes et de marchandises par voies ferrées et trolleybus ;
- plusieurs autres activités fortement consommatrices ou liées à la production d'énergie.

Le gaz naturel

La TICGN (taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel) est régie par l'article 266 quinquies du Code des douanes. Elle s'applique quel que soit le niveau de consommation de l'utilisateur lorsque le gaz naturel est employé comme combustible, à moins qu'il n'entre dans un cas d'exonération. Elle concerne le gaz naturel à l'état gazeux ou lorsqu'il est liquéfié. Elle est notamment collectée par les

fournisseurs d'énergie. Le taux de taxation est de 1,19 €/MWh.

Le gaz naturel est exonéré de TICGN notamment lorsqu'il est utilisé :

- pour la consommation des particuliers y compris dans les immeubles collectifs (logements) ;
- autrement que comme combustible, c'est-à-dire, comme matière première ou carburant (le gaz naturel carburant (GNV) est intégré à l'article 265 du Code des douanes et est soumis à la TICPE à un taux nul ;
- dans le cadre d'un double usage (c'est-à-dire utilisés comme combustible et transformés en vue de l'obtention d'un autre produit), par exemple dans des procédés de réduction chimique, métallurgiques ou d'électrolyse ;
- dans un procédé de fabrication de produits minéraux non métalliques (fabrication de verre, de produits en céramique, de carreaux, de tuiles, de ciment, de chaux et de plâtre, ...) ;
- dans l'enceinte des établissements pour la production de produits énergétiques ;
- pour la production d'électricité à l'exclusion du gaz naturel utilisé¹ par des petits producteurs d'électricité (dont le niveau de consommation n'excède pas 240 millions de kWh par site de production et qui consomment intégralement l'électricité qu'ils produisent pour les besoins de leur activité).

Autres contributions

La contribution au tarif spécial de solidarité (CTSS), prévue aux articles L.121-35 à L.121-44 du Code de l'énergie, est imputable aux fournisseurs de gaz naturel au prorata de la quantité de gaz naturel qu'ils vendent aux consommateurs finals. Elle permet de financer le tarif spécial de solidarité (TSS). Elle est de 0,1 €/MWh pour 2013.

Par ailleurs, il est prévu dans le cadre du dispositif de soutien à l'injection du biogaz dans les réseaux de gaz naturel, un mécanisme de compensation des charges de service public liées à l'achat de biométhane, via une contribution due par les fournisseurs, qui a été fixée fin 2012 à 0,0015 €/MWh (cf. encadré en fin de fiche).

¹ Les installations de cogénération qui bénéficient d'une obligation d'achat, dans le cadre de la loi 2000108 du 18 février 2000, ne peuvent pas bénéficier d'une exonération de la TICGN : le gaz qui sert à produire l'électricité via cette cogénération est donc taxable.

La fiscalité commune à l'électricité et au gaz

La CTA (Contribution Tarifaire d'acheminement) est une imposition instituée par l'article 18 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières.

Cette contribution permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels des entreprises de réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel pour les droits passés (acquis avant l'adossment au régime général le 1er janvier 2005).

La CTA est assise sur la part fixe hors taxe du tarif d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité (TURPE) et sur une quote part hors taxe du tarif d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel (ATR).

La CTA est fixée par arrêté ministériel. Elle est exprimée en pourcentage du prix d'acheminement de l'électricité et du gaz naturel. Pour l'électricité, elle est indépendante du fournisseur, mais dépend de la catégorie du client. Pour le gaz naturel, elle est également indépendante du fournisseur mais dépend de l'option tarifaire du consommateur final.

Pour un consommateur domestique, la CTA représente en moyenne de l'ordre de 2% de sa facture d'électricité (de 8 € à 30 € TTC/an selon la puissance souscrite) ainsi que 2% de la facture de gaz naturel pour un client se chauffant au gaz (soit de l'ordre de 25€/an pour ce type de client).

L'arrêté du 26 avril 2013 a modifié les taux de CTA. Les projections font apparaître une augmentation des charges sur la période 2013-2017 essentiellement par effet démographique. L'augmentation des taux de CTA aura un impact limité : entre 2,3 et 8,6 € par an selon les clients pour l'électricité et entre 0,8 et 3,5 € par an pour le gaz naturel (Par exemple, 8,6 €/an pour une famille de 3 enfants vivant dans une maison de 120 m² chauffée à l'électricité ou 3,5 €/an sur la facture de gaz pour un logement équivalent chauffé au gaz).

Les produits pétroliers

Les montants de TICPE sont fixés par produit et figurent à l'article 265 (tableau B) du Code des douanes. La TICPE n'est pas applicable dans les DOM pour lesquels il existe des taxes locales sur les carburants notamment la taxe spéciale de

consommation, fixée par le conseil régional.

Certaines activités économiques ou produits pétroliers selon leurs usages et sous certaines conditions, peuvent bénéficier d'exonérations ou de réductions de TICPE. Les principales sont mentionnées ci-dessous :

- entreprises de transports routiers de marchandises et exploitants de transport public routier en commun de voyageurs (article 265 septies et octies du Code des douanes) ;
- taxis (article 265 sexies du Code des douanes) ;
- agriculteurs ;
- compagnies aériennes, sauf avions privés (article 265 bis du Code des douanes) ;
- les produits faisant l'objet d'un double usage (c'est-à-dire utilisés comme combustible et transformés en vue de l'obtention d'un autre produit) utilisés par exemple dans des procédés de réduction chimique, métallurgiques ou d'électrolyse ;
- les produits utilisés dans un procédé de fabrication de produits minéraux non métalliques (fabrication de verre, de produits en céramique, de carreaux, de tuiles, de ciment, de chaux et de plâtre, ...) ;
- les produits utilisés autrement que comme carburant ou combustible (produits chimiques...) ;
- les produits utilisés dans l'enceinte d'établissements pour la production de produits énergétiques ;
- les produits utilisés pour la production d'électricité (à l'exclusion des produits utilisés dans les installations de cogénération visées à l'article 266 quinquies A du code des douanes et des produits utilisés pour leurs besoins par les petits producteurs d'électricité au sens du 4° du V de l'article L.3333-2 du code général des collectivités territoriales) ;
- le gazole non routier (GNR) et le fioul domestique (FOD) selon leur condition d'emploi.

Modulation régionale de la TICPE

En sus des montants nationaux de TICPE applicables aux produits, les régions peuvent moduler la TICPE selon deux tranches. Les modulations de chacune de ces deux tranches sont indépendantes l'une de l'autre mais leur cumul ne peut dépasser 2,5 c€/l pour les carburants concernés (SP95, SP98 et gazole).

1ère tranche

Depuis le 1^{er} janvier 2007, les régions peuvent décider d'une fraction de TICPE à appliquer dans leur ressort territorial dans la limite de 1,15 c€/l pour le gazole et 1,77 c€/l pour le supercarburant

sans plomb (article 265 du Code des douanes). Seules les régions de Corse et de Poitou Charentes n'ont pas voté cette première tranche pour 2013, sans changement par rapport à 2012. Les autres régions ont voté le taux maximum de TICPE.

2ème tranche

A compter du 1^{er} janvier 2011, les régions peuvent majorer dans la limite de 0,73 c€/l pour les supercarburants et 1,35 c€/l pour le gazole, le tarif de TICPE applicable dans leur ressort territorial.

Les recettes correspondantes sont exclusivement affectées au financement de grands projets d'infrastructures de transports alternatifs à la route dans le cadre du Grenelle de l'environnement ou à l'amélioration des transports en Ile-de-France.

Seules les régions de Corse, Poitou Charentes et Rhône-Alpes n'ont pas voté cette deuxième tranche pour 2013, sans changement par rapport à 2012. Les autres régions ont voté le taux maximum de TICPE.

Parts régionale et départementale de TICPE

Au titre de la compensation financière des transferts de compétences opérés par l'Etat en faveur des collectivités territoriales, les montants de TICPE accordés aux régions et aux départements ont été actualisés (articles 36 et 37 de la LFI 2012). Les régions d'Outre-mer ne sont pas concernées, la compensation répondant à des règles différentes.

Principales mesures adoptées pour 2012

Les principales mesures fiscales en 2012, issues de la LFI 2012 du 29 décembre 2011 de la LFR 2012 et, sont les suivantes :

- le gazole non routier
La LFI (article 21) 2012 a fixé à 7,20 €/hl le montant de TICPE contre 5,66 €/hl précédemment.
- le secteur agricole
La LFR 2012 (article 61) a reconduit le dispositif de remboursement partiel de TICPE/TICGN sur les combustibles acquis par les agriculteurs en 2012 à des taux identiques à ceux de 2011. Le montant des remboursements pour les quantités acquises en 2012 s'élève à : 5 €/hl pour le GNR ; 6,65 €/t pour le fioul lourd et 1,071 €/1 000 kWh pour le gaz naturel.

Principales mesures adoptées pour 2013

Les principales mesures fiscales en 2013 sont issues de la LFR 2012 et de la LFI 2013 du 29 décembre 2012, et concernent la TGAP. La LFR 2012 (article 59) a repoussé au 1^{er} janvier 2016 l'application de la TGAP relative aux biocarburants dans les départements d'outre mer qui était prévue à compter du 1^{er} janvier 2013.

Les recettes fiscales des produits pétroliers et gaziers

Le montant de TICPE/TICGN s'est élevé à 24,3 milliards d'euros environ en 2012 contre 25 milliards d'euros en 2011, se répartissant en 24 milliards d'euros environ pour les produits pétroliers et en 0,3 milliards d'euros environ pour la TICGN.

La baisse observée des recettes fiscales issues des carburants s'explique, en particulier par la réduction momentanée de la TICPE, du 29 août 2012 au 10 janvier 2013, décidée par le Gouvernement afin de limiter la hausse des prix à la pompe pour le consommateur.

Les recettes de TICPE (hors TICGN) sont partagées entre l'Etat (13,5 milliards d'euros), les régions (4,3 milliards d'euros) et les départements (6,2 milliards d'euros). Pour l'Etat, il s'agit de la 4^{ème} recette fiscale, derrière la TVA, l'impôt sur les revenus et l'impôt sur les sociétés.

Enfin, le montant de TVA précompte (TVA perçue en sortie d'entrepôt douanier et non à la pompe) lié à la vente des produits pétroliers s'est élevé à 11,1 milliards d'euros en 2012.

La part de la fiscalité dans les prix à la consommation des produits pétroliers

En 2012, la part moyenne de la fiscalité dans les prix moyens au détail des carburants et du fioul domestique a diminué par rapport à 2011 : - 2,2% pour le sp95, -1,9% pour le gazole et - 0,6% pour le fioul domestique.

Ces évolutions s'expliquent par deux effets : (i) une baisse mécanique du fait de l'augmentation des prix moyens de vente constatés en 2012 par rapport à ceux de 2011, alors qu'une part importante de la taxation est demeurée constante en valeur absolue sur l'année ; (ii) la baisse de 3 c€/l de la TICPE sur les carburants du 29 août 2012 au 30 novembre 2012, puis sa remontée progressive jusqu'au 11 janvier 2013.

En %	2008	2009	2010	2011	2012
Eurosuper (SP95)	61,1	66,5	61,4	57,1	54,9%
SP 98	59,9	65,2	60,2	56,1	53,7%
Gazole	50,1	59,1	53,7	49,1	47,2%
FOD	23,2	26,2	24,3	22,8	22,2%

Source DGECE.

- Frédérique DELAUGERRE ; Julien DUCASTELLE ; Louise ORIOL ; Bruno MIRAVALL, Thomas PERTUISET.

Evolution des recettes fiscales

En millions d'euros

TICPE et TICGN	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007 (1)	2008	2009	2010	2011	2012
Super plombé	1 762	1 293	943	664	282	66						
Supers sans plomb	8 453	8 698	8 643	8 399	8 271	7 990	7 841	7 312	7 013	6 425	6 267	5 803
Gazole	12 294	12 988	13 549	14 737	15 038	15 450	16 302	16 408	16 419	16 546	17 607	17 315
Fioul domestique	771	855	1 049	1 052	1 064	973	863	944	985	852	680	513
Gazole Non Routier											100	352
Fioul lourd	59	62	65	56	51	63						
Gaz naturel (TICGN)	152	155	160	168	187	194	201	242	266	282	274	265
Autres	36	66	54	55	67	104	73	113	0	97	124	101
Total	23 527	24 117	24 463	25 131	24 960	24 840	25 280	25 019	24 683	24 202	25 052	24 349
Autres taxes	194	191										
Total Général	23 721	24 308	24 463	25 131	24 960	24 840	25 280	25 019	24 683	24 202	25 052	24 349
TVA précompte	7 361	6 488	6 814	7 726	8 092	9 301	8 610	10 252	7 683	8 270	9 958	11 146

(1) A partir de 2007, les recettes liées à la consommation du fioul lourd figurent dans la rubrique "Autres".

Source : Douane

Révision de la directive 2003/96 CE du 27 octobre 2003 restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité

L'année 2012 a vu se poursuivre la négociation sur la révision de la directive européenne 2003/96/CE du 27 octobre 2003 restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité sur la base de la proposition présentée par la Commission européenne le 13 avril 2011.

La principale nouveauté de la proposition de la Commission européenne est d'introduire deux composantes dans la fiscalité sur l'énergie : une taxe générale de la consommation d'énergie basée sur le contenu énergétique et une taxe liée aux émissions de CO₂.

Les objectifs de la nouvelle directive sont :

- de garantir un traitement cohérent des différentes sources d'énergie, afin d'assurer une réelle égalité de traitement des consommateurs d'énergie, indépendamment de la source utilisée ;
- de mettre en place un cadre adapté pour la taxation des énergies renouvelables ;
- de mettre en place un signal prix sur le carbone pour les secteurs en dehors du système d'échange de quotas d'émissions de l'union européenne (ETS), tout en évitant le chevauchement des deux instruments ;
- de mettre fin à certaines exonérations ou réductions de taxes pour certains secteurs d'activité économique.

Une fois les négociations terminées, la proposition de directive sera transmise au Parlement européen pour un avis non obligatoire et devra être adoptée à l'unanimité par le Conseil Européen.

Comité pour la fiscalité écologique (CFE)

Dans le prolongement de la conférence environnementale des 14 et 15 septembre 2012, au cours de laquelle le Premier ministre a exprimé sa volonté de mettre en place une fiscalité écologique qui soit juste socialement, favorise l'innovation et la croissance économique et qui améliore la compétitivité des entreprises, la ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie a installé le 18 décembre 2012 le comité pour la fiscalité écologique (CFE).

Présidé par Monsieur Christian de Perthuis, et rassemblant des parlementaires, des élus locaux, des représentants des salariés, des ONG et des consommateurs, le CFE est une instance de concertation et d'évaluation ayant comme missions de travailler sur la fiscalité écologique et de contribuer aux réflexions du Gouvernement sur ce sujet en exprimant des recommandations.

Compensation des charges de service public liées à l'achat de biométhane

Le dispositif de soutien à l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel, mis en place en novembre 2011, prévoit un mécanisme de compensation des charges supportées par les fournisseurs de gaz naturel au titre de leurs achats de biométhane.

Les charges imputables à l'achat de biométhane sont compensées à l'aide d'une contribution unitaire s'appliquant à tous les consommateurs finals de manière uniforme et non discriminatoire. Les contributions sont dues par les fournisseurs de gaz naturel.

Les charges compensées correspondent aux surcoûts d'achat du biométhane par rapport au prix du gaz naturel sur le marché de gros du gaz naturel, ainsi qu'aux coûts de gestion induits par la mise en œuvre du dispositif (notamment pour la Caisse des dépôts et consignations (CDC), chargée de la collecte des contributions et du versement des compensations).

Le ministre chargé de l'énergie arrête chaque année pour l'année suivante, sur proposition de la CRE, le montant prévisionnel des charges imputables à l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel, le montant prévisionnel des frais de gestion de la CDC et le montant de la contribution unitaire.

Au titre de 2012, les charges prévisionnelles ont été évaluées par la CRE à 1,4 M€, correspondant à une contribution unitaire de 0,00027 c€/kWh. En raison de son très faible niveau, il a été arrêté, sur proposition de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), un montant de contribution unitaire nul pour 2012, les charges 2012 devant être compensées en 2013 via la contribution unitaire pour 2013.

Au titre de 2013, les charges de service public imputables à l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel ont été évaluées par la CRE à 737 000 euros, tandis que les frais de gestion de la CDC ont été évalués à 10 000 euros pour l'année 2012. Par conséquent, le ministre chargé de l'énergie a arrêté, le 12 décembre 2012, la contribution unitaire à un niveau de 0,00015 c€/kWh pour l'année 2013.

L'impact sur la facture du consommateur est pratiquement nul, de l'ordre de 10 c€ sur un an pour un ménage de quatre personnes en habitat individuel se chauffant au gaz naturel.

Le développement des énergies renouvelables bénéficie d'un soutien de l'Etat soit en amont dans le domaine de la recherche et développement, soit en phase d'industrialisation en soutien à la demande et au déploiement commercial (par exemple par le biais de tarifs d'achats, d'appels d'offres ou de dispositifs fiscaux).

Le choix entre les différents outils de soutien dépend de la maturité technologique, de la compétitivité et des retombées en termes de valeur ajoutée en France et en Europe, au regard des caractéristiques de la chaîne de valeur de chaque énergie et de nos avantages comparatifs.

Les EnR ne sont pas toutes compétitives dans l'état actuel du marché

Le degré de maturité est spécifique à chaque technologie

Une technologie n'est pas figée. Elle fait l'objet de recherches permanentes à sa conception ou lors de son déploiement industriel. Avant d'arriver à maturité, son processus de développement peut durer plusieurs dizaines d'années, depuis la recherche en laboratoire pour la conception d'un produit innovant et performant à la production industrielle permettant la réduction des coûts par effet d'échelle, en passant par le développement de pilotes de recherche, de démonstrateurs et par les débuts de la commercialisation.

Ce processus de maturation vise à l'optimisation technique, économique et industrielle de la technologie développée, dans une perspective de maximisation des performances et de minimisation des coûts. Il perdure au-delà de la première production industrielle. Par ailleurs, à chaque étape du développement, les recherches peuvent permettre des ruptures conduisant à l'émergence de nouvelles technologies. Une technologie peut être considérée comme mature lorsque qu'on ne peut attendre une baisse significative de ses coûts du fait d'améliorations techniques ou de gains de productivité importants.

La compétitivité s'évalue par rapport à l'ensemble des technologies

Il faut bien distinguer maturité et compétitivité. Une technologie peut en effet être mature sans pour autant être compétitive.

Pour déterminer la compétitivité d'une technologie, il faut la comparer aux technologies auxquelles elle se substitue et tenir compte de l'offre existante, notamment du mix énergétique et du réseau (pour les cas de l'électricité et de la chaleur) dans lequel elle s'inscrit, ainsi que les externalités qu'elle induit (déchets, besoins en capacités de secours, émissions de gaz à effet de serre, de polluants atmosphériques...). La demande est un critère d'évaluation important, de même que les prix de marché sur les périodes de production de cette technologie. Moins le profil de production correspond au profil de demande, moins bonne est la compétitivité. La compétitivité dépend aussi des conditions d'exploitation liées à la géographie d'implantation et aux gisements accessibles à la technologie, ou encore du contexte réglementaire et des exigences environnementales et de sûreté en vigueur.

Ainsi, la compétitivité d'une technologie est propre à un contexte énergétique, à un lieu géographique, à un cadre réglementaire, à un service rendu.

La connaissance des coûts des énergies renouvelables est hétérogène mais selon les technologies, leur compétitivité peut être proche des prix de marché (éolien terrestre) ou très éloignée (solaire résidentiel)

Certaines technologies sont d'ores et déjà commercialisées, leurs coûts actuels sont dès lors « connus ». C'est le cas de l'hydraulique, de l'éolien on-shore, du solaire photovoltaïque, de la géothermie hors EGS¹, de la biomasse ou des biocarburants de 1^{ère} génération.

Certaines sont à un stade plus précoce de commercialisation et leurs coûts actuels sont plus incertains. Il s'agit par exemple de l'éolien off-shore.

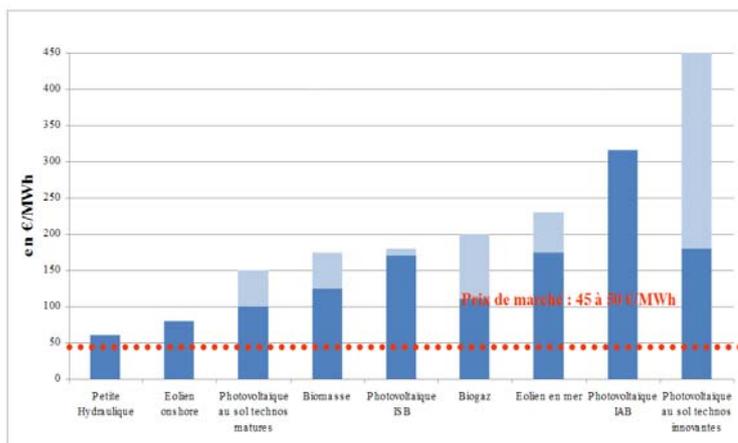
D'autres enfin en sont à des stades plus amont de développement, de la recherche au

¹ EGS « Enhanced geothermal systems » : exploitation de fluides géothermiques présents dans des réservoirs très profonds.

prototype industriel. Par conséquent, leurs coûts sont plus difficilement mesurables. Ce sont en particulier le solaire thermodynamique, les biocarburants avancés, les énergies marines.

Dans le cas des énergies renouvelables électriques, les tarifs d'achat (hydraulique, biomasse, biogaz, éolien terrestre, photovoltaïque intégré au bâti) ou les appels d'offres (éolien off-shore, photovoltaïque au sol) permettent d'estimer les coûts de production, car ces dispositifs sont calibrés pour couvrir les différentiels de coûts par rapport au prix de marché. Le graphique 1 compare les différentes estimations disponibles à l'heure actuelle. Il en ressort une compétitivité très variable des énergies renouvelables électriques dans le fonctionnement de marché actuel. L'éolien terrestre est à une des extrémités du spectre (coût de production compris entre 1,5 et 2 fois le prix de marché), alors que le solaire résidentiel en est très éloigné.

Graphique 1 : Comparatif des estimations de coûts de production des énergies renouvelables électriques (estimation 2013)



ISB : Intégré Simplifié au Bâti - IAB : Intégré au Bâti
 Les histogrammes indiquent les fourchettes hautes et basses des prix estimés grâce aux tarifs de rachat ou aux appels d'offre pour les différentes technologies.

Le soutien de l'Etat tient compte du niveau de maturité et de compétitivité des technologies

Les coûts des énergies renouvelables sont donc plus ou moins bien connus, très variables selon la technologie considérée. Ces technologies évoluent par ailleurs très vite, ce qui nécessite une adaptation constante des dispositifs de soutien dont elles bénéficient.

Plus les technologies sont à un stade précoce de développement plus les verrous sont d'ordre technologique. Leur levée nécessite des actions de R&D qui sont également soutenues par l'Etat dans le cadre de programmes spécifiques. Il peut s'agir d'aides ciblées (fonds démonstrateurs) ou d'aides transverses (crédit d'impôt recherche par exemple) (cf. fiche n°4 de ce rapport).

Lorsque les technologies sont au stade du déploiement commercial, les verrous peuvent être davantage d'ordre technico-économique : optimisation industrielle, modèle d'affaire. Le soutien de l'Etat au déploiement des EnR a vocation à répondre à cet objectif, ainsi qu'à l'atteinte des objectifs nationaux en termes de pénétration des EnR dans le mix énergétique. Compte tenu des perspectives d'amélioration de la compétitivité de ces filières, le coût du soutien public, rapporté à l'énergie produite par ces technologies, a vocation à se réduire.

Des outils de soutien public sont nécessaires au déploiement des EnR

Il existe aujourd'hui de grandes disparités de maturité et de coût entre les filières de production d'énergies renouvelables électriques. A l'exception de l'hydraulique, leur déploiement ne pourrait pas se faire sur le seul critère de compétitivité dans un fonctionnement de marché.

Ainsi, des outils de soutien sont nécessaires pour permettre à la France d'atteindre ses objectifs de politiques énergétiques. Les objectifs en vigueur actuellement sont issus du cadre européen (fiche n°4) et de ses déclinaisons au niveau national. Ils feront l'objet d'une évolution prochaine dans les suites du débat national sur la transition énergétique et de la préparation de la future loi de programmation. Les mécanismes incitatifs mis en place sont spécifiques à chaque filière et doivent faire l'objet d'adaptations périodiques pour tenir compte des évolutions techniques et économiques. Ils sont guidés par le principe d'assurer à ces technologies la rentabilité minimale nécessaire à leur déploiement.

Les outils dans le secteur électrique

Les deux dispositifs de soutien principaux au développement des EnR électriques en France sont : les appels d'offres et les tarifs d'achat.

Les appels d'offres

Le soutien au travers d'appels d'offres est particulièrement adapté aux filières renouvelables présentant l'une des caractéristiques suivantes :

- besoin de pilotage fort du fait du risque de conflits d'usage (cas de la biomasse de grande puissance) ;
- rareté des zones propices (cas de l'éolien en mer) ;
- forte asymétrie d'information sur les coûts ;
- enjeu de démonstration technologique et de développement industriel.

Lorsque les objectifs en termes de puissance installée fixés par la PPI électrique ne sont pas atteints le ministre en charge de l'énergie a la possibilité de lancer des appels d'offres pour développer de nouvelles capacités de production.

Le cahier des charges de l'appel d'offres est au Journal Officiel de l'Union Européenne (JOUE) et les candidats disposent d'un délai minimum de six mois entre la publication du cahier des charges et la date limite de dépôts des offres auprès de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). Celle-ci est ensuite en charge de l'instruction des offres.

Les derniers appels d'offres concernant une production d'électricité renouvelable lancés depuis 2010 ont concerné notamment :

- en 2010 : la construction de centrales biomasse (27/07/10) et de parcs éoliens terrestre avec dispositif de stockage dans les DOM et en Corse (09/11/10) ;
- en 2011 : la construction de parcs éoliens en mer (05/07/11) et d'installations photovoltaïques de plus de 100kWc (appels d'offres simplifiés entre 100 et 250kWc (13/07/11), et appel d'offres ordinaire au delà de 250kWc (30/07/11)) ;
- en 2011 : la construction de parcs éoliens en mer (18/03/13) et d'installations photovoltaïques de plus de 100kWc (appels d'offres simplifiés entre 100 et 250kWc (27/03/13), et appel d'offres ordinaire au delà de 250kWc (13/03/13)).

Les tarifs d'achat

A contrario les tarifs d'achat sont mieux adaptés aux filières matures, pour lesquelles les coûts de production sont relativement connus et stables et pour lesquelles les sites potentiels de développement sont nombreux, avec des conflits d'usages limités.

L'obligation d'achat de l'électricité concerne tous les moyens de production renouvelables (l'éolien, la biomasse, le biogaz et les petites installations photovoltaïques). Les textes législatifs et réglementaires associés sont l'article L 314-1 du code de l'énergie, le décret n°2001-410 du 10 mai 2001 et le décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000. Chaque filière fait l'objet d'un arrêté tarifaire spécifique pris par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, après avis du Conseil supérieur de l'énergie et de la Commission de régulation de l'énergie. Ces arrêtés décrivent les tarifs d'achat et les conditions d'attribution.

L'obligation d'achat est contractée pour une durée de 12 à 20 ans selon les technologies et leur degré de maturité. Pour chaque filière, les tarifs d'achat ont vocation, conformément à la loi, à assurer une rentabilité normale aux capitaux investis et sont revus périodiquement afin de rester en adéquation avec la maturité de la filière et la baisse des coûts de production.

Les organismes responsables de l'obligation d'achat sont EDF ou les entreprises locales de distributions sur leur territoire. Le surcoût lié à l'achat de l'électricité est financé par la contribution au service public d'électricité (CSPE) payée par les consommateurs d'électricité.

Concernant les spécifications techniques, certains tarifs d'achat sont modulés en fonction de critères de performance : c'est en particulier le cas pour la biomasse où une prime à l'efficacité énergétique, ainsi qu'une prime selon le type de biomasse utilisée, peuvent être accordées. Dans le cas particulier du photovoltaïque, les tarifs applicables aux nouveaux projets s'ajustent automatiquement chaque trimestre en fonction du volume de demandes de raccordement déposé le trimestre précédent au regard d'une trajectoire-cible.

La loi Grenelle II a ouvert aux collectivités territoriales et aux établissements publics qui en dépendent directement la possibilité de bénéficier de l'obligation d'achat.

Dans un souci de concision, le tableau ci-dessous résume les principales caractéristiques des tarifs d'achat ainsi que leur évolution passée. Le détail des conditions d'attribution figure dans les arrêtés tarifaires.

Filière	Arrêtés régissant l'achat de l'électricité	Durée des contrats	Exemple de tarifs pour les installations mise en service à la date de parution des arrêtés
Hydraulique	1er mars 2007	20 ans	- 6,07 c€/kWh + prime comprise entre 0,5 et 2,5 pour les petites installations + prime comprise entre 0 et 1,68 c€/kWh en hiver selon la régularité de la production - 15 c€/kWh pour énergie hydraulique des mers (houlomotrice, marémotrice ou hydrocinétique)
Géothermie	23 juillet 2010	15 ans	- Métropole : 20 c€/kWh , + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 8 c€/kWh - DOM : 13 c€/kWh , + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 3 c€/kWh
Energie éolienne	17 novembre 2008	15 ans (terrestre) 20 ans (en mer)	- éolien terrestre : 8,2 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 2,8 et 8,2 c€/kWh pendant 5 ans selon les sites. - éolien en mer : 13 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 3 et 13 c€/kWh pendant 10 ans selon les sites.
Photovoltaïque	4 mars 2011 modifié et du 7 janvier 2013	20 ans	Tarifs en vigueur au premier trimestre 2013: - installations intégrées au bâti : 31,59c€/kWh - installations intégrées simplifiées au bâti: 18,17 ou 17,27 c€/kWh selon la puissance de l'installation - autres installations: 8,18 c€/kWh - majoration possible des tarifs d'achat de 5% ou 10% si certaines étapes du processus de fabrication des modules sont réalisées au sein de l'Espace économique européen
Cogénération	31 juillet 2001	12 ans	- 6,1 à 9,15 c€/kWh (40 et 60 cF/kWh) environ en fonction du prix du gaz, de la durée de fonctionnement et de la puissance
Déchets ménagers sauf biogaz	2 octobre 2001	15 ans	- 4,5 à 5 c€/kWh (29,5 à 32,8 cF/kWh) + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 0,3 c€/kWh (2 cF/kWh)
Combustion de matières non fossiles végétales et animales (biomasse)	27 janvier 2011	20 ans	- 4,34 c€/kWh auquel s'ajoute une prime comprise entre 7,71 et 12,53 c€/kWh attribuée selon des critères de puissance, de ressources utilisées et d'efficacité énergétique. Le niveau de la prime est calculé en fonction de cette dernière
Biogaz (issu de décharge)	19 mai 2011	15 ans	- entre 8,121 et 9,745 c€/kWh selon la puissance auquel peuvent s'ajouter une prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 4 c€/kWh .
Méthanisation	19 mai 2011	15 ans	- entre 11,19 et 13,37 c€/kWh selon la puissance auquel peuvent s'ajouter une prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 4 c€/kWh et une prime pour le traitement d'effluent d'élevage comprise entre 0 et 2,6 c€/kWh
Autres installations de puissance inférieure à 36kVA	13 mars 2002	15 ans	- 7,87 à 9,60 c€/kWh (51,6 à 63 cF/kWh) issu du tarif « bleu » aux clients domestiques

Les outils dans le secteur de la chaleur

Les outils de soutien aux EnR thermiques dans le secteur résidentiel individuel

Les outils réglementaires

Pour les constructions neuves, la loi Grenelle 1 a fixé comme objectif la généralisation des bâtiments basse consommation en 2012 et des bâtiments à énergie positive à l'horizon 2020. La réglementation thermique a ainsi été renforcée afin que toutes les constructions neuves à partir du 1^{er} janvier 2013 présentent une consommation d'énergie primaire conventionnelle inférieure à un seuil de 50 kWh/m².an en moyenne (niveau de performance énergétique équivalent au niveau « bâtiment basse consommation »), avec au moins 5 kWh/m².an provenant d'une source d'énergie renouvelable.

Les outils incitatifs

Pour les logements individuels existants, le développement des ENR thermiques passe principalement, par trois outils de soutien : le crédit d'impôt développement durable, l'éco-prêt à taux zéro et le dispositif des certificats d'économies d'énergie.

▪ Le crédit d'impôt développement durable (CIDD)

La loi de finances pour 2005 a créé un crédit d'impôt dédié au développement durable et aux économies d'énergie. Afin de renforcer son caractère incitatif, cette mesure est désormais ciblée sur les équipements les plus performants au plan énergétique ainsi que sur les équipements utilisant les énergies renouvelables. Cette mesure vise à permettre une diffusion large des équipements énergétiques durables afin de contribuer à l'atteinte des objectifs ambitieux de la France en matière d'économies d'énergie et d'énergies renouvelables.

Les lois de finances successives ont complété certaines mesures prévues initialement : la loi de finances pour 2012 a notamment prorogé le dispositif jusqu'en 2015. Pour que cette mesure reste efficace et continue à promouvoir les équipements et matériaux les plus performants auprès des particuliers, ses modalités ont également été amendées.

Plus de 7 millions de logements ont été bénéficiaires du dispositif entre 2005 et 2011, qui a également des impacts en termes de stimulation de l'innovation de structuration des

filières et de soutien à l'activité économique et à l'emploi.

▪ L'éco-prêt à taux zéro (éco-PTZ)

Mis en place dans la loi de finances pour 2009, ce dispositif d'un montant maximal de 30 000 € alloués aux ménages sans condition de ressources, permet de financer les travaux lourds de rénovation énergétique en résidence principale (acquisition d'équipement de production d'énergie renouvelable notamment) de sorte que les mensualités de remboursement de prêt soient commensurables avec les économies d'énergie issues de la rénovation.

Sous condition de ressources, ce dispositif est cumulable avec le crédit d'impôt développement durable.

▪ Le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE)

Le dispositif des certificats d'économies d'énergie impose aux fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, fioul, carburant, etc.) de développer les économies d'énergie. Ces derniers choisissent librement les actions qu'ils vont mettre en place (prime pour l'acquisition d'un équipement, bon d'achat, diagnostic gratuit, etc.) afin d'atteindre leur objectif d'économies d'énergie (proportionnel à leurs ventes d'énergie) et reçoivent en contrepartie des certificats d'économies d'énergie.

La mise en place d'équipements de production d'ENR thermiques peut également donner lieu à délivrance de certificats sous certaines conditions. Ainsi, entre son instauration le 1^{er} juillet 2006 et le 31 décembre 2012, le dispositif a contribué à la mise en place de 5,1 TWh de production annuelle de chaleur renouvelable, soit 10 % de l'accroissement de consommation des énergies renouvelables depuis 2005.

Les outils de soutien aux EnR thermiques hors secteur résidentiel

Le principal outil de soutien aux EnR thermiques est le fonds chaleur : lancé en 2009, le fonds chaleur a pour vocation le financement de projets dans les secteurs de l'habitat collectif, du tertiaire et de l'industrie à hauteur de 5,5 millions de tonnes équivalent pétrole (tep) à l'horizon 2020. Il est doté de près de 1,2 milliard d'euros sur la période 2009-2013 et sa gestion est déléguée à l'ADEME. Il permet de garantir que le prix de la chaleur d'origine renouvelable produite est

inférieur d'environ 5 % à celui obtenu avec des énergies conventionnelles, en apportant des aides sous forme de subvention à l'investissement ou au kilowatt-heure renouvelable produit, voire par un mixte des deux. Les aides ne sont cumulables ni avec les certificats d'économies d'énergie ni avec les projets domestiques.

Une intervention à deux niveaux :

- sous forme d'appels à projets Biomasse Chaleur Industrie Agriculture Tertiaire (BCIAT). Ces consultations sont nationales, de périodicité annuelle et concernent les installations biomasse de grande taille (production de chaleur supérieure à 1 000 tep/an).
- sous forme d'aides régionales gérées par les directions régionales de l'ADEME pour les autres filières (géothermie/hydrothermie, solaire thermique, énergies de récupération, réseaux de chaleur), quel que soit le secteur, et pour les installations biomasse ne relevant pas des appels à projets. Elles sont accessibles toute l'année, sans contrainte de calendrier.

Un succès franc et croissant depuis sa création :

Chiffres clés 2009-2012	Nombre de projets	Investissements (M€)	Aide ADEME (M€)	tep ENR/an	Aide ADEME (€/tep)
Bois hors BCIAT	389	759,9	181	305 556	592
Bois BCIAT	108	575,9	225,5	568 333	396
Géothermie	236	256,8	64,6	61306	1055
Biogaz	7	7	2,1	4 564	468
Solaire	1090	107,7	53	4708	11286
Réseaux de chaleur	379	887,8	306,3	144 465	
Total	2209	2595	832,9	1 088 932	765

Les outils dans le secteur des transports

- **Le principal levier incitatif : la taxe générale sur les activités polluantes**

La TGAP permet d'encourager l'incorporation et la distribution de biocarburants en pénalisant les opérateurs qui mettent à la consommation une proportion de biocarburants inférieure au seuil fixé. Depuis 2010, le taux de la TGAP est fixé à 7 % en énergie. Pour le calcul de la TGAP, ce taux est diminué à proportion des volumes de biocarburants incorporés dans les carburants mis sur le marché.

- **Une fiscalité réduite pour les biocarburants issus des unités agréées**

La directive 2003/96/CE prévoit la possibilité pour les États Membres d'appliquer un taux d'accises réduit sur certaines huiles minérales (carburants) qui contiennent des biocarburants et sur les biocarburants. L'exonération partielle de la taxe intérieure de consommation (TIC) permet de réduire le surcoût de fabrication des biocarburants (issus des unités agréées) par rapport aux carburants d'origine fossile.

Les taux de la défiscalisation (€/hl)

	2009	2010	2011	2012	2013
Biodiesel*	15	11	8	8	8
Ethanol**	21	18	14	14	14

* esters méthyliques d'acide gras, biodiesel de synthèse
 ** Ethanol ou part éthanol si incorporé sous forme d'ETBE. Les esters éthyliques d'huile végétale bénéficient du même taux.

Après une diminution régulière des taux de défiscalisation des biocarburants, les taux ont été stabilisés entre 2011 et 2013. Ce dispositif sera abandonné fin 2015.

Les outils de soutien représentent un coût public variable selon les filières

Le soutien au déploiement des EnR repose sur de nombreux instruments qui peuvent peser sur le contribuable (CIDD) ou le consommateur (tarifs d'achat par exemple), être de nature incitative (CIDD) ou réglementaire (RT 2012). Les EnR peuvent aussi bénéficier d'outils qui ne les ciblent pas spécifiquement, par exemple les instruments de lutte contre la précarité énergétique (aides ANAH), de soutien au bâtiment (TVA réduite pour travaux dans les logements anciens)... L'évaluation précise des coûts est donc délicate.

Le coût du soutien aux EnR électriques

Le soutien des EnR électriques est financé au travers des charges de CSPE (contribution au service public de l'électricité) répercutées *in fine* sur le consommateur d'électricité. Dans sa délibération portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2013 en date du 9 octobre 2012 la commission de régulation de l'énergie (CRE) indiquait que sur un montant de charges prévisionnelles de CSPE estimé à

5,1 Mds€ au titre de l'année 2013, les énergies renouvelables électriques représentent 3 Mds€ dont 2,1 Md€ sont dédiés à la seule filière photovoltaïque (soit 41% des charges CSPE prévisionnelles pour 2013).

	Charges constatées au titre de 2011 (M€/ part du total)		Charges prévisionnelles au titre de 2012 (M€/ part du total)		Charges prévisionnelles au titre de 2013 (M€/ part du total)	
Total énergies renouvelables	1 464,0	41,0%	2 223,1	52,2%	3 014,7	58,8%
Eolien MC	399,7	11,2%	494,9	11,6%	560,6	10,9%
Eolien ZNI	4,8	0,1%	6,0	0,1%	6,6	0,1%
Photovoltaïque MC	794,9	22,3%	1 373,1	32,2%	1 898,9	37,1%
Photovoltaïque ZNI	106,2	3,0%	153,9	3,6%	208,1	4,1%
Autres EnR (MC)	151,8	4,3%	183,4	4,3%	330,1	6,4%
Autres EnR (ZNI)	6,7	0,2%	11,8	0,3%	10,4	0,2%
Total contrats d'achat hors ENR (MC)	838,5	23,5%	729,0	17,1%	531,6	10,4%
Cogénération (MC)	801,7	22,5%	709,2	16,6%	527,5	10,3%
Autres contrats d'achat (MC)	36,8	1,0%	19,8	0,5%	4,1	0,1%
Total péréquation tarifaire hors ENR (ZNI)	1 198,3	33,6%	1 210,2	28,4%	1 431,8	27,9%
Surcoût de production	910,7	25,5%	901,0	21,1%	915,5	17,9%
Contrats d'achat hors ENR	287,6	8,1%	309,2	7,3%	516,4	10,1%
Dispositions sociales	68,4	1,9%	98,4	2,3%	145,5	2,8%
Total	3 569,2		4 260,8		5 123,5	

MC : métropole continentale

ZNI : zones non interconnectées

EnR : énergies renouvelables

Les charges CSPE dédiées aux EnR électriques sont donc en forte croissance puisque qu'elles représentaient 1,5 Mds€ en 2010. Les données complètes de la CRE (délibération du 9 octobre 2012 mentionnée ci-dessus) figurent dans le tableau ci-dessus.

Le coût du soutien aux EnR thermiques

Parmi les outils de soutien aux EnR thermiques, le CIDD est le principal instrument pour le résidentiel individuel. Son coût s'élève en 2011 (année de dépense 2010) à 1,9 Mds€, dont 57,8% (soit 1.1 Mds€) pour les EnR. Suite à la réforme intervenue dans le cadre de la LFI 2012, son coût a été abaissé en 2012 à 1.1 Mds€ dont environ 700 M€ pour les EnR (année de dépense 2011)

L'éco-PTZ, dédié au financement des rénovations lourdes dans le logement, a eu un impact budgétaire de 80M€ en 2012².

Le principal instrument de soutien à la production centralisée de chaleur est le fonds chaleur géré par l'ADEME. Il est doté de 1.2 Mds€ sur la période 2009-2013.

Le coût du soutien au secteur des transports

Le système de soutien à la production de biocarburants repose sur deux types d'incitations : l'exonération partielle de la taxe intérieure de consommation (TIC) pour des

unités de production agréées et des taux réduits de la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP) appliquée sur la mise à la consommation des carburants, à proportion de la part de biocarburants mis sur le marché.

Les montants TGAP (M€) :

2006	2
2007	25
2008	62
2009	104
2010	110
2011	150
2012	156

En matière de TIC, après une diminution régulière des taux de défiscalisation des biocarburants, les taux ont été stabilisés à partir de 2011. Les montants globaux des exonérations fiscales correspondantes se sont élevés à 500 M€ en 2007, 720 M€ en 2008, 521 M€ pour 2009 et 425 M€ en 2010, 271 M€ en 2011 et 288 M€ en 2012.

Le rapport de la Cour des comptes (jan. 2012) évalue les coûts et transferts entre agents liés à la politique de soutien aux biocarburants entre 2005 et 2010. Il identifie trois types de transferts :

- la surconsommation de carburants lié au moindre pouvoir calorifique (PCI) des biocarburants. Une partie du surcoût payé par le consommateur se traduit par un surplus de recettes fiscales (TIC) pour l'État ;
- l'augmentation du prix au litre du carburant lié à la répercussion de la TGAP payée par les distributeurs ;

² Il s'agit du coût générationnel, soit le montant total du crédit d'impôt, étalé sur 5 ans, accordé aux banques ayant distribué les 35 000 prêts

- l'exonération partielle de TIC, répercutée par les distributeurs sur les producteurs, qui se traduit par un manque à gagner pour l'État.

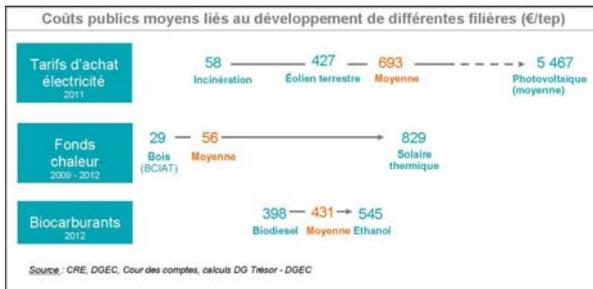
Le bilan du soutien aux transports se traduit par un surcroît de recettes pour l'Etat de 70 M€ et un coût pour les consommateurs de l'ordre de 770 M€.

Comparatif des coûts de soutien aux différentes filières

Le graphique ci-dessous récapitule les coûts moyens du soutien aux différentes filières ENR.

Il en ressort une efficacité plus grande des financements liés au déploiement des ENR thermiques :

Graphique 2 : Coûts publics moyens liés au développement des différentes filières



Méthodologie de calcul :

Pour les tarifs d'achats, le coût public par tep est égal à la différence entre le coût moyen constaté par filière et le coût évité de l'électricité (année 2011).

Pour le fonds chaleur, le coût public est égal, pour chaque filière, au montant de l'aide versée par l'Ademe (année 2012) rapporté à la production actualisée sur la durée de vie (20 ans) des installations au taux de 4%.

Pour les biocarburants, les coûts moyens pour chaque filière correspondent à la différence de prix entre les carburants contenant des biocarburants et ceux qui n'en contiendraient pas, exprimée en euros par Tep (année 2012)..

- Martine LECLERCQ ;
Alice VIEILLEFOSSE ;
Nicolas BARBER ; Yves LEMAIRE ;
Georgina GRENON ;
Soraya THABET.

