

Sommaire

Rapport sur l'industrie pétrolière et gazière en 2011

Les marchés et approvisionnements internationaux

1. Les marchés pétroliers et gaziers mondiaux
2. L'exploration et la production pétrolières et gazières dans le monde
3. Les enjeux des approvisionnements européens en pétrole et en gaz
4. Les importations en hydrocarbures
5. L'industrie parapétrolière

L'exploration - production et l'industrie des produits pétroliers en France

6. L'exploration et la production pétrolières en France
7. Le raffinage en France
8. Les carburants de substitution

La logistique pétrolière et gazière

9. Les transports intérieurs de produits pétroliers
10. Les infrastructures de stockage des produits pétroliers
11. Le stockage stratégique
12. Les infrastructures gazières

La vente au consommateur final

13. La consommation de produits pétroliers et gaziers
14. La distribution des produits pétroliers
15. La qualité des carburants
16. Les prix des produits pétroliers
17. Les prix du gaz au consommateur final
18. La fiscalité des produits pétroliers et gaziers

1 – Les marchés pétroliers et gaziers mondiaux

Les tensions sur l'offre et le contexte géopolitique agité ont favorisé une forte hausse des prix du pétrole. Les marchés européens du gaz restent caractérisés par un fort écart entre les prix « indexés pétrole » et les prix sur les marchés « spot »

L'année 2011 a été marquée par une croissance économique mondiale plus faible qu'en 2010, en raison notamment du ralentissement économique qui a touché les pays développés.

Compte tenu du contexte géopolitique agité et des tensions sur l'offre, le prix du pétrole a connu une forte hausse jusqu'en avril, le Brent passant de 95 dollars par baril (\$/b) début janvier à 126 \$/b début avril. Malgré plusieurs corrections à la baisse liées notamment à la dégradation des perspectives économiques, le pétrole s'est maintenu à un niveau élevé le reste de l'année, entre 105 et 115 \$/b.

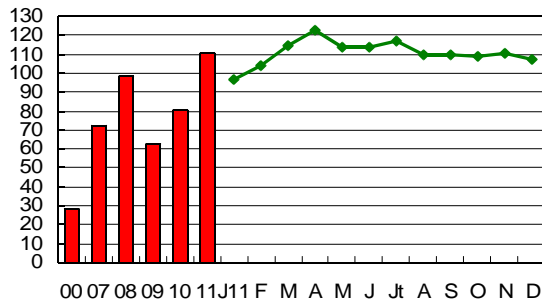
Les prix moyens du gaz sur les marchés « spot » européens ont été relativement stables en 2011 : ils se situent désormais dans une fourchette comprise entre 22 et 24 €/MWh. Dans ce contexte, l'écart entre prix « spot » et « prix indexés pétrole » s'est maintenu à un niveau élevé, et les renégociations de contrats long terme se sont poursuivies.

Pétrole

La hausse des cours amorcée au dernier trimestre 2010 s'est poursuivie jusqu'en avril 2011, à la faveur des événements en Afrique du Nord et au Moyen-Orient, atteignant un pic à 126,65 \$/b début avril. Malgré la dégradation du contexte économique, le pétrole s'est maintenu par la suite entre 105 et 115 \$/b.

Avec une moyenne de 111 dollars par baril (\$/b) en 2011 pour le Brent ICE, les cours du brut sont en nette hausse (+ 39 %) par rapport à ceux de 2010 (80 \$/b), dépassant le niveau atteint en 2008 (97 \$/b).

Evolution du cours du Brent ICE en \$/b
(moyennes annuelles et cours mensuels en 2011)



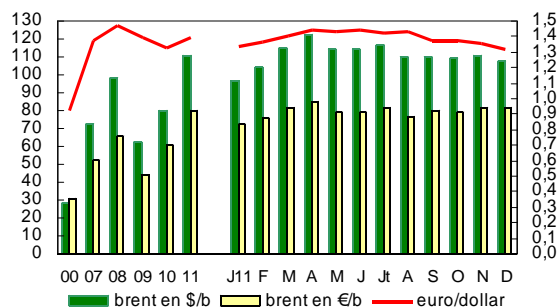
source : DGEC – Reuters

Poursuivant la tendance haussière amorcée à partir de septembre 2010, les cours ont été en forte progression jusqu'au mois d'avril 2011,

passant de 95 \$/b début janvier à 115 \$/b début mars et atteignant un pic de 126,65 \$/b le 8 avril. Les cours ont connu un premier mouvement de correction à la baisse début mai et ont été ramenés autour de 115 \$/b jusqu'en juillet. Un deuxième mouvement baissier intervenu début août a ramené les cours entre 105 et 110 \$/b jusqu'à la fin de l'année.

Exprimé en euros, le prix moyen du Brent s'établit à 79,6 €/b en 2011, en hausse de 31 % par rapport à 2010. Le prix du baril en euro a commencé l'année à son plus bas (autour de 70 €/b), et atteint son plus haut en avril, à 88 €/b (66,1 €/b en moyenne en 2008). Si le niveau élevé de l'euro par rapport au dollar à ce moment-là (1,45 \$) a amorti la hausse des cours, sa baisse à partir de septembre a contribué au renchérissement des prix exprimés en euro, malgré un baril en dessous de 110 \$. L'année s'est ainsi achevée sur un baril remonté au-dessus de 82 €, l'euro étant tombé à 1,30 \$.

Evolution du cours du Brent ICE et de l'euro



source : DGEC – Reuters

La croissance de la demande s'est poursuivie à un rythme moins soutenu qu'en 2010

Après le fort rebond de 2010 (5,2%), la croissance économique mondiale a connu un rythme moins important en 2011 (3,8%, estimation du Fonds Monétaire International de janvier 2012), en raison en particulier du ralentissement économique qui a touché les pays développés à partir du deuxième trimestre, tandis que la croissance des pays émergents est restée soutenue. La demande mondiale de pétrole a augmenté de 0,8 million de barils par jour (Mb/j) en 2011, à 89,1 Mb/j (contre 88,3 Mb/j en 2010 et 85,6 Mb/j en 2009). S'il était prévu que la croissance de la demande pétrolière soit moins forte en 2011 qu'en 2010, elle a été toutefois plus faible de moitié par rapport aux prévisions initiales de l'AIE (+ 1,5 Mb/j), en raison de la dégradation de la situation économique qui a fortement pesé sur la consommation pétrolière des pays OCDE.

Ainsi, après un rebond en 2010, la consommation des pays OCDE a connu une baisse importante de -0,6 Mb/j en 2011, alors que l'AIE, au titre du déclin structurel de la demande, prévoyait initialement une baisse de 0,1 ou 0,2 Mb/j.

Un marché tendu, dans un contexte géopolitique agité

La production mondiale est passée de 87,5 Mb/j en 2010 à 88,4 Mb/j en 2011, bien que le marché ait dû faire face à la perte du brut libyen et à une stagnation de la production des pays n'appartenant pas à l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (Opep).

La perte du brut libyen a été compensée en grande partie à partir du mois de juin par certains pays producteurs du Golfe, l'Arabie Saoudite en particulier, ainsi que le Koweït et les Emirats arabes unis (EAU). Cette hausse de production a été décidée hors du cadre de l'Opep. En effet, l'absence de consensus à la réunion de juin 2011 a abouti au maintien du quota de production adopté en décembre 2008 pour faire face à la crise (24,845 Mb/j), et largement dépassé dans les faits. Il a fallu attendre la réunion de décembre pour que l'Opep convienne d'un nouveau plafond collectif de production à 30 Mb/j, auquel a été réintégré l'Irak, soit un niveau légèrement inférieur au niveau de production effectif (30,61 Mb/j en décembre).

Malgré la perte du brut libyen, la production de brut de l'Opep affiche une hausse de 0,55 Mb/j par rapport à 2010 (29,4 Mb/j). Si on ajoute la production de liquides de gaz naturel (5,8 Mb/j), la production totale des pays de l'Opep s'est élevée à 35,7 Mb/j, en hausse de 1 Mb/j par rapport à 2010.

La production non-Opep (52,7 Mb/j en 2011) est quasi inchangée par rapport à 2010 (52,6 Mb/j). La hausse de production initialement anticipée par l'Agence internationale de l'énergie (AIE) ne s'est pas concrétisée, en raison notamment des perturbations générées par l'instabilité politique au Yémen (-70 kb/j) et la situation en Syrie (-60 kb/j), et de la forte baisse de la production européenne (-310 kb/j), en raison d'incidents techniques prolongés en Mer du Nord.

Compte tenu de la croissance de la demande et des difficultés qui ont affecté la production Opep et non Opep, on a pu observer un déficit d'offre une grande partie de l'année, qui a été particulièrement important au troisième trimestre, compte tenu de l'aggravation de la situation en Libye, alors que la demande était en hausse. Cette perspective a motivé la décision de l'AIE du 23 juin de procéder à une libération partielle des stocks stratégiques, ce qui a permis d'apporter un complément d'approvisionnement immédiat au marché.

Une forte augmentation des cours

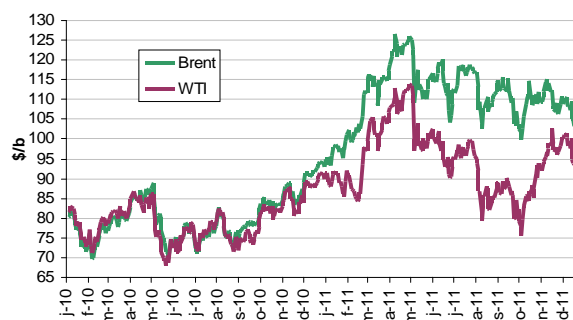
Le contexte géopolitique agité et la perte du brut libyen sont les principaux facteurs ayant contribué à la forte hausse du prix du baril intervenue dans la première moitié de 2011. Ces événements ont contribué au déséquilibre entre l'offre et la demande et à la diminution des capacités de production non utilisées. Par ailleurs, ils ont nourri l'inquiétude des marchés, qui, suite aux premiers événements, ont craint une extension des troubles à d'autres pays producteurs du Moyen-Orient.

Il a fallu attendre que le contexte économique commence à se dégrader (essoufflement de la reprise américaine, crise de la dette de la zone euro, érosion de la demande pétrolière causée par les prix élevés) pour que le niveau des prix, qui a atteint un pic à presque 127 \$/b en avril, diminue progressivement autour de 115 \$/b jusqu'en juillet, puis entre 105 et 110 \$/b le reste de l'année.

Le regain de tensions géopolitiques avec l'Iran à partir de novembre a contribué à maintenir un cours du Brent élevé malgré l'amélioration de l'équilibre offre-demande au dernier trimestre et des perspectives de moindre croissance de la demande pétrolière, dans un contexte économique dégradé.

Le différentiel entre le WTI et le Brent, d'habitude en faveur du WTI, qui s'est inversé sur la fin de l'année 2010, s'est fortement creusé en 2011. Cette situation s'explique principalement par des facteurs locaux, propres au marché américain, en particulier le niveau des stocks de brut à Cushing, point de livraison du WTI, qui tire à la baisse les prix pour les échéances proches. Il reflète également la moindre exposition du WTI par rapport au Brent au contexte international et aux tensions géopolitiques.

Evolution du cours du Brent ICE et du WTI



source : DGEC – Reuters

Il faut signaler que le pétrole n'a pas été la seule matière première affectée par une forte hausse des cours. Les cours moyens 2011 de nombreuses matières premières sont en hausse en 2011 par rapport à 2010, même si la plupart a connu une baisse de ses cours plus prononcée que le pétrole dans la deuxième partie de l'année.

La lutte contre la volatilité des prix reste une priorité de l'agenda international

Les discussions se sont poursuivies en 2011 au niveau international pour tenter de limiter la volatilité excessive des prix du pétrole, notamment dans le cadre du Forum international de l'énergie (FIE) et dans le cadre du G20, dont la France a assuré la présidence.

Ces initiatives visent notamment à permettre :

- **une meilleure information des marchés** sur la situation et les perspectives de l'approvisionnement mondial.

Le sommet de Cannes a réaffirmé l'engagement d'améliorer la régularité, l'exhaustivité et 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. Suite à la production d'un rapport conjoint AIE-Opep-FIE-OICV¹, il a été demandé à l'OICV, en coopération avec le FIE, l'AIE et l'Opep, de préparer d'ici mi-2012 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 FIE, en particulier sur deux thèmes : une meilleure compréhension du fonctionnement des marchés pétroliers, et une vision partagée des perspectives énergétiques. Un séminaire organisé par le FIE, l'AIE et l'Opep a eu lieu à Riyad, le 24 janvier 2011, sur ce sujet, et est désormais prévu annuellement (la deuxième édition s'est tenue les 23 et 24 janvier 2012). Il faut également noter la signature par 86 pays de la nouvelle charte du FIE, qui confirme leur engagement dans le dialogue producteurs / consommateurs ;

- **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 entamé la refonte de sa réglementation financière.

Gaz

Après la hausse des prix observée en 2010 sur les marchés gaziers, les prix en Europe et en Asie se sont maintenus à un niveau élevé, tandis que les prix aux Etats-Unis restent très bas du fait de la montée en puissance du gaz non conventionnel

¹ Organisation internationale des commissions de valeur (régulateurs financiers).

La consommation de gaz dans le monde a augmenté de 3% en 2011 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.

Selon des données préliminaires publiées par l'association européenne Eurogas, la consommation de gaz naturel des 27 États membres de l'UE a diminué de 10,7% en 2011 par rapport à 2010, à 471 milliards de m3 (Gm3).

Toutefois, le dynamisme de la consommation en Asie et au Moyen Orient contribue à la résorption de la bulle gazière et, selon Cedigaz, pourrait déboucher sur l'émergence de tensions sur l'offre à un horizon proche.

Marché spot américain

En Amérique du nord, 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 très faible de 9,8 €/MWh en moyenne en 2011 (maximum de 11,88 € en janvier, et minimum de 7,24 € en novembre). Une petite quantité de GNL déchargée sur les terminaux américains a été réexportée (1,6 Gm3 environ). Les projets en cours² 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.

Marchés spot européens

En Europe, on continue d'observer une forte convergence des prix entre les principaux marchés d'Europe du nord-ouest (NBP, Zeebrugge, TTF, PEG nord). Sur ces marchés, les prix ont été relativement stables tout au long de l'année. A titre d'exemple, le marché britannique NBP a évolué entre une moyenne basse de 20,8 €/MWh en septembre à une moyenne haute de 23,2€/MWh en décembre (avec une moyenne sur l'année de 22,2 €/MWh).

Plusieurs facteurs ont pu contribuer à soutenir les prix du gaz sur les marchés européens :

- le niveau du prix du charbon, qui s'est maintenu au-dessus de 110 \$/t tout au long de l'année. Il joue un rôle significatif en tant que prix de référence pour le marché NBP, et du fait de l'arbitrage gaz/charbon pour la production d'électricité ;

- le rôle croissant des importations de GNL dans l'approvisionnement britannique, et par conséquent

² Le groupe Cheniere est en train de doter le terminal méthanier de Sabine Pass (Louisiane) d'infrastructures de liquéfaction.

dans la fixation des prix sur le NBP (dans un contexte de prix spot GNL élevés sur le marché asiatique, qui a pour effet d'orienter les cargaisons vers le Japon (impact de Fukushima) et la Corée) ;

- la stratégie de certains producteurs qui semblent avoir modulé leur production à la baisse pour soutenir les prix ;

- la décision prise par l'Allemagne le 6 juin d'abandon graduel du nucléaire d'ici 2022 ;

- la baisse sensible de l'euro par rapport au dollar.

Evolution du cours du gaz sur les principaux marchés d'Europe du nord-ouest (prix day-ahead), en €/MWh

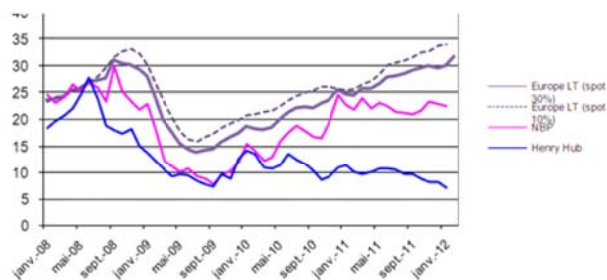


Source : DGEC

Prix des contrats long terme en Europe

Dans un contexte de hausse des prix du pétrole, les prix du gaz dans le cadre de contrats de long terme (majoritairement indexés sur les prix des produits pétroliers, avec désormais une part de spot), ont été orientés à la hausse en 2011, avec un prix moyen de 27,5 €/MWh³, soit +15% par rapport à 2010. La hausse a été continue, et devrait se poursuivre en 2012 compte tenu de la tendance des prix pétroliers.

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%), en €/MWh



Source : DGEC

Le découplage entre prix spot européens et prix long terme s'est accentué par rapport à décembre 2010, où ils étaient pratiquement équivalents (5%

d'écart). En moyenne en 2011, les prix sur le NBP ont été inférieurs de 30% aux prix des contrats long terme. Sur la base des contrats futures, on peut anticiper le maintien de différentiels compris entre 20 et 25% pour l'année 2012.

Cet écart entre prix spot et de long terme a incité les entreprises gazières européennes à solliciter une révision de leurs contrats de long terme avec les fournisseurs de gaz. Ainsi, certains fournisseurs ont pu consentir une part d'indexation des contrats généralement comprise entre 10 et 30% sur les prix spot européens, ainsi que des flexibilités supplémentaires à court terme, notamment sur les volumes, pour mieux faire face aux baisses de la demande dans le contexte actuel de crise économique.

L'impact de l'accident de Fukushima sur les marchés du gaz européens est resté relativement modéré

La mise à l'arrêt de 52 des 54 réacteurs nucléaires japonais a eu pour effet d'entraîner une hausse de la demande japonaise de gaz pour la production d'électricité.

Ce surcroît de demande a été de l'ordre de 11-12 Gm3 de gaz en 2011, couvert en grande partie à partir des ressources du bassin pacifique (Malaisie, Australie et Qatar en particulier).

En Europe, l'arrêt de sept réacteurs nucléaires allemands ne s'est pour l'instant pas traduit par une augmentation de la demande de gaz pour la production d'électricité, du fait de la situation économique dégradée, de températures clémentes et d'un effet de substitution réparti entre différents types de centrales électriques (charbon, gaz, renouvelables). Au 15 avril 2012, les « futures » pour l'année calendaire 2013 s'établissent toutefois aux environs de 27 €/MWh, ce qui traduit une anticipation de tensions croissantes sur les marchés du gaz mondiaux.

Contributeurs :

Isabelle Venturini ; Philip Hesske.

³ Hypothèse d'une part de spot de 30%.

2 – L'exploration et la production pétrolières et gazières dans le monde

La production pétrolière et gazière poursuit sa progression. L'année 2011 a toutefois été marquée par les événements en Afrique du nord et au Moyen-Orient, qui ont entraîné des perturbations, et conduit à la perte de la production libyenne pendant plusieurs mois.

L'année 2011 a vu la croissance de la demande pétrolière se poursuivre à un rythme moins soutenu qu'en 2010. Du côté de l'offre, le fait marquant a été les perturbations en Afrique du Nord et au Moyen-Orient, dans un contexte géopolitique agité, avec notamment la perte pendant plusieurs mois de la production libyenne, qui a contribué à créer des tensions sur les marchés. La production gazière s'est accrue à la faveur d'une demande mondiale soutenue, en particulier hors zone OCDE.

Le dynamisme des investissements dans le secteur des hydrocarbures s'est poursuivi, soutenu par des prix élevés. Les opérations de fusions-acquisitions dénotent un intérêt toujours marqué pour les ressources non conventionnelles nord-américaines.

La production pétrolière

La production a continué à augmenter en 2011, à 88,5 millions de barils par jour (Mb/j), contre 87,3 Mb/j en 2010. Toutefois, la production a été inférieure à la demande tout au long de l'année, notamment suite aux perturbations consécutives aux événements en Afrique du Nord et au Moyen-Orient, et aux difficultés techniques qui ont pénalisé la production non-Opep.

L'essentiel de la croissance de la production a été assuré par les pays de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (Opep). Malgré la perte prolongée de la production libyenne, l'augmentation de la production des pays du Golfe, l'Arabie Saoudite en particulier, a permis d'assurer la croissance de l'offre Opep, à 35,7 Mb/j, dont presque 30 Mb/j de brut.

La production libyenne, qui était d'environ 1,6 Mb/j en janvier 2011, a fortement décliné à partir de février, jusqu'à être interrompue en août. La fin du conflit civil a permis dès la fin du mois de septembre un redémarrage qui s'est avéré assez rapide, puisque la Libye a retrouvé une production de 0,75 Mb/j en décembre 2011 et 1,3 Mb/j en février 2012.

L'Arabie Saoudite est le pays qui a connu l'augmentation de sa production de brut la plus forte (+ 1 Mb/j), suivi de l'Irak (+ 310 kb/j), des Emirats Arabes Unis (+ 190 kb/j) et du Koweït (+ 180 kb/j).

L'Opep a fixé en décembre 2011 un nouveau plafond collectif de production de brut à 30 Mb/j, comprenant désormais l'Irak réintégré dans le système de quotas. Cette décision a mis fin au précédent plafond qui datait de décembre 2008 (24,8Mb/j), qui était dans les faits largement dépassé.

Du côté de la production non-Opep, la hausse attendue ne s'est pas matérialisée. Les événements politiques et les sanctions internationales contre la Syrie, ont causé une forte diminution de la production au Yémen (- 70 kb/j) et en Syrie (- 60 kb/j). Au déclin structurel de la production européenne, se sont ajoutées des difficultés techniques prolongées, en particulier sur le champ britannique de Buzzard, qui ont causé une forte baisse de la production (- 310 kb/j pour l'Europe dont -250 kb/j au Royaume-Uni).

L'Amérique du Nord est la zone qui a connu la plus forte croissance de sa production : + 340 kb/j pour les États-Unis grâce en particulier à l'essor de la production du pétrole non conventionnel, et + 130 kb/j au Canada. La production de la Russie et du Brésil est en hausse, mais cette hausse est moitié moins importante que l'année précédente, respectivement + 130 kb/j et + 50 kb/j.

Évolution de la production mondiale en 2011

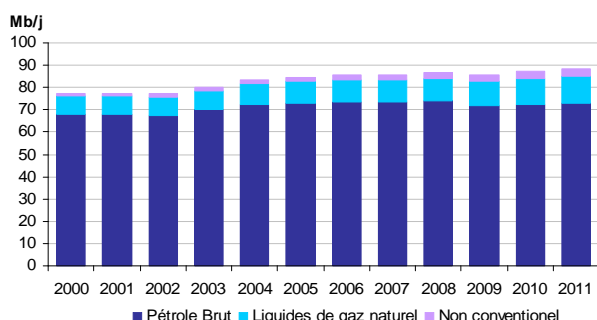
	Production 2010 (Mb/j)	Production 2011 (Mb/j)	Evolution (Mb/j)
OPEP	34,75	35,74	+ 1
Brut	29,41	29,96	+ 0,55
Condensats	5,35	5,8	+ 0,45
NON-OPEP	52,6	52,7	+ 0,1
Am. du nord	14,1	14,6	+ 0,5
Am. latine	3,9	4,1	+ 0,2
Europe	4,3	4	- 0,3
Afrique	2,5	2,54	-
Moyen-Orient	1,7	1,6	- 0,1
CEI	13,55	13,58	-
Asie	7,8	7,6	- 0,2
Biocarburants	1,8	1,8	-
TOTAL	87,3	88,5	+ 1,2

Source : AIE (mars 2012)

Comme les années antérieures, les liquides de gaz naturel ont représenté une part importante de la croissance de l'offre. Mais la production de brut est

en hausse également. L'augmentation de la production de pétrole non conventionnel a été un peu plus faible en 2011 que les années antérieures, mais reste un levier de croissance à moyen terme.

Évolution de la production mondiale par type



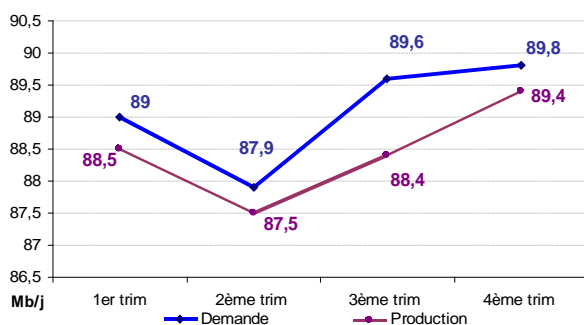
source : AIE (mars 2012)

Equilibre offre / demande

Un déficit d'offre a perduré toute l'année, et a été particulièrement prononcé au troisième trimestre, lorsque la demande a fortement augmenté et que la production libyenne était au plus bas.

Dans ce contexte, les pays membres de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) ont procédé à une libération des stocks stratégiques (59,8 Mb) à la fin du mois de juin, afin d'apporter un complément d'approvisionnement au marché.

Demande et production de pétrole en 2011



source : AIE (mars 2012)

Les capacités de production non utilisées ont fortement baissé en 2011. La perte des capacités libyennes, combinée à la diminution des capacités excédentaires des pays ayant augmenté leur production pour compenser, a fait passer les capacités excédentaires *effectives* (chiffre retraité par l'AIE) d'environ 4,85 Mb/j en janvier à moins de 3 Mb/j en décembre. Les capacités excédentaires ont été en moyenne de 3,5 Mb/j, soit 2 Mb/j de moins que l'année précédente. L'excédent a continué à se réduire début 2012, suite à la poursuite de l'augmentation de la production saoudienne.

Perspectives d'évolution des réserves

Ces dernières années, la tendance est à la découverte de gisements de petite taille dans les bassins matures et de plus grande taille dans de nouvelles zones plus difficiles d'accès, en particulier en offshore à grande profondeur.

L'année 2011 se distingue dans la mesure où les zones matures ou déjà largement exploitées ont été propices à des découvertes de premier ordre.

La plus grosse découverte de l'année a eu lieu en mer du Nord norvégienne : le gisement Aldous Major South, conjointement avec le gisement attendant d'Avaldness, pourraient être une des plus grosses découvertes de pétrole réalisées en Norvège. Les réserves sont estimées entre 1,7 et 3,3 milliards de barils équivalent-pétrole (bep).

Dans le Golfe du Mexique, la reprise des activités de forage en 2011 (suite au moratoire de plusieurs mois imposé en 2010 après la marée noire) a permis de mettre à jour les ressources du gisement de Keathley Canyon (environ 700 Mbep) qui est une des découvertes les plus importantes depuis dix ans dans cette zone.

2011 a confirmé l'émergence d'un nouveau pays pétrolier : le Ghana. Après le démarrage du champ de Jubilee en décembre 2010, le potentiel pétrolier offshore du pays s'est accru suite à de nouvelles découvertes, en particulier le gisement d'Enyenra, dont les réserves seraient d'1 milliard de bep.

Dans l'Arctique, l'accord sur la délimitation des frontières maritimes entre la Russie et la Norvège en mer de Barents, qui avait été signé en septembre 2010, est entré en vigueur en juillet 2011. La Norvège a mené sa première campagne d'exploration sismique dans la zone durant l'été. La mer de Barents est une zone prometteuse pour l'avenir de la Norvège, puisque deux gisements importants y ont été découverts au printemps 2011 (Skrurgard) et début 2012 (Havis), qui pourraient représenter entre 400 et 600 millions de bep.

En Russie, l'accord stratégique que Rosneft avait signé début 2011 avec BP pour prospecter et exploiter en commun l'arctique russe n'a pu aboutir en raison de l'opposition des partenaires russes de BP dans la co-entreprise TNK-BP. Rosneft a finalement conclu en août un accord avec Exxonmobil, selon lequel les compagnies mèneront des opérations d'exploration sur des blocs dans la mer Noire et dans l'Arctique (mer de Kara). Le groupe russe pourra être associé à plusieurs projets de prospection dans le Golfe du Mexique et au Texas.

Au-delà des découvertes, la croissance des réserves est assurée également par la

réévaluation des réserves des gisements découverts, grâce à l'extension des champs et aux progrès techniques, qui permettent d'améliorer le taux de récupération.

Par ailleurs, la hausse du prix du baril favorise l'augmentation des ressources économiquement récupérables et le développement des réserves les plus coûteuses à exploiter (offshore profond brésilien et africain, sables bitumineux canadiens).

La production gazière

En 2011, la production mondiale de gaz a progressé d'environ 3%, tirée par la hausse de la demande, en dépit d'un contexte énergétique caractérisé par de fortes incertitudes.

Dans un contexte énergétique marqué par l'accident de Fukushima, les révolutions arabes et les incertitudes économiques, l'année 2011 affiche une croissance dynamique de la demande de gaz naturel. Selon les chiffres préliminaires de Cedigaz, l'offre globale de gaz a crû de 3,1% en 2011, avec un surcroît de production estimé à 100 milliards de m³ (Gm3). Les évolutions sont toutefois contrastées selon les régions.

En Europe, la production gazière accuse un déclin marqué, de 9,4% selon Cedigaz. Des baisses de production sont observées dans tous les principaux pays producteurs, en particulier, au Royaume Uni (-25%), mais aussi en Norvège (-5%) du gisement de Troll a été réduite de presque 20% sur les trois premiers trimestres.

La production totale de la CEI a connu une hausse notable (+4,6% à 821 Gm3). La production russe a crû de 19 Gm3 à 671 Gm3 (+3,1%)¹, ce qui s'explique par un accroissement des exportations vers l'Europe et les autres républiques de la CEI, notamment l'Ukraine².

La production gazière au Turkménistan s'est accrue de 18 Gm3 (+40%) et reflète la montée en puissance des exportations vers la Chine et, dans une moindre mesure, l'Iran³.

Le Moyen-Orient affiche une croissance soutenue de sa production de gaz, de l'ordre de 11,3%. Cette croissance est essentiellement portée par le Qatar, avec un accroissement de 33 Gm3 (+28%), laquelle résulte de la mise en service de nouveaux trains de liquéfaction de gaz naturel.

¹ Source : gouvernement russe.

² Gazprom a annoncé en décembre 2011 que la compagnie augmenterait sa production de 508 Gm3 en 2010 à environ 520 Gm3 en 2011. Selon les prévisions du ministère de l'économie russe, la production nationale atteindra près de 741 Gm3 en 2014, dont 76% provenant de Gazprom.

³ Source : Cedigaz.

En Amérique du nord, la production s'est accrue de 44,6 Gm3 (+5,5%), à la faveur notamment du rôle croissant joué par les gaz non conventionnels.

En Océanie et Asie Pacifique la hausse de la production a été de +0,3% à 485,9 Gm3 (+6,4%/an durant la dernière décennie), selon Cedigaz. La Chine est devenue le plus important producteur de la région, avec une part de 20%⁴.

En Afrique, la production est en baisse de -5,8% à 196,7 Gm3, principalement du fait des conséquences du conflit en Libye qui a interrompu la production nationale sur la majeure partie de l'année. Des baisses significatives sont également enregistrées en Algérie et en Égypte, dues à des défaillances techniques ou à une insuffisance de gaz.

Selon l'AIE, la « bulle gazière » a continué de se réduire en 2011 sous l'effet d'une demande dynamique hors zone OCDE. Elle prévoit le retour de tensions sur les marchés en Asie-Pacifique, qui pourraient se transmettre dans un futur proche au marché européen. Elle estime enfin que le gaz devrait jouer un rôle croissant dans le mix énergétique mondial au cours des vingt-cinq prochaines années, favorisé notamment par un prix inférieur au pétrole à quantité d'énergie équivalente, par sa flexibilité, qui en fait un bon complément à l'intermittence des renouvelables, et par ses qualités environnementales⁵.

Le gaz naturel liquéfié (GNL) poursuit son expansion avec l'augmentation des capacités de regazéification, qui se sont accrues de 40 Mt/an en 2011 et devraient augmenter de 20% de 2011 à 2015. La capacité cumulée de liquéfaction s'est accrue de +2,3% par rapport à 2010, à 280 Mt/an. Huit nouveaux terminaux GNL, dont six sont actuellement en construction, devraient entrer en service d'ici 2015.

En 2011, le commerce de GNL enregistre une progression rapide de 9,4%, représentant désormais 31% des flux mondiaux selon Cedigaz. Les taux de croissance sont particulièrement significatifs en Asie-Océanie (+15%), au Royaume-Uni (+31%), en Amérique latine (+15%) et au Moyen Orient (+15%). La capacité de liquéfaction mondiale est passée de 364 Gm3/an en décembre 2010 à 372 Gm3/an (+2,2%), selon Cedigaz, qui

⁴ Part des autres pays de la région : Indonésie (17%), Malaisie (13%), Australie (11%), Inde (11%), Pakistan (8%) et Thaïlande (7,5%).

⁵ WEO 2011.

estime l'augmentation de la capacité à plus de 60% d'ici 2020. Cette croissance découle de la mise en service du train 7 de Qatargas 4 (+7,8 Mt) au Qatar en février. Durant les trois premiers trimestres de l'année 2011, les décisions d'investissement ont été finalisées sur les trois projets de GNL à base de gaz de houille de Gladstone, Australia Pacific LNG (APLNG) et Wheatstone, ainsi que sur le projet Prelude, première unité flottante de GNL au monde située au large de la côte ouest de l'Australie. Hormis l'Australie, des projets de terminaux flottants sont également à l'étude en Indonésie, en Papouasie-Nouvelle-Guinée ou au Brésil.

Aucune capacité supplémentaire de liquéfaction ne sera toutefois mise en service au Moyen Orient d'ici 2015-2016 et les projets dans le bassin Atlantique à court et moyen termes restent marginaux.

Deux nouveaux marchés consommateurs ont commencé à importer en 2011 : la Thaïlande et les Pays-Bas. Si le Qatar a contribué à la majeure partie de l'augmentation de l'offre, un certain nombre de pays producteurs d'Afrique et d'Asie ont dû réduire leurs exportations en raison de problèmes techniques et d'alimentation des usines, ou encore d'une insuffisance de gaz liée à la satisfaction prioritaire des besoins domestiques.

En Amérique du Nord (États-Unis, Canada), l'exploitation croissante des gaz non conventionnels a accéléré le processus de développement des projets d'exportation de GNL. Quatre contrats de livraison à partir du futur terminal GNL de Sabine Pass⁶ en Louisiane ont été signés en 2011⁷. Par ailleurs, une licence d'exportation a été accordée en octobre pour le projet Kitimat LNG au Canada⁸. L'exportation de GNL en provenance d'Amérique du Nord devrait toutefois rester assez marginal à court ou moyen terme. Cedigaz estime qu'elle pourrait représenter 4% du marché du GNL mondial en 2020.

⁶ Capacité de 18 Mt/an, mise en service prévisionnelle en 2016.

⁷ BG Group, Gas Natural Fenosa, KoGas et GAIL India.

⁸ Ce projet comprend deux trains de 5 Mt/an chacun.

Capacités de liquéfaction supplémentaires 2011-2016 (en Mt)

Pays	Fin 2011	2012	2013	2014	2015	Fin 2016
Bassin atlantique	78,1	83,3	92,5	92,5	92,5	92,5
Dont : Algérie	20,3		+ 9,2			29,5
Angola	0,0	+ 5,2				5,2
Moyen-Orient	100,4	100,4	100,4	100,4	100,4	100,4
Bassin Pacifique	101,3	105,6	105,6	110,6	137,8	150,8
Dont : Australie	19,5	+ 4,3		+ 5,0	+ 11,1	48,4
Papouasie-Nouvelle-Guinée					+ 6,6	6,6
Canada					+ 5,0	5,0
États-Unis					+ 4,5	9,0
Total MONDE	279,5	289,3	298,5	303,5	330,7	343,7

Source : Cedigaz

S'agissant de la regazéification, fin 2011, l'industrie du GNL devrait compter 90 terminaux pour une capacité totale d'environ 654 Mt (+40 Mt)⁹. Sur les cinq prochaines années, cette capacité va augmenter de plus de 125 Mt, dont 79 Mt sont déjà en cours de construction. Cette croissance s'explique en particulier par les projets en cours en Chine et en Inde.

La regazéification flottante, dont la technologie est désormais éprouvée, se développe également, avec actuellement dix infrastructures flottantes dans le monde, dont cinq en Amérique latine, trois aux États-Unis et deux au Moyen Orient. Il existe également une quinzaine de projets en cours, principalement situés en Asie et en Amérique du Sud. En Europe, le seul projet en cours est situé en Italie¹⁰.

La croissance du commerce mondial par gazoducs est estimée à 4 / 5% sur l'année 2011, avec notamment une augmentation sensible des exportations de gaz en provenance de la zone CEI, respectivement du Turkménistan (+16 Gm3) et de la Russie (+17 Gm3)¹¹.

La montée en puissance des gaz non conventionnels se confirme.

L'AIE souligne que le développement des gaz non conventionnels offre la possibilité de limiter la dépendance face à un petit nombre de pays producteurs. Elle estime que la part du gaz non conventionnel dans la production mondiale passerait de 13% en 2009 à 22% en 2035¹². L'Amérique du nord devrait rester une « île gazière » sur la période du scénario, et continuer à bénéficier de prix inférieurs¹³.

⁹ Source : Cedigaz.

¹⁰ OLT Toscana, qui est en construction et doit être achevé en 2012.

¹¹ Source : Cedigaz.

¹² WEO 2011.

¹³ L'AIE fait l'hypothèse que les prix européens du gaz

A ce jour, l'exploration et la production de gaz non conventionnel connaît ses développements les plus marquants aux États-Unis (gaz de schiste) et au Canada (gaz de réservoirs compacts et de schiste en Colombie-Britannique). En dépit de prix très bas sur le marché américain Henry Hub¹⁴, une meilleure efficacité du processus de forage et une forte productivité des gisements de gaz de schistes ont contribué à une hausse soutenue de la production gazière américaine en 2011, estimée à 6,6%¹⁵. La production des gaz de schistes constitue le moteur de la croissance de la production américaine et permet de compenser un déclin attendu de 20% de la production offshore, notamment dans le golfe du Mexique¹⁶. Depuis trois ans, la part des gaz de schistes dans la production américaine aurait plus que doublé pour atteindre aujourd'hui environ un cinquième du volume total, soit 123 Gm3 (28 Gm3 en 2006), selon Cedigaz¹⁷.

Au Canada, la production de gaz non conventionnel se répartit comme suit : 52 Gm3 de gaz de réservoirs compact (soit environ 32% de la production nationale de gaz), 10 Gm3 de gaz de houille et 3 Gm3 de gaz de schiste.

En Asie, la Chine projette de produire 6,5 Gm3 de gaz de schiste d'ici à 2015 et prévoit d'augmenter cette production de 60 à 100 Gm3 dès la fin de la décennie¹⁸, objectifs très ambitieux qui s'inscrivent dans le cadre du 12^{ème} plan quinquennal (2011-2015). L'objectif est de porter la part du gaz naturel dans la consommation primaire d'énergie de la Chine de 4% en 2011 à 8% d'ici 2020. Les réserves en gaz de schiste potentiellement récupérables seraient de 25 080 Gm3, selon le ministère chinois des territoires et des ressources. Après la révision à la baisse des réserves des États-Unis (13 600 au lieu de 23 400 Gm3), la Chine pourrait ainsi disposer des premières réserves mondiales.

En Europe, les populations ont exprimé de légitimes craintes quant à l'utilisation de la technique de fracturation hydraulique pour l'exploitation des gaz non conventionnels. Au sein de l'UE, cette industrie n'a pas pour l'heure connu de développement analogue à celui qui a eu lieu en Amérique du nord. En effet, le modèle qui y prévaut n'est pas reproductible en Europe, du fait

notamment d'une densité de population moindre et de l'existence de surfaces non peuplées plus étendues.

En Europe, la Pologne et l'Ukraine, ont par exception fait le choix d'exploiter leurs ressources de gaz de schiste afin d'assurer leur indépendance énergétique.

L'AIE estime que la production mondiale de gaz de schiste pourrait atteindre 428 Gm3 en 2035, ce qui équivaut presque à la production de gaz naturel du Moyen Orient, soit 461 Gm3 en 2010, selon BP.

L'AIE prépare des recommandations relatives aux meilleures pratiques à adopter pour l'exploitation du gaz de schiste¹⁹. L'objectif est d'atténuer les impacts négatifs découlant notamment de l'utilisation de la fracturation hydraulique au regard d'un usage excessif d'eau et de produits chimiques de nature à polluer les nappes phréatiques.

Des réserves gazières plus abondantes

Selon Cedigaz, les réserves prouvées de gaz conventionnel dans le monde ont augmenté de 2,8% en 2010 et atteignent 195 308 Gm3 en 2011. Elles sont principalement concentrées au Moyen Orient (près de 50% des réserves mondiales) et en zone CEI (32%)²⁰.

Deux pays en particulier, l'Iran et le Turkménistan²¹, ont révisé significativement à la hausse leurs réserves. Les autres pays ayant connu des accroissements importants de leur niveau de réserves sont les États-Unis (+488 Gm3²²), le Venezuela (+459 Gm3) et Israël.

Principales évolutions des réserves gazières en 2011

Pays	Variation 2011/2010 (G.m ³)	Variation 2011/2010 (%)
Iran	3 480	+ 11,7
Turkménistan	1 660	+ 19,9
États-Unis	488	+ 6,3
Venezuela	459	+ 9,1
Israël	125	+ 138,8
Australie	110	+ 3,1
Chine	102	+ 3,7
Arabie Saoudite	96	+ 1,2
Brésil	59	+ 16,5
Égypte	25	+ 1,1

Source : Cedigaz

¹⁹ Celles-ci devraient paraître dans le WEO 2012.

²⁰ Parts respectives par pays : Russie (23,5%), Iran (16,9%), Qatar (12,9%), Turkménistan (5,1%), États-Unis (4,2%), Arabie Saoudite (4,1%), Abou Dhabi (2,9%), Venezuela (2,8%) et Nigeria (2,6%).

²¹ Selon les dernières évaluations (octobre 2011), le gisement Yolotan-Osman sud posséderait les deuxièmes réserves au monde, comprises entre 13 100 Gm3 et 21 200 Gm3, après le gisement géant de South Pars/North Field partagé entre le Qatar et l'Iran.

²² A titre d'exception méthodologique dans le rapport Cedigaz, le chiffre pour les États-Unis inclut le gaz de schiste.

¹⁴ resteraient supérieurs de 40% aux prix américains en 2035. Autour de 2,5 \$/MBtu fin 2011.

¹⁵ Dernières prévisions du DoE.

¹⁶ Aux États-Unis, la croissance de la production a permis de réduire la dépendance aux importations et d'augmenter très fortement les exportations vers le Canada, qui s'inscrivent en hausse de 38 % sur les trois premiers trimestres.

¹⁷ L'objectif du gouvernement est d'atteindre une part du gaz de schiste dans la production totale de gaz à 45% d'ici 2035.

¹⁸ Selon l'administration nationale de l'énergie.

Il convient d'ajouter les découvertes réalisées dans l'est africain (environ 2 000 Gm3 en 2011), en particulier au Mozambique, dont les réserves semblent prometteuses.

S'agissant des réserves non conventionnelles, un rapport du DoE²³ a présenté une estimation des ressources mondiales récupérables de gaz de schiste, qui atteindraient 163 000 Gm3, à comparer aux ressources récupérables de gaz conventionnel, estimées à 405 000 Gm3²⁴, et aux réserves prouvées de gaz (conventionnel et non conventionnel), comprises entre 170 et 190 Tm3 selon les sources²⁵. Ce chiffre est cohérent avec l'estimation publiée par l'AIE²⁶, qui chiffrait à 381 000 Gm3 les ressources récupérables de gaz non conventionnel (dont le gaz de schiste ne constitue qu'une partie)²⁷.

Ressources et réserves prouvées mondiales de gaz non conventionnel (en Tm3)²⁸

	Récupérables au total	Récupérables restantes	Réserves prouvées
Gaz naturel (AIE, BP)			170-190
> Gaz conventionnel (USGS, cité dans AIE, WEO 2010)	470	405 ¹	
> Gaz non conventionnel		381	
- dont gaz de schiste (hors USA)	183		
- dont gaz de houille			
- dont gaz de réservoir compact			

Source : rapport DoE-EIA

On peut noter que des ressources potentiellement importantes en gaz de schiste supposées sont localisées dans des régions ou pays dont les ressources en gaz conventionnel sont limitées ou pratiquement épuisées.

Répartition géographique des ressources mondiales de gaz de schiste (en Tm3)

Continent	Gaz récupérable
Amérique du Nord	30
Amérique du Sud	35
Europe	18
Afrique	29
Asie	40
Australie	11
TOTAL	163

Source : rapport DoE-EIA

²³ DoE-EIA, "World Shale Gas Resources: An Initial Assessment", février 2011.

²⁴ Soit 130 années de production au rythme actuel.

²⁵ 187 000 Gm3 de réserves prouvées, selon la BP Statistical Review 2011.

²⁶ WEO 2009.

²⁷ Y compris gaz de réservoirs compacts et gaz de houille.

²⁸ Définitions :

- Réserves prouvées : hydrocarbures contenus dans les gisements gaziers découverts et pour lesquels il y a une probabilité de 90% pour que l'extraction soit rentable économiquement (critères de coût, de géologie, de technologie, d'existence de débouchés commerciaux et de prix) ;
- Réserves récupérables : volume total de réserves dont la récupération est techniquement et économiquement viable. Il comprend les réserves prouvées, probables et potentielles dans des gisements identifiés, les hydrocarbures qui peuvent encore être découverts ainsi que la production cumulée à ce jour.

Principales tendances pour les entreprises pétrolières

Le chiffre d'affaires et les résultats des entreprises sont en croissance suite à la forte augmentation du prix du baril qui a favorisé le secteur amont.

Le bénéfice net des entreprises privées internationales est en forte hausse, + 17% pour Total, + 34,4% pour ExxonMobil, + 54% pour Shell, et un retour aux bénéfices pour BP, après une perte en 2010 liée aux frais consécutifs à la marée noire dans le Golfe du Mexique.

En revanche, contrairement à l'année précédente, la majorité de ces grandes entreprises affichent un recul de leur production d'hydrocarbures, le dynamisme de la production gazière ne compensant pas le recul de la production pétrolière : - 1,3% pour Total (- 8% pour le pétrole) ; + 1,3% pour Exxon (- 4,5% pour le pétrole)

Parmi les facteurs ayant contribué au recul de la production pétrolière de certaines entreprises, on peut noter les problèmes survenus en Libye (qui ont concerné notamment Total, OMV et ENI), les effets du moratoire sur les forages dans le Golfe du Mexique, adopté suite à la marée noire et levé en février 2011 (l'activité n'a repris que progressivement, ce qui a pesé sur des entreprises comme Exxon et BP), mais aussi les 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 2011.

Selon l'IFPEN, après une hausse de plus de 10% en 2010, les investissements en exploration-production ont continué à croître d'environ 15% en 2011.

Le Moyen-Orient a affiché un dynamisme important, avec notamment des investissements en Irak, de même que l'Amérique latine, avec le développement des ressources brésiliennes de l'anté-salifère.

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

Comme les années précédentes, les sables bitumineux canadiens et le gaz de schiste américain ont représenté une large part des opérations de fusion/acquisition en 2011.

Le nombre d'opérations de fusion/acquisition dans l'exploration-production pétrolière et gazière est en hausse en 2011 (+ 15%), mais leur valeur est en baisse de 19% (170 milliards de dollars – étude PLS-Derrick). La dégradation du contexte économique dans la deuxième moitié de l'année et la diminution de l'accès au crédit ont pu être un frein.

46% des opérations ont eu lieu aux Etats-Unis, 27% au Canada.

Les entreprises chinoises poursuivent activement leur politique d'acquisition, en particulier, dans les sables bitumineux. L'année 2011 a ainsi été marquée par le rachat par Sinopec de l'entreprise canadienne Daylight energy et d'Opti par CNOOC. Petrochina, qui avait acquis auprès de Athabasca Oil Sands Corp. 60% dans deux projets en 2009, a acheté les 40% restants en 2011.

Les actifs non conventionnels américains sont au centre des transactions. Les firmes, déjà intéressées par les actifs gaziers, se tournent désormais vers les actifs pétroliers, à l'image de Statoil qui a acheté Brigham Exploration spécialisé dans le pétrole de réservoir compact. La société minière australienne BHP, après avoir fait l'acquisition en début d'année des actifs gaziers de Fayetteville shale (Arkansas) de Chesapeake, a acheté la compagnie Petrohawk qui a des actifs au Texas et en Louisiane.

Contributeurs :

Isabelle Venturini ; Philip Hesske.

3 – Les enjeux des approvisionnements européens en pétrole et en gaz

En 2011, le raffinage européen a été confronté à la perte du brut libyen, qui a entraîné une recomposition temporaire des approvisionnements. La demande européenne de gaz a fléchi de manière conjoncturelle dans un contexte de températures clémentes et d'incertitude économique, mais les grands projets d'infrastructures se poursuivent.

En 2011, le secteur du raffinage européen a dû faire face à la perte du brut libyen et trouver des approvisionnements alternatifs. La demande européenne continue à baisser, de même que la production des raffineries européennes, dont la restructuration se poursuit. Dans le secteur du gaz, après un rebond de la demande observé en 2010, l'année 2011 a vu une forte baisse de la consommation en Europe, qui s'explique à la fois par des conditions météorologiques favorables et par une situation économique dégradée.

Approvisionnement pétrolier

La demande pétrolière et la production des raffineries européennes sont en baisse en 2011

La demande pétrolière européenne est en baisse depuis plusieurs années. La baisse s'est accentuée en 2011 en raison du prix du brut élevé et du contexte économique particulièrement difficile en Europe (crise de la dette souveraine, politiques d'austérité).

Le volume d'importations de brut et de produits pétroliers est resté le même, mais la production des raffineries s'est réduite. Le raffinage européen, déjà fragilisé dans un environnement mondial très compétitif, a dû faire face à la forte augmentation du prix du brut et à une demande atone, ce qui a pesé sur les marges et conduit certaines raffineries à tourner au ralenti.

Approvisionnement pétrolier de l'UE 19¹

Mt	2011	2010	2009	2008
Demande, soutes incluses	618	634	637	674
Production nette des raffineries	582	591	599	636
Importations	290	290	280	276
Exportations	273	271	255	261

Source : statistiques AIE

L'approvisionnement en brut a été marqué par la perte du brut libyen pendant plusieurs mois et la nécessité de trouver des alternatives.

A partir de la fin du mois de février, les événements survenus en Libye ont commencé à fortement

perturber les exportations de brut, dont les pays européens étaient les principaux destinataires : 1,1 million de baril par jour (Mb/j) sur les 1,3 Mb/j exportés par la Libye. Les exportations ont très fortement diminué à partir de mars, avant de cesser entre mai et septembre.

Les raffineurs européens se sont notamment tournés vers des approvisionnements alternatifs en provenance des autres pays membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (Opep), en particulier l'Algérie et le Nigeria, dont les bruts sont de bons substituts au brut libyen, car peu soufrés. Ils se sont également tournés vers l'Arabie Saoudite, qui a augmenté fortement sa production pour approvisionner le marché, même si les bruts saoudiens, plus soufrés, ne sont pas à proprement parler des substituts des bruts libyens. La France, qui avait importé 16% de son brut de Libye en 2010, n'en a importé que 5% en 2011. La provenance des importations françaises a évolué dans un mouvement assez similaire à celles des autres pays de l'Union européenne (UE 19) avec une augmentation de la part du Nigeria et de l'Algérie, respectivement 7,4% et 6,3% des importations françaises en 2011, contre 4,4 % et 1,4% en 2010. Les volumes en provenance du Kazakhstan et d'Azerbaïdjan ont plus fortement augmenté dans les importations françaises que dans celles des autres pays de l'UE 19 : entre 2010 et 2011, le Kazakhstan est passé de 10,7 % à 12,9% et l'Azerbaïdjan de 4,9% à 8,6%. Le brut BTC d'Asie centrale était en effet un des meilleurs substituts du brut libyen.

Importations de brut dans l'UE 19

Mt	2011	2010	2009	2008
Total	520	536	535	581
Provenance des importations (liste non exhaustive)				
Pays Opep	32,5%	32,8%	33,9%	33,6%
Algérie	2,5%	1,2%	1,6%	2,5%
Angola	2,1%	1,5%	2,6%	2,6%
Arabie Saoudite	7,9%	5,7%	5,5%	6,6%
Irak	3,5%	3,2%	3,7%	3,3%
Libye	2,7%	9,9%	8,8%	9,7%
Nigeria	6,0%	4,1%	4,4%	3,9%
Russie	30,9%	30,2%	29,6%	27,9%
Norvège	12,8%	13,2%	14,7%	14,2%
Kazakhstan	4,9%	4,7%	4,4%	3,8%
Azerbaïdjan	4,7%	4,1%	3,8%	3,1%

Source : statistiques d'importations de l'AIE

¹ 19 pays membres de l'UE appartiennent au périmètre OCDE Europe de l'AIE. N'en font pas partie : les trois pays Baltes, Malte, Chypre, la Slovaquie, la Roumanie, la Bulgarie. S'ajoutent au périmètre OCDE Europe : la Norvège, la Suisse, l'Islande et la Turquie.

Selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), les flux supplémentaires à destination de la zone OCDE Europe en provenance du Nigeria, d'Angola, d'Irak et d'Arabie Saoudite ont été de 520 kb/j, dont 200 kb/j en provenance d'Arabie Saoudite, 170 kb/j du Nigeria.

Les pays de l'AIE ont aussi eu recours à une libération partielle des stocks stratégiques, à hauteur de 59,8 Mb/j, ce qui a permis un complément d'approvisionnement durant l'été. La libération des stocks stratégiques aux Etats-Unis a permis une réallocation de certains flux habituellement à destination du marché américain (bruts sud-américains et d'Afrique de l'ouest) vers l'Europe.

En matière d'importation de produits raffinés, si le poids de la Russie comme partenaire principal perdure, une certaine tendance à la diversification se confirme

L'UE est une grande zone d'échange de produits pétroliers : plus de la moitié des échanges sur le périmètre UE 19 se font entre pays européens. En 2011, la France a importé 42% de ses produits pétroliers d'UE, et 50% de son gazole.

Hors échanges intra-communautaires, deux pays se dégagent comme les principaux fournisseurs de produits pétroliers : La Russie, qui représente à elle seule presque un tiers des importations de l'UE 19 et 45% des importations françaises. Les Etats-Unis ont représenté presque 16% des importations de l'UE 19 et 17,5% des importations françaises.

Le poids de ces deux pays est encore plus important si l'on considère le gazole, produit qui représente plus du tiers des importations de l'UE 19. La Russie a fourni 38% du gazole importé par l'UE 19 en 2011, et les Etats-Unis 26%. En 2011, la France a importé 51,2% de son gazole de Russie et 23,7% des Etats-Unis.

Importations de produits pétroliers de l'UE 19

Mt	2011	2010	2009	2008
Volume total de produits importés				
tous produits	290	290	280	276
gazole	105	108	101	97
part gazole	36%	37%	36%	35%
Part des importations en provenance d'autres pays de l'UE				
tous produits	56%	57%	58%	59%
gazole	64%	63%	62%	65%
Part dans les importations hors mouvements intra-communautaires (<i>liste non exhaustive</i>)				
Russie				
tous produits	32,3%	32,1%	31,4%	27,4%
gazole	37,7%	39,3%	42,4%	39,1%
Etats-Unis				
tous produits	15,7%	11,6%	13,9%	14,1%
gazole	26,4%	15,0%	21,2%	18,0%
Pays de l'Opep				
tous produits	15,5%	18,4%	18,7%	20,3%
gazole	5,2%	3,3%	4,2%	4,2%
Norvège				
tous produits	7,2%	6,7%	6,7%	7,2%
gazole	5,4%	4,4%	4,8%	5,4%
Inde				
tous produits	4,2%	5,5%	2,6%	2,9%
gazole	7,8%	10,6%	1,9%	1,7%

Source : statistiques d'importations de l'AIE

Au-delà de cette forte concentration des pays fournisseurs non communautaires, 2011 a confirmé l'émergence de certains pays comme fournisseurs alternatifs, en particulier pour le gazole, produit à fort enjeu compte-tenu de la diésélisation importante du parc automobile européen.

C'est le cas de l'Inde, qui a fortement percé en 2010, et qui, même si sa part s'érode un peu en 2011, reste le troisième fournisseur (hors UE) de gazole, avec 7,8% des importations de l'UE 19 et 9% des importations françaises.

Alors que la part des pays de l'Opep s'érode dans les importations totales, elle est en croissance pour le gazole, grâce à l'essor des volumes en provenance des Emirats arabes unis (+50%, soit 1,1% des importations 2011) et surtout du Qatar (+ 265%, soit 2,3% du diesel importé). En 2010, les Emirats et le Qatar n'avaient représenté respectivement que 0,7% et 0,8% des importations de diesel de l'UE 19. On peut y voir la conséquence du lancement de la raffinerie à condensats de Ras Laffan fin 2009 au Qatar et l'extension en cours de la raffinerie émiratie de Ruwais. A noter que ces pays ne sont pas des fournisseurs de la France.

La diversification des approvisionnements en produits pétroliers est un enjeu croissant dans le contexte de crise prolongée du raffinage européen, qui connaît ces dernières années d'importantes restructurations, en France en particulier. Le secteur européen est confronté à une demande déclinante et fortement déséquilibrée en faveur du gazole, ce qui l'oblige à exporter sa production excédentaire d'essence. Les Etats-Unis ont longtemps été un marché d'exportation de l'essence européenne, mais ce débouché est en forte réduction depuis 2008. Si le pays reste importateur net d'essence, sa dépendance aux importations diminue puisque les Etats-Unis ont été exportateurs nets de produits pétroliers en 2011 (pour la première fois depuis 1949).

Approvisionnement gazier

Une consommation européenne en baisse à la fois dans le secteur résidentiel-tertiaire mais également dans la production d'électricité, qui s'explique en grande partie par des températures clémentes

La consommation européenne de gaz est en baisse de 10,7% en 2011, à 471 Gm3 selon les données préliminaires d'Eurogas, après avoir augmenté de 7,2% en 2010. Cette baisse s'explique à la fois par des températures supérieures aux moyennes saisonnières et un contexte économique peu dynamique.

Les tendances sont toutefois assez hétérogènes: Royaume Uni à 82,9 Gm3 (-17,8% par rapport à 2010), Allemagne à 77,7 Gm3 (-12,9%), Italie à 76,0 Gm3 (-6,3%), France à 44,1 Gm3 (-13,1%) et Pays Bas à 40,9 Gm3 (-12,8%)².

La part des importations continue d'augmenter

Selon Eurogas, la production locale a représenté 35 % de la demande européenne en 2011, tandis que les principaux fournisseurs extérieurs restaient la Russie (22 % des approvisionnements), la Norvège (19%), l'Algérie (9%) et le Qatar (7%).

En 2011, les livraisons de gaz de Russie vers l'Europe ont augmenté de 8% à 150 Gm3. L'Allemagne est le premier client du gaz russe avec 34 Gm3, devant la Turquie (26 Gm3) et l'Italie (17 Gm3). En 2012, Gazprom compte porter ces livraisons à 154 Gm3³.

L'approvisionnement européen est aujourd'hui assuré à 81% par gazoducs, et à 19% sous forme de gaz naturel liquéfié (GNL)⁴.

La dépendance européenne aux importations devrait encore s'accroître dans les années à venir, du fait de la baisse de la production européenne, pour atteindre 80% en 2030 selon certains analystes. Ainsi, selon les chiffres de l'ENTSOG⁵, la production, actuellement de l'ordre de 165 Gm3/an (-12% en 2011, selon Eurogas) devrait baisser pour atteindre 115 Gm3/an environ à l'horizon 2020.

Une forte augmentation des importations européennes de GNL en 2011

Les importations de GNL en Europe se sont stabilisées en 2011, sauf au Royaume-Uni. Ainsi, selon Platts, les importations britanniques de GNL auraient crû de 40% de janvier à novembre 2011, à environ 280 TWh en 2011 (contre 204 TWh en 2010). Dans le même temps, les exportations britanniques continuent d'augmenter (+4% en 2011), en sorte que le Royaume-Uni joue de manière croissante le rôle de pays de transit pour une partie du gaz importé en Europe sous forme de GNL.

Selon Cedigaz, la bulle gazière mondiale a continué de se réduire en 2011 et pourrait déboucher sur l'émergence de tensions sur l'offre à un horizon proche. Ainsi, le dynamisme économique des zones Asie-Pacifique et Moyen-Orient (croissance estimée à +7% par an) a eu pour effet d'absorber près des deux tiers de l'accroissement de la production gazière mondiale en 2011. Les tensions sur l'approvisionnement dans ces régions du monde pourraient être répercutées sur le marché européen à travers le GNL, et conduire à un rapprochement des prix sur les marchés au comptant européen et asiatique (qui restent sensiblement plus élevés).

A ce stade, les marchés européens continuent d'être bien approvisionnés, ce qui se traduit notamment par des prix spot sensiblement inférieurs au prix des contrats long terme (écart persistant autour de 30%). Face à cet écart de prix, les principaux pays fournisseurs ont accepté de renégocier leurs contrats à long terme (baisse de prix, augmentation de la flexibilité, augmentation de la part d'indexation sur les prix spot).

Investissements dans les infrastructures : plusieurs projets ont été précisés en 2011, le développement du GNL se poursuit

Début 2011, l'Europe dispose d'une capacité d'importation de GNL de 186 Gm3/an⁶, en légère hausse par rapport à 2010 (174 Gm3/an).

² Source : Eurogas.

³ Source Gazprom.

⁴ Source : BP Statistical Review 2011.

⁵ Source : ENTSOG, *10-year network development plan*, 2011.

⁶ Source : GLE.

Ces terminaux disposent d'une capacité d'injection sur le réseau de 6,81 TWh/j début 2011, à comparer à une pointe de demande au risque 1/20 estimée à 35,5 TWh/j en Europe⁷.

Seul le terminal de Gate LNG aux Pays Bas, d'une capacité de 12 Gm3/an (avec un potentiel d'extension à 16 Gm3/an), a été mis en service durant l'année écoulée, en septembre. Quatre autres terminaux sont en construction : El Musel en Espagne, OLT LNG en Italie, Świnoujście en Pologne et Dunkerque LNG en France. Par ailleurs, plusieurs décisions d'augmentations de capacités ont été prises.

Nouvelles infrastructures de regazéification mises en service et en construction

Nom	Pays	Capacités de regazéification (Gm3/an)	Mise en service
Nouveaux terminaux			
Gate LNG	Pays-Bas	12	2011
Terminaux en construction			
El Musel	Espagne	7	En construction 2012
OLT Offshore LNG Toscana	Italie (Livorno)	3,75	En construction 2012
Polskie LNG (Świnoujście)	Pologne	6,8	En construction 2013
Dunkerque LNG	France	13	En construction 2015
Augmentations de capacité			
Bilbao	Espagne	3,5	En construction 2012
Sines	Portugal	2,6	En construction 2012

De nombreux autres projets, plus ou moins avancés, sont également à l'étude à l'heure actuelle, en Croatie, en Italie, en Espagne et dans les pays baltes.

Les projets d'interconnexions gazières se développent, à la suite de la crise gazière de 2009

Ces projets permettront notamment l'interconnexion d'États membres voisins mais non interconnectés ainsi que la réversibilité des flux sur plusieurs interconnexions existantes, en application du règlement communautaire relatif à la sécurité d'approvisionnement gazière européenne adopté fin 2010.

L'enjeu de ces projets est de permettre une circulation plus fluide du gaz, et une plus grande flexibilité du réseau en cas de crise – un des points faibles du système gazier européen identifié lors de la crise de janvier 2009.

⁷ Source : ENTSOG.

Parmi les grands projets actuellement en développement, on peut citer :

- le renforcement des réseaux en Europe du nord-ouest. Ainsi, les gazoducs NEL (prévu fin 2012) et OPAL (depuis août 2011) doivent permettre d'acheminer vers l'Europe du Nord et l'Europe centrale le gaz russe acheminé via Nord Stream ;
- le développement des capacités nord↔sud en Europe de l'ouest. Y participent les interconnexions France-Espagne à Larrau et Biriattou, mais aussi les projets de développement des interconnexions France-Belgique ;
- le développement des interconnexions en Europe centrale et du sud-est, afin de fluidifier les échanges et de contribuer à la diversification des sources d'approvisionnement.

L'année 2011 a vu quelques avancées sur ce dernier point. Ainsi, les interconnexions entre la Hongrie et la Croatie ont été mises en service en août 2011. A terme, si le projet de terminal méthanier de regazéification Adria LNG en Croatie était réalisé, cela contribuerait également à diversifier l'approvisionnement de la Hongrie et d'une partie de l'Europe centrale.

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

- l'interconnexion Bulgarie-Roumanie, qui pourrait entrer en service en 2012 ;
- le développement des interconnexions entre la république tchèque et la Pologne (depuis septembre) et la Slovaquie (prévue pour 2012), visant notamment à mettre en place des flux rebours dans le sens ouest-est ;
- le renforcement des interconnexions entre la Slovaquie, 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'Union européenne peut être estimée à 85 Gm3, selon le recensement effectué par l'organisation professionnelle Gas Storage Europe (GSE) en août 2011.

A l'avenir, la capacité de stockage pourrait connaître une expansion notable. GSE fait en effet

état de 106 projets, représentant une capacité supplémentaire potentielle de 65 Gm3.

Les principaux projets ayant fait l'objet d'une décision finale d'investissement à ce stade sont :

- plusieurs projets en Espagne (Huelva, Yela, Bilbao, Cartagena, Gaviota...) qui devraient permettre d'augmenter la capacité de stockage du pays de plus de 3 Gm3 ;
- un projet en Allemagne (Epe EGS) d'une capacité totale de l'ordre de 1,6 Gm3.

Selon les chiffres de l'ENTSOG, la capacité de soutirage maximale des stockages européens est actuellement de 20,2 TWh/j, à comparer à une consommation européenne à la pointe estimée à 35,5 TWh/j. Compte tenu des décisions finales d'investissement déjà prises, ce débit de soutirage maximal atteindrait autour de 27 TWh/j en 2020.

Toutefois, des incertitudes se font jour sur la concrétisation de certains projets, notamment au Royaume Uni, compte tenu de la réduction de l'écart de prix été-hiver observé ces dernières années.

Une année de transition pour les grands projets de gazoducs internationaux

La sécurité d'approvisionnement de l'Europe à moyen et long termes repose également sur la mise en service de nouveaux gazoducs permettant de diversifier les sources et les voies d'approvisionnement.

La diversification des voies de transit, en particulier, est une préoccupation commune aux pays producteurs et consommateurs, dont la crise gazière russo-ukrainienne de janvier 2009 a montré toute la pertinence.

Par ailleurs, l'Europe doit faire face à la baisse prévisible de sa production domestique de gaz, ce qui nécessitera d'explorer de nouvelles sources d'approvisionnement afin de ne pas accroître la dépendance aux fournisseurs existants.

L'AIE prévoit dans son scénario « nouvelles politiques »⁸ une hausse sensible de la demande de gaz de l'Union européenne à 630 Gm3 d'ici 2035, contre 508 Gm3 en 2009. Ce chiffre a été révisé à la hausse de 30 Gm3 par rapport au WEO 2010 afin de tenir compte notamment des décisions prises à la suite de l'accident de Fukushima. Il en résulterait une forte augmentation des besoins d'importation de gaz, qui atteindraient

540 Gm3 contre 330 Gm3 aujourd'hui. Ce chiffre illustre la nécessité de développer des infrastructures d'importation supplémentaires, sachant que les projets envisagés ne pourront pas tous être réalisés : la capacité cumulée de l'ensemble des projets dépasse largement le besoin identifié à l'horizon 2030.

Parmi les projets envisagés, le projet de Corridor sud gazier, qui a pour objet de relier les marchés européens aux réserves de la région Caspienne et du Moyen Orient, revêt une importance particulière. En effet, les zones présentant le plus fort potentiel à proximité de l'Europe sont le Moyen Orient (qui concentre 41% des réserves mondiales) et, dans une moindre mesure, la région Caspienne (7%) et l'Afrique sub-saharienne.

L'année 2011 a été une année importante pour les grands projets de gazoducs, dans un contexte d'incertitude sur le niveau de demande à court-moyen terme en Europe.

Les principaux projets de gazoducs internationaux

Projet	Capacité (Gm3/an)	Date prévisionnelle de mise en service	Trajet
Nord stream	27,5 (11/2011) puis 55 (12/2012)	En service 2ème phase en 2012	Russie – Allemagne
Galsi	8	?	Algérie – Italie
Nabucco West	10	2017-18	Bulgarie-Roumanie-Hongrie et Autriche
South East Europe Pipeline	10	2017-18	Bulgarie-Roumanie-Hongrie et Autriche
South Stream	63	2015	Russie – Bulgarie-Serbie-Hongrie-Slovenie et Italie
ITGI	8 à 11	2017-18	Turquie – Italie
TAP	10 à 20	2017-18	Grèce – Albanie et Italie

Nord Stream

La mise en service du premier tronçon du gazoduc Nord Stream entre la Russie et l'Allemagne (27,5 Gm3/an) a eu lieu en novembre 2011. Un deuxième tronçon, d'une capacité identique, devrait être mis en service fin 2012. GDF Suez a rejoint ce projet à hauteur de 9% du capital en juin 2010⁹.

⁸ World Energy Outlook 2011.

⁹ Un doublement de la capacité, soit 110 Gm3, a été évoqué par Gazprom. Une étude de faisabilité est en cours.

Corridor sud

Le projet de corridor gazier sud européen a connu quelques développements notables en 2011. A ce stade, la principale source de gaz identifiée est la phase 2 du gisement de Shah Deniz (16 Gm3, dont 10 pour l'Europe).

Deux options ont été conservées à ce stade : une voie nord, vers l'Europe centrale et l'Autriche, qui comprend les projets Nabucco et SEEP¹⁰ (cf. carte ci-dessous) et une voie sud, vers la Grèce et l'Italie, qui comprend les projets ITGI et TAP. En février 2012, le consortium a annoncé, s'agissant de la voie sud, son intention d'engager des négociations exclusives avec le consortium TAP au détriment du consortium ITGI (dont EDF est partenaire via sa filiale Edison).

S'agissant de la voie nord, une alternative de dimension plus modeste, « Nabucco West » (10 au lieu de 31 Gm3), a été présentée par le consortium Nabucco en mai 2012.

En octobre, l'Azerbaïdjan et la Turquie ont signé plusieurs accords portant notamment sur le transit et la vente de gaz azéri pour la période 2017-2042.

Les deux pays ont ensuite signé en décembre, dans la continuité des accords d'octobre, un protocole d'accord portant sur la construction d'une infrastructure dédiée en Turquie conçue pour acheminer du gaz depuis le champ gazier de Shah Deniz 2 jusqu'à l'Europe, le gazoduc transanatolien (TANAP). La capacité initiale de ce projet serait de 16 Gm3/an, avec une possibilité d'extension à 24 Gm3/an pour être en mesure d'acheminer ultérieurement du gaz turkmène en cas de réalisation du gazoduc transcaspien¹¹. Une étude de faisabilité a été lancée pour le projet TANAP, qui pourrait être achevé d'ici 2017.

L'acheminement de gaz en provenance d'Azerbaïdjan, principale source de gaz identifiée à ce jour, devrait débuter au plus tôt en 2018.

Au-delà du gaz azéri, les sources de gaz complémentaires identifiées restent le Turkménistan (quatrième pays au monde en termes de réserves¹²) et l'Irak, même s'il s'agit davantage d'une perspective de moyen terme pour ce dernier, compte tenu de l'importance de ses besoins intérieurs.

South Stream

¹⁰ South East Europe Pipeline, projet présenté par BP en septembre 2011, d'une capacité de 10 Gm3.

¹¹ En septembre, les 27 Etats-membres de l'UE ont donné mandat à la Commission européenne à l'effet de négocier un accord trilatéral UE-Azerbaïdjan-Turkménistan portant sur le cadre juridique du projet de gazoduc transcaspien. A travers l'accès au gaz turkmène, ce gazoduc devrait contribuer à la diversification des voies d'approvisionnement de l'Europe et favoriser la réalisation du corridor sud gazier.

¹² 8 000 Gm3 en 2010 selon BP.

La Russie continue de promouvoir ses projets de diversification des voies de transit vers l'Europe. Après Nord Stream, le gazoduc South Stream, qui relierait la Russie à l'Italie via la Bulgarie, la Serbie, la Hongrie et la Slovaquie en passant sous la mer Noire, pourrait augmenter la capacité de transport du gaz russe vers l'Europe jusqu'à 63 Gm3/an.

A ce jour, des accords intergouvernementaux ont été signés avec la Bulgarie, la Serbie, la Hongrie, la Grèce, la Slovaquie, la Croatie, l'Autriche et la Turquie, qui aurait donné l'autorisation de construire le gazoduc dans sa zone économique exclusive en décembre.

En septembre, les groupes européens EDF, ENI et Wintershall ont signé avec Gazprom un pacte d'actionnaires leur accordant 50% dans le consortium chargé de la section sous-marine du gazoduc. Selon l'accord, EDF et Wintershall prennent chacun 15% du consortium, la participation d'ENI est réduite de 50% à 20%, et Gazprom conserve 50% des parts.

Gazprom prévoit de prendre une décision finale d'investissement en novembre 2012, avant de lancer officiellement les travaux le mois suivant en vue d'une mise en service en 2015. Les autorités russes ont en outre demandé à Gazprom de dimensionner le gazoduc pour une « capacité maximale », soit 63 Gm3 répartis en quatre tuyaux. Ce projet répond au souci de la Russie d'approvisionner l'Europe en réduisant au maximum le rôle de l'Ukraine et de la Biélorussie en tant que pays de transit du gaz russe.

Medgaz

Le gazoduc reliant directement l'Algérie à l'Espagne sur 567 km (dont 210 pour la partie offshore) d'une capacité de 8 Gm3/an a été mis en service en mars 2011.

Galsi

Par ailleurs, les études se poursuivent sur le projet Galsi, qui doit permettre le transport direct de gaz entre l'Algérie (Hassi R'mel) et l'Italie (Toscane) sur 1 470 km via la Sardaigne.

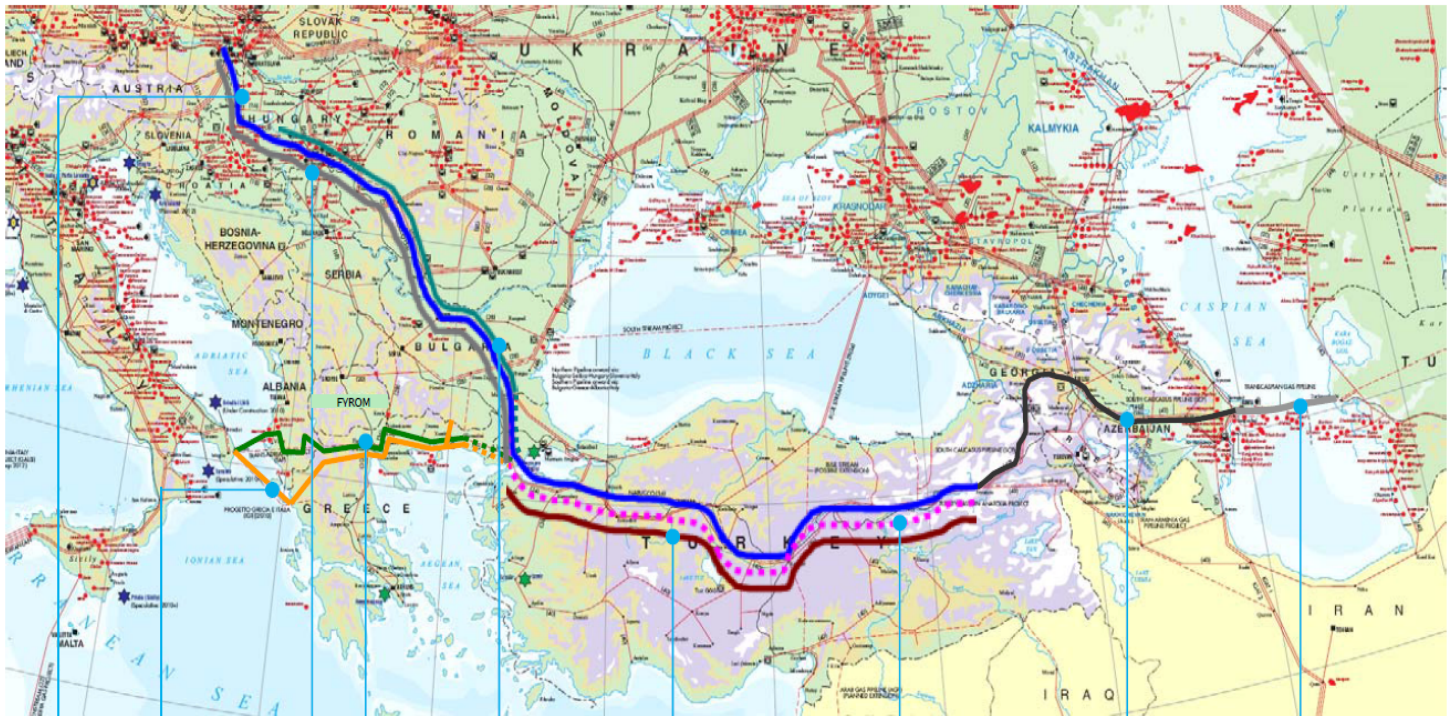
Contributeurs :

Isabelle Venturini ; Philip Hesske.



Source : MAEE (division géographique de direction des archives)

———— New infrastructure Existing infrastructure (upgrade)



Nabucco

ITGI

**Nabucco
West**

TAP

**South East
Europe
Pipeline**

**Trans-
Anatolian
Pipeline**

**Upgrade of
the BOTAS
network**

**South-
Caucasus
Pipeline
(SCP)**

**Trans-
Caspian
Pipeline
(TCP)**

Source : Commission
européenne

Légende :

ITGI : interconnecteur
Turquie-Grèce-Italie

TAP : Trans Adriatic
Pipeline

**South East European
Pipeline (SEEP)**

**Trans-Anatolian
Pipeline (TANAP) :**
gazoduc trans-anatolien

**Upgrade of BOTAS
network :** renforcement
du réseau turc existant
géré par BOTAS

**South Caucasus
Pipeline :** gazoduc sud-
caucasien

**Transcaspian
Pipeline :** gazoduc
transcaspien

4 – Les importations en hydrocarbures

Une stabilité des importations de pétrole brut et de produits pétroliers raffinés dans un contexte toujours aussi difficile pour le raffinage

En 2011, les importations de pétrole brut sont presque au même niveau qu'en 2010 à plus de 64 millions de tonnes (Mt). Le déficit des échanges de produits finis est également stable à plus de 17 Mt, dans un contexte toujours difficile du secteur du raffinage. Du côté du gaz naturel, le solde net des entrées-sorties diminue de 3,2 % en 2011 à environ 495 TWh.

L'approvisionnement en pétrole brut

La production de pétrole brut en France est quasiment stable en 2011 à 0,9 Mt. Elle progresse en Aquitaine (+ 3 %) et recule dans le Bassin parisien (- 5 %) et en Alsace (- 6 %). Elle ne représente qu'une part marginale de la consommation nationale (1 %).

Après deux années de forte baisse, les quantités de pétrole brut importées pour le raffinage sont restées quasiment stables (+ 0,5 %) en 2011 à un peu plus de 64 Mt.

Importations de pétrole brut par origine

(y compris condensats et autres produits à distiller en Mt)

	2000	2010	2011	
Grandes zones				
Moyen-Orient	31,6	11,1	12,2	19%
Afrique du Nord	6,3	12,1	8,0	12%
Afrique subsaharienne	7,6	8,5	10,8	17%
Mer du Nord ¹	31,9	10,6	9,1	14%
Ex-URSS	8,0	21,0	23,4	36%
Autres	0,3	0,7	1,0	2%
Total	85,6	64,1	64,4	100%
dont OPEP ²	41,8	27,6	25,9	40%
Principaux fournisseurs				
Russie	5,0	11,1	9,6	15%
Kazakhstan	2,2	6,8	8,3	13%
Arabie Saoudite	15,2	6,0	6,7	10%
Norvège	21,1	7,0	6,7	10%
Azerbaïdjan	0,6	3,1	5,5	9%
Nigeria	4,8	2,8	4,8	7%
Algérie	3,5	0,9	4,0	6%
Libye	2,4	10,2	3,2	5%
Iran	5,2	1,8	3,0	5%
Angola	1,9	3,4	2,3	4%
Royaume-Uni	9,9	3,4	2,0	3%
Ghana	-	-	1,8	3%
Irak	7,2	2,4	1,5	2%
Congo	0,0	1,3	0,9	1%

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

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

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

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

A contrario, la carte des pays fournisseurs s'est modifiée notamment sous l'effet du conflit libyen : les importations de pétrole en provenance de Libye ont chuté de 69 % et ont été compensées par des apports provenant notamment d'Algérie, d'Azerbaïdjan, du Nigeria, du Ghana et du Kazakhstan. Ce dernier devient ainsi le deuxième fournisseur de la France derrière la Russie. Les

pays de l'ex-URSS contribuent à 36 % de nos approvisionnements en 2011 (3 % en 1973 et 9 % en 2000), derrière les pays de l'Opep (Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole) dont la part perd trois points, à 40 %, par rapport à 2010.

Quant aux approvisionnements provenant des gisements de mer du Nord (14 %), ils reculent de nouveau et sont désormais supplantés par ceux d'Afrique subsaharienne (17 %).

L'approvisionnement en produits finis

En 2011, la marge brute de raffinage est au plus bas, à 14 €/t, contre 21 €/t en 2010. Le raffinage français comme celui de ses voisins européens est confronté à des surcapacités liées à une baisse durable de la demande et à la concurrence des pays émergents. Les pays de l'OCDE et plus encore ceux de l'Union européenne se sont engagés dans une politique d'économie d'énergie, de réduction des émissions polluantes et de gaz à effet de serre qui passe par des réglementations environnementales s'appliquant aux combustibles fossiles, notamment le pétrole, et l'encouragement à utiliser des énergies renouvelables, dont les biocarburants. C'est principalement dans les pays émergents, (Asie, Afrique, Moyen-Orient et Amérique latine), où la demande énergétique est en forte croissance, que se développent désormais les nouvelles capacités de raffinage.

De plus, le raffinage français est confronté à la forte dieselisation du parc automobile national, ce qui conduit à une inadéquation entre la demande du marché intérieur et la structure de production. Par rapport à la production « naturelle » d'une raffinerie, le marché français demande trop de gazole et pas assez d'essence. Les raffineurs doivent donc trouver des débouchés pour leur excédent d'essence, ce qui est de plus en plus difficile.

Cette situation a conduit à la fermeture de deux raffineries, celles de Dunkerque (Total) en 2010 et de Reichstett (Petroplus) en 2011, à la mise sous cocon de la raffinerie de Berre (LyondellBasell) et des incertitudes pèsent sur l'avenir du site de Petit-Couronne (Petroplus).

En 2009, comme en 2010, les importations de produits finis avaient donc augmenté alors que les exportations reculaient. En 2011, malgré la diminution des capacités de production, la situation est quasiment inchangée avec un déficit des échanges de 17,4 Mt dû pour l'essentiel au gazole / fioul domestique qui représente plus de

50 % des importations et qui provient notamment de Russie (26 %), de Grande-Bretagne (15 %), des Pays-Bas (13 %) et des États-Unis (12 %). 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 (22 % en 2011, contre 39 % en 2008), mais la demande américaine est en baisse.

En quantité, le solde global des importations pétrolières est quasiment inchangé :

- les importations de brut augmentent de 0,3 Mt (+ 0,5 %),
- les importations de produits raffinés diminuent de 0,4 Mt (- 1,1 %),
- les exportations de produits raffinés diminuent de 0,2 Mt (- 0,9 %).

L'approvisionnement en gaz naturel

La production nationale continue de baisser en 2011 (- 20 %) et n'est plus que de 6,5 TWh, soit 1,4 % des ressources.

Le solde net des entrées-sorties de gaz naturel en France passe de 511,1 TWh en 2010 à 494,6 TWh en 2011. En effet, tandis que le niveau des entrées brutes est stable, les sorties du territoire ont augmenté de 44 %.

Le portefeuille des entrées de gaz s'est assez nettement modifié en 2011 par rapport à 2010 :

- les entrées de gaz naturel liquéfié (GNL) poursuivent leur hausse (+ 2,2 % entre 2010 et 2011). Elles représentent ainsi 28 % des importations cette année ;
- tandis que les contrats de moyen et long terme fléchissent à 405 TWh en 2011 (- 13,6 %), après être restés stables entre 2009 et 2010, les approvisionnements associés à des contrats de court terme augmentent très fortement (+ 110 %), atteignant 89,6 TWh ;
- la Norvège consolide sa place de principal fournisseur de gaz naturel de la France : les importations norvégiennes augmentent de 7,9 % et représentent désormais 32 % du total. Le gaz naturel importé depuis les Pays-Bas est en forte hausse : + 25,7 % ; ces derniers occupent désormais la deuxième position des pays fournisseurs, passant devant la Russie, dont les importations baissent de 7,4 %. Celles depuis l'Algérie diminuent de 11,5 %. Les importations depuis le Qatar poursuivent leur croissance (+ 153 %) et atteignent 30,6 TWh en 2011. Les importations en provenance du Nigeria, hors réceptions dans le cadre des Swap, ont cessé cette année, après avoir baissé de plus de moitié l'année dernière.

Après un hiver rigoureux en 2010-2011 qui a conduit à un niveau des stocks très faible au premier janvier 2011 (79,8 TWh, contre 111 TWh au premier janvier 2010), le climat s'est radouci, ce qui a permis de retrouver un niveau des stocks supérieur à celui de l'année passée, dès le 30 avril. Au mois de décembre 2011, compte tenu d'un début d'hiver clément, les stocks s'établissaient à 102,2 TWh (+ 22,2 TWh par rapport à 2010).

Approvisionnements en gaz naturel pour 2009, 2010 et 2011

	TWh		
	2009	2010	2011
Total des entrées brutes (transit inclus)	569,2	564,8	569,6
Total des sorties (transit inclus)	67,9	53,7	75,0
Total des entrées nettes (transit et exportations exclus)	501,3	511,1	494,6
Norvège	170,8	169,4	182,9
Pays-Bas	85,0	73,6	92,5
Russie	77,3	78,4	72,6
Algérie	85,0	71,0	62,8
Qatar	5,5	12,1	30,6
Swap*	8,8	23,5	25,5
Egypte	17,1	7,7	9,4
Trinité et Tobago	4,3	3,5	8,3
Nigeria	5,2	2,3	0,0
Autres et indéterminés	42,3	69,6	10,0
dont court terme	34,6	42,7	89,6
dont moyen et long terme	466,6	468,4	404,9
dont Gaz gazeux	356,9	355,2	335,2
GNL	144,4	156,0	159,3

Source : SoeS, bilan de l'énergie 2011

*essentiellement, arrivée de gaz du Nigeria pour le compte de l'Italie, compensant la fourniture à l'Italie par GDF-Suez de gaz ne transitant pas par la France.

Nota : depuis 2011, les enquêtes menées par le Service de l'Observation et des statistiques sur les échanges avec l'extérieur permettent de connaître l'origine du gaz naturel importé par le biais de contrats de court terme. La ventilation des importations par pays d'origine est désormais connue pour l'ensemble des contrats, qu'ils soient de court ou de moyen et long terme. L'augmentation des volumes provenant de certains pays est donc en partie due à ce changement de champ de l'information.

Contributeurs :

Cécile Welter-Nicol ; Bernard Korman.

5 – L'industrie parapétrolière

La reprise de l'activité se confirme

Après une année 2010 de transition vers la sortie de crise, l'année 2011 est marquée par la poursuite de la reprise de l'activité pour le secteur parapétrolier.

Toutes les régions du monde connaissent une croissance des investissements en exploration-production. Pour les marchés de la géophysique, du forage et de la construction en mer, les investissements sont estimés à 128G\$.

Les marchés parapétroliers repartent ainsi à la hausse, à l'exception du secteur du forage offshore affecté par le ralentissement de l'activité suite à l'accident de Macondo.

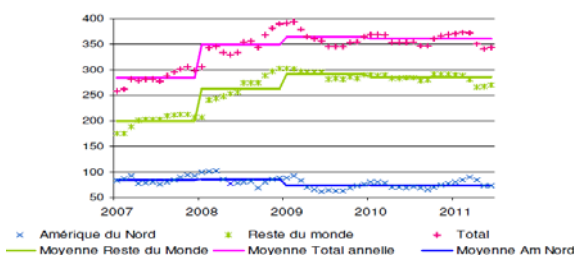
Le secteur de la géophysique

Une activité relativement stable

Après avoir atteint un niveau d'activité inégalé en 2009, l'activité des entreprises de sismique ne progresse plus mais reste relativement stable au niveau mondial. En 2011, la moyenne annuelle est estimée à près de 350 équipes actives dans le monde, dont 70 % à terre.

Sur les six premiers mois de l'année 2011, la baisse de l'activité mondiale est évaluée à -1,4 % par rapport à 2010. L'Afrique connaît la plus forte baisse d'activité (- 14 %), notamment à cause du printemps arabe. Le Canada continue son rebond d'activité en 2011 à hauteur de + 70 % (+ 22 % en 2010). L'activité sismique reste relativement stable pour toutes les autres zones géographiques.

Équipes sismiques actives dans le monde



Source : IFP Énergies nouvelles

Un chiffre d'affaires en progression

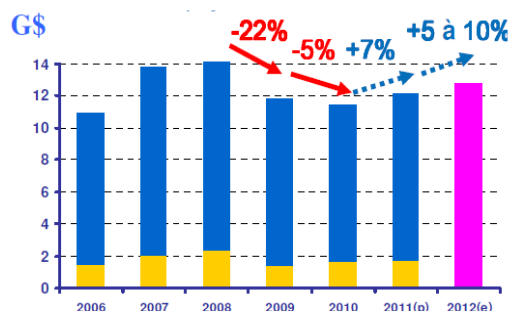
Le marché de la géophysique est marqué par une forte concentration de son chiffre d'affaires. Les deux leaders CGG Veritas et WesternGeco détiennent plus de la moitié du marché.

Après une baisse en 2010, la progression du chiffre d'affaires de la géophysique est estimée à

7 % en 2011, principalement grâce au marché de l'acquisition et du traitement.

Selon les estimations d'IFP Énergies nouvelles (IFPEN), les investissements ont atteint 12G\$ en 2011.

Évolution du chiffre d'affaires des entreprises de géophysique estimation 2011 et prévision 2012



■ Equipements ■ Acquisition traitement ■ Prévision 2012

Source : IFP Énergies nouvelles

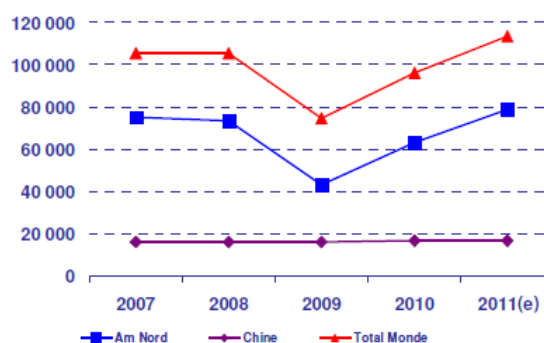
La remontée des prix des travaux d'acquisition sismique est amorcée en 2011.

Le secteur du forage

Une activité en progression

Après avoir connu un rebond d'activité en 2010, l'activité du forage poursuit sa reprise. L'estimation du nombre de puits forés dans le monde en 2011 s'élève à 116 000, soit une augmentation de 17 % par rapport à 2010. Sur les six premiers mois de 2011, cette croissance s'élève à 18 % pour le secteur à terre (qui représente 97 % des puits dans le monde) et 4 % pour le secteur en mer.

Nombre de puits forés à terre par zone géographique estimation 2011

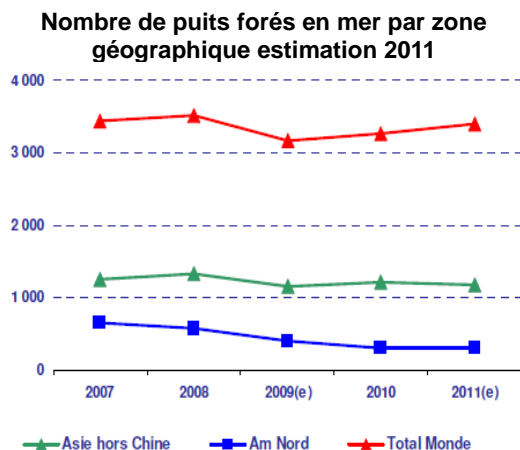


Source : IFP Énergies nouvelles

Après une forte diminution de son activité de forage à terre en 2009, l'Amérique du Nord (qui

représente 70 % des puits forés dans le monde) porte la croissance du secteur en 2011. La reprise des taux de location à terre des appareils de forage est principalement liée au nombre élevé de forages horizontaux réalisés, notamment pour la production de gaz de schistes.

Le Moyen-Orient se distingue avec une progression de 22 %. Aucune zone géographique ne voit son activité régresser.



Source : IFP Énergies nouvelles

Même si le secteur du forage en mer n'a pas encore retrouvé le niveau observé avant la crise, l'activité progresse en 2011.

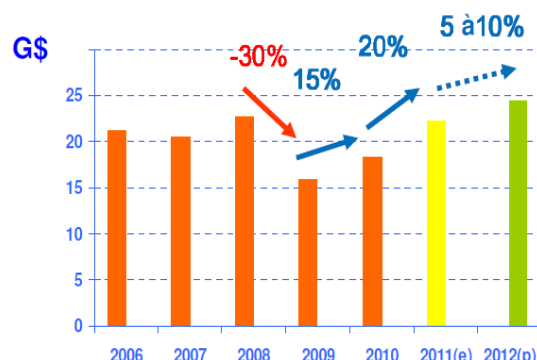
Cette croissance est en partie due à l'activité du forage en Chine (+ 27 % sur les six premiers mois de l'année 2011). Suivent l'Amérique Latine (+ 14 %), le Moyen-Orient (+ 13 %), la Russie et la CEI (+ 8 %).

En chiffre d'affaires, le rebond du marché à terre se confirme alors que le marché en mer continue de baisser

Selon les estimations d'IFPEN, les investissements ont atteint les 60G\$ dans le secteur du forage en 2011.

Le marché du forage à terre connaît une forte croissance de son chiffre d'affaires en 2011. Cette augmentation est estimée à 20 % sur les six premiers mois de l'année 2011.

Le marché à terre estimation 2011 et prévision 2012

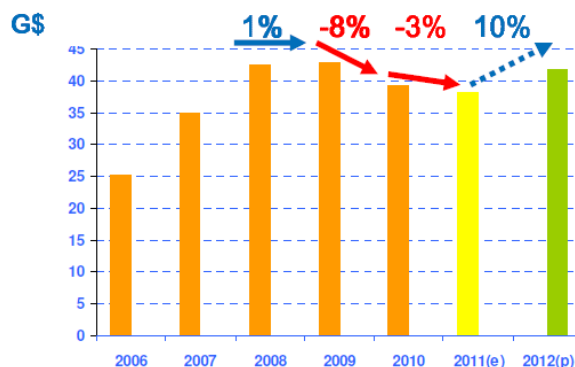


Source : IFP Énergies nouvelles

Affecté par le moratoire américain sur le forage profond décidé en 2010 suite à l'accident de Deepwater Horizon et dont les effets ont continué à se faire sentir en 2011, le marché du forage offshore peine à rebondir.

Sur les six premiers mois de l'année 2011, la baisse du marché est évaluée à 3 %. L'activité du Golfe du Mexique (qui concentre près du quart de l'activité mondiale) ne progresse pas. Entre février et juillet, le rythme de délivrance des permis de forage était deux fois plus faible qu'en 2009.

Le marché en mer estimation 2011 et prévision 2012



Source : IFP Énergies nouvelles

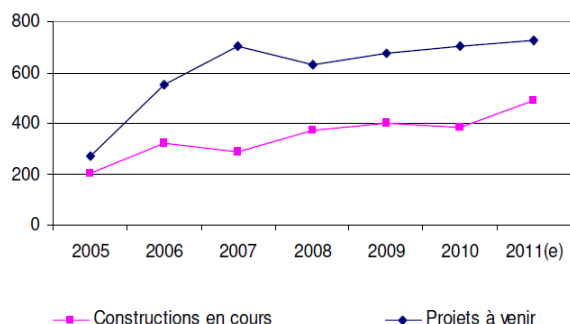
Le secteur de la construction d'équipements de production en mer

Une activité en forte progression

Après une forte croissance d'activité depuis 2005 puis un fléchissement en 2010, la construction offshore a connu une forte reprise d'activité à hauteur de 30 % sur les six premiers mois de 2011.

La zone Asie-Pacifique connaît les taux de croissance les plus importants (tous supports offshore confondus).

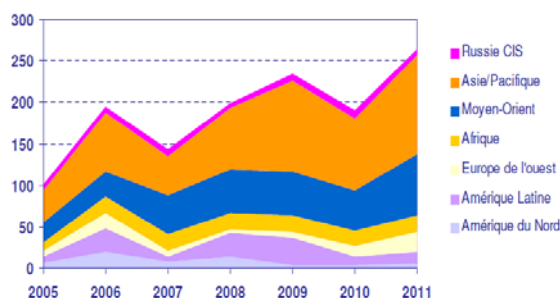
Constructions offshore en cours et en projets sur la période 2005-2011



Source : IFP Énergies nouvelles

Après une baisse d'activité en 2010, on observe une forte progression des plateformes fixes en construction (+ 40 %) et un rebond des plateformes flottantes (+ 20 %) sur les six premiers mois de 2011.

Nombre de constructions de plateformes fixes depuis 2005



Source : IFP Énergies nouvelles

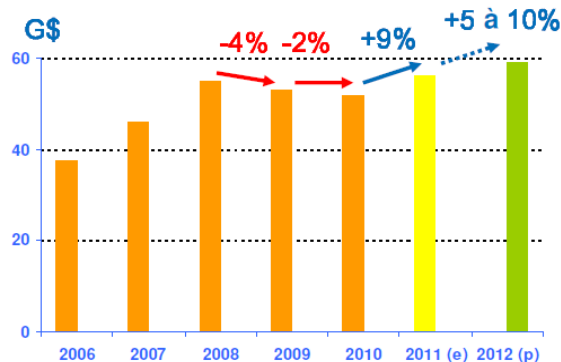
L'activité de construction sous-marine, qui a contribué à maintenir l'activité en 2010, continue de croître (+ 18 %) en 2011. Elle est localisée pour 30 % en Europe de l'Ouest (principalement pour le développement des champs satellites de Mer du Nord).

Un chiffre d'affaires en hausse

Après des années de forte croissance puis une baisse observée depuis 2009, le chiffre d'affaires global du secteur de la construction offshore connaît une hausse en 2011. Cette reprise est estimée à 9 % sur les six premiers mois de l'année.

Selon les estimations de l'IFPEN, les investissements ont atteint les 56G\$.

Le chiffre d'affaires de la construction offshore estimation 2011 et prévision 2012



Source : IFP Énergies nouvelles

L'industrie parapétrolière en France

L'industrie parapétrolière française compte en son sein des acteurs de taille internationale parmi les leaders mondiaux tels que CGGVeritas (première compagnie de géophysique mondiale) et Technip (un des premiers groupes d'ingénierie).

Par ailleurs, l'industrie parapétrolière française s'appuie sur l'existence d'entreprises pétrolières et gazières de rang mondial dont les centres de décision sont en France, telles que Total et GDF SUEZ.

Depuis le 1^{er} juillet 2011, le GEP (groupement des entreprises parapétrolières et gazières) et l'AFTP (Association des techniciens du Pétrole) ont fusionné. Le GEP-AFTP a pour objectifs de promouvoir l'excellence technologique et industrielle française dans le monde, de soutenir les PME du secteur et leurs innovations et de développer les réflexions communes sur des sujets techniques pointus.

Le programme CITEPH (Concertation pour l'Innovation Technologique dans l'Exploration et la Production d'Hydrocarbures) est mis en œuvre et coordonné au sein du GEP-AFTP.

Ce programme permet de mettre en relation des PME-PMI et des sponsors privés afin de financer des projets de recherche et développement en exploration et production. Le montant de ce financement est de 50% du budget total du projet.

En 2011, le 4^{ème} appel à projets du programme CITEPH a permis de soutenir 22 projets pour un financement de 5 millions d'euros. Les projets financés couvrent l'ensemble des thèmes liés au monde pétrolier amont à savoir : le forage, les conditions météo-marines, la construction et l'installation offshore, la chaîne GNL (gaz naturel liquéfié) et tous les moyens de mesure.

Sources :

Les investissements en exploration-production et raffinage 2011, G.HUREAU, S.SERBUTOVIEZ, C.SILVA avec la participation de G.MAISONNIER, Direction Économie et Veille, IFP Énergies nouvelles.

Le programme CITEPH, GEP-AFTP.

Contributeur :

Éléa Wermelinger.

6 – L'exploration et la production pétrolières en France

Une activité traditionnelle de recherche et d'exploitation de gisements conventionnels qui se poursuit.

L'année 2011 a été marquée par la décision d'interdiction de l'exploration et de la production d'hydrocarbures par fracturation hydraulique (loi du 13 juillet 2011) et par la découverte d'indices pétroliers au large de la Guyane.

Des investissements en hausse

En 2011, les **dépenses d'exploration** en France métropolitaine et outre-mer ont fortement augmenté par rapport à l'année précédente en raison principalement de la réalisation d'un forage en haute mer au large de la Guyane. Si l'on fait abstraction de cette dépense, le niveau des investissements en France n'en demeure pas moins très supérieur à celui de 2010 avec, en particulier, la prise en compte de nouvelles acquisitions sismiques en haute mer et de quatre forages terrestres dans le bassin de Paris et en Aquitaine.

En 2012, les dépenses d'exploration pourraient être orientées de nouveau à la hausse avec la réalisation de plusieurs forages au large de la Guyane.

Les **investissements de production-développement** affichent avec 85,5 M€, une progression des dépenses par rapport aux 73,8 M€ de l'année précédente (+16 %). Le volume des travaux est en adéquation, avec douze forages contre neuf en 2010.

Dépenses d'exploration et de production

		Réalisations 2010 (M€)	Prévisions de clôture 2011 (M€)
Exploration	Bassin de Paris	17,4	36,9
	Bassin d'Aquitaine	2,5	10,6
	Autres zones	12,9	319,6
	Total	32,8	367,1
Production	Bassin de Paris	35,2	48,8
	Bassin d'Aquitaine	38,0	36,2
	Autres zones	0,6	0,05
	Total	73,8	85,5
	TOTAL	107,77	452,6

Source DGEC

L'activité d'exploration

A terre

Le volume des **travaux d'exploration** terrestres en 2011 est resté stable par rapport à l'année précédente, avec au total quatre puits achevés.

Deux d'entre eux, situés dans le bassin de Paris, au voisinage du sud ouest du gisement de Saint-Martin-de-Bossenay, ont confirmé la présence d'accumulations d'huile dans les calcaires du Dogger. En Aquitaine, deux puits ont été forés en fin d'année par la compagnie Marex. Si l'un a débouché sur un échec (absence de réservoir), en revanche l'autre a montré des niveaux géologiques imprégnés de pétrole dans les grès du Purbeckien mais sa productivité est en attente de validation par des essais de débit.

Au cours de l'année 2011, la superficie des permis d'exploration a diminué de 10 362 km², passant de 51 992 km² à 41 630 km². Cette réduction de 20 % résulte de l'abrogation de trois permis exclusifs de recherches (9 672 km²), de l'expiration d'un permis (384 km²) et de la restitution d'une surface de 517 km² dans le cadre de demandes de renouvellement de permis. Aucun nouveau permis d'exploration n'a été attribué en 2011.

Le nombre de demandes de permis de recherches jugées recevables au cours de l'année 2011 a considérablement baissé par rapport à 2010 (4 contre 56 en 2010). Ces demandes sont situées dans le bassin de Paris.

En mer

Alors que la superficie des permis marins en Métropole est restée stable, outre-mer la superficie des permis a été réduite de 9 %. Elle passe globalement de 118 963 à 107 683 km². Cette diminution est liée aux rendus associés à une demande de renouvellement du permis de Guyane maritime.

Sur le permis de Guyane maritime, un forage a été réalisé de mars à octobre 2011, par plus de 2 000 mètres de profondeur d'eau. Il a atteint la profondeur de **5 934 mètres**. Il a montré des imprégnations de pétrole sur une épaisseur de 72 mètres au niveau des grès turbiditiques du Crétacé mais sa productivité devra être validée par des essais de débit sur les prochains puits.

Par ailleurs deux campagnes d'imagerie acoustique du sous-sol sont à signaler en 2011. La première, commencée à la mi-décembre 2010 au large des côtes méditerranéennes par les compagnies Melrose/Noble, concerne la fin de l'acquisition de 7 200 km de lignes sismiques 2D. La seconde se rapporte au début, fin décembre, d'une nouvelle acquisition 2D au large de l'île de Juan de Nova dans le canal du Mozambique, par la compagnie Sapetro.

Une production d'hydrocarbures conventionnels qui se maintient

Activité de forages de développement et d'extension

Treize forages ont été réalisés au cours de l'année 2011, dont onze dans le bassin de Paris et deux en Aquitaine : quatre sont situés sur la concession de Saint-Martin-de-Bossenay (SPPE), deux sur le permis exclusif de recherche de Marcilly-le-Hayer (SPPE), un sur la concession de Soudron (Lundin), deux sur la concession de Grandville (Lundin), deux sur la concession de Coulommès-Vaucourtois (Petrorep) et deux sur la concession de Cazaux (VREP). Douze de ces forages sont des drains horizontaux, dont trois sont des reprises en side-track de puits existants.

Les résultats de ces forages se répartissent en un puits producteur, huit en test de production, deux injecteurs et deux puits négatifs (situation fin décembre 2011).

L'ensemble de ces forages représente un total de 26 503 mètres forés contre 13 008 mètres forés l'année précédente pour un total de neuf puits.

Activité d'exploitation

Le montant des redevances au titre de l'année 2011 s'est élevé à environ 21,6 millions d'euros pour le pétrole brut (dont 32,6 % pour la redevance progressive des mines communément appelée R31 et 67,4 % pour la redevance départementale et communale des mines dite RDCM) et 6,25 millions d'euros pour le gaz (dont 16,2 % pour la R31 et 83,7 % pour la RDCM). Ces sommes sont quasiment identiques à celles de l'année 2010. A cela s'ajoutent les RDCM sur les essences (1 M€) ainsi que sur le soufre (1,6 M€).

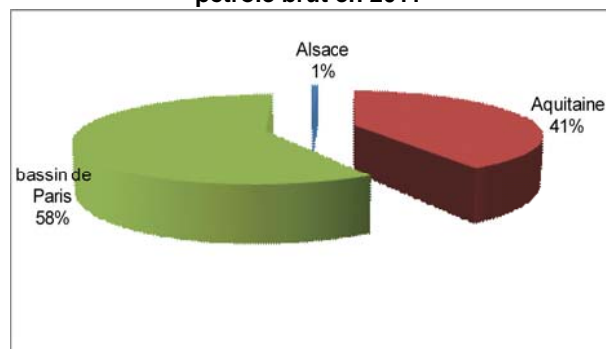
Au total l'ensemble des redevances hors impôt sur les sociétés a rapporté 29,5 millions d'euros à l'Etat et aux collectivités locales, en 2011.

La production de pétrole

Le nombre de concessions sur le territoire est inchangé et se monte toujours à 63, dont trois ont été renouvelées. Ce sont les concessions de Saint-Martin-de-Bossenay, Saint-Firmin-des-Bois et Châteurenard, toutes trois situées dans le bassin de Paris.

La production est équivalente à celle de l'année précédente: 0,895 million de tonnes d'huile. La **répartition géographique** montre toujours la prédominance du bassin de Paris avec 58% de la production nationale.

Répartition géographique de la production de pétrole brut en 2011



Source DGEC

Des travaux d'optimisation ainsi que de nouveaux forages ont permis aux opérateurs de maintenir ce niveau de production. Il est à noter que l'année 2011 a vu l'extraction d'huile augmenter sur 22 gisements contre 16 pour l'année précédente.

Plus de 60% de la production est assurée par dix gisements dont deux concentrent 22% de la production : Itteville (110 710 t) dans le bassin de Paris et Parentis (99 013 t) en Aquitaine.

Gisements produisant plus de 20 000 t/an

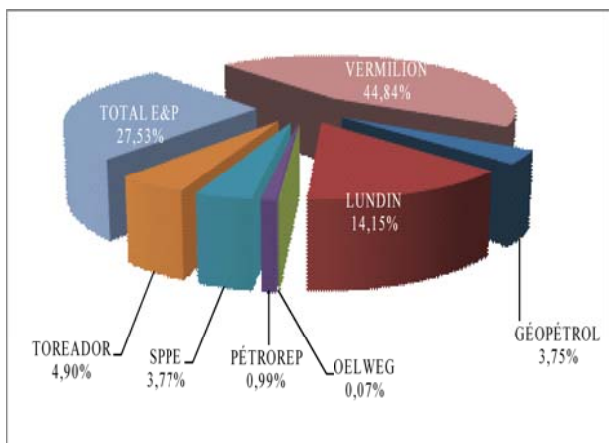
Gisement	Prod. En t	Evolution	Société
Itteville	107 181	-3,2%	TOTAL E&P FRANCE
Parentis	96 131	-2,9%	VERMILION REP SAS
Cazaux	68 054	12,9%	VERMILION REP SAS
Chaunoy	60 413	-6,1%	VERMILION REP SAS
Champotran	54 464	-13,9%	VERMILION REP SAS
Villeperdue	46 720	-7,6%	LUNDIN
Vic-Bilh	31 677	11,9%	TOTAL E&P FRANCE
Lagrange	31 249	7,2%	TOTAL E&P FRANCE
Pécorade	28 544	67,5%	TOTAL E&P FRANCE
Vert-le-Grand	26 496	20,8%	TOTAL E&P FRANCE
Courbey	24 548	-6,0%	VERMILION REP SAS
La Torche	20 810	7,2%	VERMILION REP SAS
Soudron	20 661	14,5%	LUNDIN

Source DGEC

La répartition par société opératrice présente peu de différence avec l'année précédente, les trois principaux exploitants de gisements, Vermilion, Total et Lundin, constituant plus de 86% de la production.

Cette production d'huile sur le territoire national, inférieure au million de tonnes, est à rapprocher des 64 millions de tonnes de pétrole brut importé en 2011. La consommation en France est satisfaite pour l'essentiel, par l'exploitation de gisements en dehors de nos frontières.

Répartition entre opérateurs



Source DGEC

Le gaz

La production de gaz est extraite de sept gisements encore actifs. La production d'une année sur l'autre a baissé de 17% pour passer de 1,34 milliard de m³ à 1,11 milliard de m³.

La production de gaz commercialisés qui se monte à 0,72 milliard de mètres cubes représente 1,67% de nos importations 2011 qui s'élevaient à 495 TWh. La consommation de gaz en France est satisfaite pour l'essentiel par l'exploitation de gisements en dehors de nos frontières.

La production nationale de **gaz naturel** est opérée à 93 % par Total E&P France et provient essentiellement du Bassin d'Aquitaine.

Le reste de la production est essentiellement du gaz de mine extrait dans le Nord-Pas-de-Calais par la société Gazonor.

Seuls deux gisements ont produit plus qu'en 2010. Ce sont Vic-Bilh en Aquitaine opéré par Total E&P France ainsi que celui de Poissonnière dans le Pas-de-Calais opéré par la société Gazonor.

Contributeur :
Patrick Gouge.

7 – Le raffinage en France

Une situation de crise qui a justifié le lancement d'un plan d'action gouvernemental

Depuis 2009, la capacité totale de distillation de pétrole brut disponible en France s'est réduite de 17 %.

Un point sur le raffinage mondial

L'année 2011 a vu une hausse de la demande mondiale de pétrole de 1 %, plus faible que celle de l'année 2010 (3 %).

La capacité mondiale de raffinage a légèrement baissé en 2011, pour atteindre 4 397 millions de tonnes (Mt) par an, avec 653 raffineries et la fermeture définitive de 8 unités.

Les fermetures concernent principalement des raffineries situées en Amérique du Nord et en Europe occidentale.

La situation du secteur du raffinage diffère selon la zone géographique et est corrélée à l'évolution de la demande de produits pétroliers.

La situation européenne

L'Europe occidentale et orientale (y compris la Communauté des États indépendants), avec 186 raffineries, représente 28 % de la capacité mondiale de raffinage. Pour la première année, cette part est légèrement inférieure à celle de la zone Asie/Océanie.

La baisse de la consommation européenne de produits pétroliers, initiée en 2007, se poursuit en 2011.

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.

La baisse de consommation d'essence aux États Unis provoque pour la quatrième année consécutive, une diminution de leurs importations européennes.

La situation en France

Pétrole brut traité en raffinerie en 2011

La quantité de pétrole brut traité dans les raffineries de métropole est égale à 67,3 Mt, en faible augmentation, +1 % par rapport à 2010, grâce notamment à un effet de comparaison favorable (mouvements sociaux de l'automne 2010).

La capacité totale de distillation de pétrole brut disponible en métropole est estimée à 80 Mt à compter du deuxième semestre 2011, à comparer à une capacité de 97 Mt en 2010.

La baisse de capacité totale de distillation de pétrole brut disponible s'explique par :

- la reconfiguration des unités de distillation de la raffinerie de Normandie (Total) en 2010 avec une diminution de sa capacité de distillation de 6,5 Mt par an ;
- la fermeture de la raffinerie des Flandres (Total) qui avait une capacité de distillation égale à 6,6 Mt par an ;
- la fermeture de la raffinerie de Reichstett (Petroplus) en juillet 2011, qui avait une capacité de distillation de 3,9 Mt par an.

Le pourcentage d'utilisation de la capacité globale (facteur de service) connaît par conséquent une augmentation en 2011 : il est égal à 80,5 % alors que sa valeur était de 68,8 % en 2010 (sur la base des capacités disponibles en fin d'année).

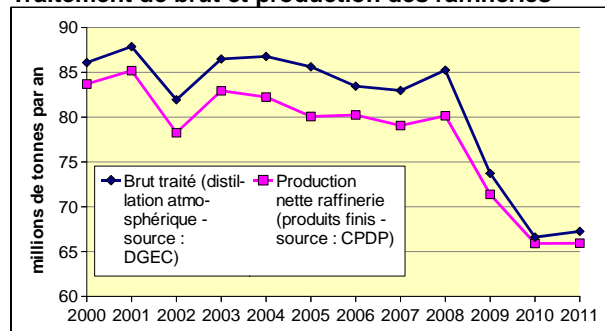
Le nombre de jours cumulés de fonctionnement des raffineries s'établit à 3 574 jours en 2011, en légère augmentation par rapport à celui de 2010 qui était de 3 521 jours.

La raffinerie de Berre (LyondellBasell), qui est à la recherche d'un repreneur depuis mai 2011, a poursuivi son activité durant l'année 2011 mais a été mise sous cocon depuis janvier 2012, pour une période de deux ans.

En raison de la mise en faillite du groupe suisse Petroplus, la raffinerie de Petit- Couronne fait l'objet d'une procédure de redressement judiciaire depuis janvier 2012.

Traitement du brut et production dans les raffineries de métropole en 2011

Traitement de brut et production des raffineries



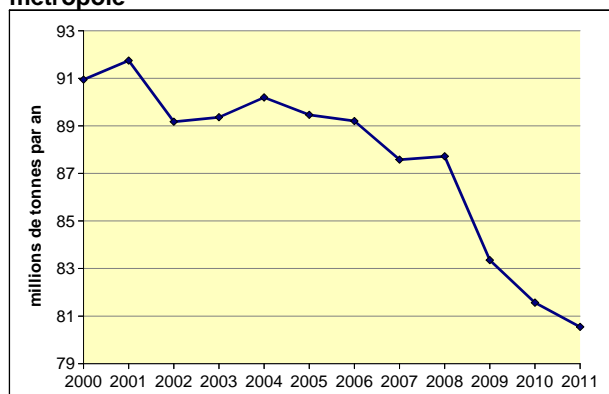
Sources : DGEC-CPDP

En 2011, la production nette des raffineries françaises s'élève à 65,9 Mt et reste stable par

rapport à 2010, après avoir fortement baissé en 2008 et 2009.

Équilibre offre-demande

Demande globale de produits pétroliers en métropole



Source : CPDP

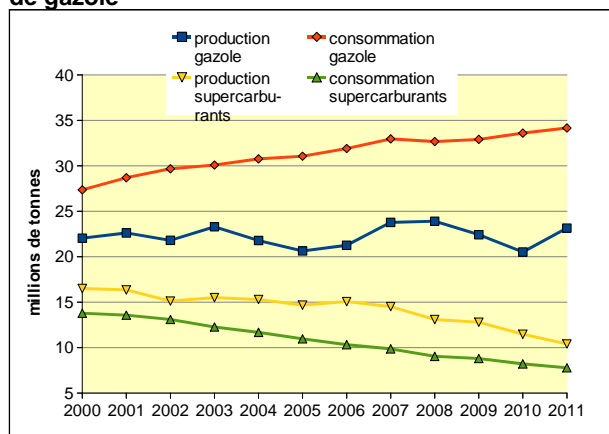
La demande française de produits pétroliers, y compris les soutes marines, connaît une baisse de 1,3 % en 2011 (80,5 Mt) par rapport à 2010 (81,6 Mt). Cette baisse atteint 12 % par rapport à l'année 2000.

Supercarburants et gazole routier

La consommation de supercarburants s'est élevée à 7,8 Mt en 2011, confirmant un rythme de baisse d'environ 5 % par an depuis 2000 (8,2 Mt en 2010).

En 2011, la production nette de supercarburants dans les raffineries françaises est égale à 10,4 Mt, en baisse de 10 % par rapport à 2010. La surproduction se contracte depuis 2006.

Production et consommation de supercarburants et de gazole



Source : CPDP

La consommation de gazole routier poursuit sa hausse en 2011 et est égale à 34,2 Mt.

En 2011, la production nette de gazole dans les raffineries françaises est égale à 23,2 Mt, en

augmentation de 13 % par rapport à 2010.

Fioul domestique

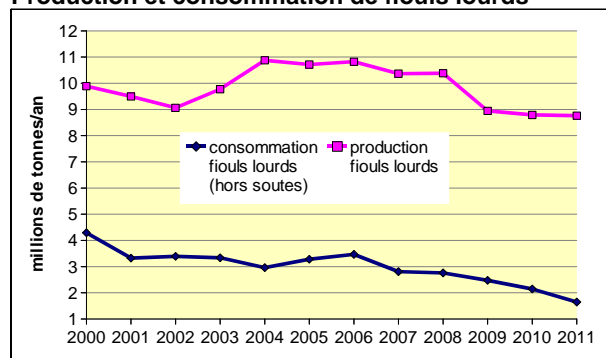
La consommation de fioul domestique est en légère baisse entre 2011 (12 Mt) et 2010 (12,9 Mt) pour une production nette dans les raffineries françaises égale à 6,7 Mt, en baisse de 21 % par rapport à 2010.

La production de fioul domestique dans les raffineries françaises est en baisse de 33 % entre 2007 et 2011.

Fiouls lourds

La demande globale de fiouls lourds, y compris les soutes marines, s'élève à 4,4 Mt en 2011. La consommation de fiouls lourds hors soutes marines, est en forte baisse de 23 %.

Production et consommation de fiouls lourds



Source : CPDP

Après une baisse importante en 2009, la production de fiouls lourds reste stable en 2011, les excédents dont les niveaux sont élevés, doivent toujours trouver des débouchés à l'exportation.

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	19 %
Désulfuration des gazoles	41 %
Craquage catalytique	21 %
Hydrocraquage	9 %
Viscoréduction et craquage thermique	10 %

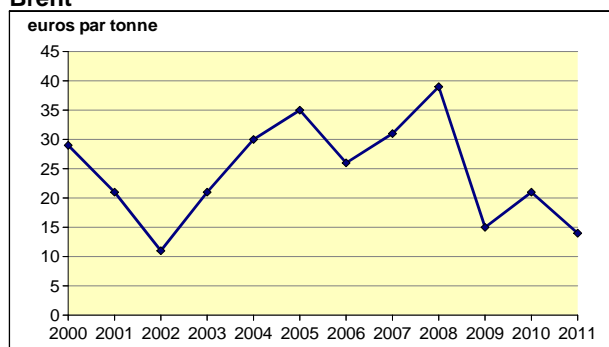
Source : DGEC

Évolution des marges brutes de raffinage sur le Brent

En 2011, 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 14 euros par tonne (€/t) en moyenne.

Ce niveau correspond à une marge brute très faible par rapport aux années passées (- 32% par rapport à 2010, et à comparer à une moyenne de 24 €/t au début des années 2000) qui traduit les difficultés économiques du secteur en Europe et en France.

Évolution des marges brutes de raffinage sur le Brent



Source : DGE

Le faible niveau des marges de raffinage observé depuis 3 ans, pénalise les investissements.

En 2011, les investissements d'accroissement de capacités de raffinage se sont concentrés au Moyen-Orient et en Asie.

Table ronde nationale sur l'industrie française du raffinage et plan d'actions

En juin 2011, Eric Besson, Ministre chargé de l'industrie, de l'énergie et de l'économie numérique, a réuni l'ensemble des acteurs du secteur du raffinage en France, entreprises, syndicats et pouvoirs publics.

Le Ministre a dressé avec les acteurs de la filière le bilan des travaux approfondis menés depuis la table ronde nationale, tenue en avril 2010.

Il a présenté, sur la base de ces travaux, les axes prioritaires de l'action du Gouvernement autour de trois objectifs :

- assurer la sécurité d'approvisionnement de la France en produits raffinés ;
- favoriser la compétitivité et la pérennité de la filière du raffinage en France ;
- anticiper le plus en amont possible les restructurations à mener et les reconversions qui pourraient se révéler nécessaires.

Toutes les actions prévues dans le cadre de ces trois axes ont été lancées en 2011.

La Commission européenne a organisé le 15 mai 2012, à la demande de la France et de l'Italie, une table ronde ministérielle sur le raffinage européen, afin 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.

Contributeurs :

Armelle Balian ; Sabine Guichaoua.

Capacité théorique de traitement des raffineries françaises en 2011 (milliers tonnes/an)

Sociétés et Raffineries	Distillation Atmosphérique	Réformage Catalytique	Désulfuration des Gazoles	Viscoréduction Craquage Th.	Craquage catalytique	Hydro craquage	Bases essences		
							Alkylation	Isomérisation	ETBE
TOTAL	39 404	6 339	19 096	5 805	10 384	3 024	733	1 849	205
Feyzin	5 688	487	2 961	883	1 554	-	185	-	118
Grandpuits	4 789	630	2 285	798	1 575	-	164	-	0
Donges	11 428	1 511	3 736	1 849	2 740	-	227	134	0
Gonfreville	9 800	2 485	6 405	1 400	2 590	3 024	-	1 260	88
La Mède	7 700	1 225	3 710	875	1 925	-	158	455	0
LYONDELLBASELL	6 300	840	2 135	-	1 050	-	-	-	-
Berre	6 300	840	2 135	-	1 050	-	-	-	-
PETROPLUS	11 305	1 855	3 028	1 680	1 995	-	-	-	-
Petit-Couronne	7 350	1 225	1 925	700	1 225	-	-	-	-
CRR Reichstett	3 955	630	1 103	980	770	-	-	-	-
ESSO SAF	16 870	2 177	6 475	-	3 570	2 958	358	392	-
Port-Jérôme-Gravenchon	11 305	1 337	3 465	-	2 100	2 958	358	392	-
Fos-sur-Mer	5 565	840	3 010	-	1 470	-	-	-	-
INEOS	9 800	543	3 693	1 225	1 610	1 155	-	630	-
Lavera	9 800	543	3 693	1 225	1 610	1 155	-	630	-
SARA	788	126	445	-	-	-	-	-	-
Le Lamentin	788	126	445	-	-	-	-	-	-
France (fin 2011)	80 512	11 249	33 768	7 730	17 839	7 137	1 091	2 871	205

Source DGEC

Brut distillé dans les raffineries en métropole

Groupe	Nombre de raffineries	2009			2010			2011		
		Brut raffiné (Mt/an)	Facteur de service (%)	Nombre de jours cumulés en dist. de brut	Brut raffiné (Mt/an)	Facteur de service (%)	Nombre de jours cumulés en dist. de brut	Brut raffiné (Mt/an)	Facteur de service (%)	Nombre de jours cumulés en dist. de brut
Total	6 (2009-2010) / 5 (2011)	39,26	74,5	1 918	32,29	61,5	1 528	34,30	87,4	1 777
Petroplus	2 (2009-2010) / 1 (fin 2011)	7,30	64,6	609	8,14	72,0	685	5,34	54,4	416
LyondellBasell	1	3,99	63,4	341	4,25	67,4	335	3,97	84,0	343
Esso	2	15,09	89,4	702	15,10	89,5	704	15,15	89,9	674
Ineos	1	8,08	82,4	324	6,83	69,6	269	8,49	86,7	364
Métropole	12 (2009-2010) / 10 (fin 2011)	73,72	76,0	3 894	66,61	68,8	3 521	67,26	80,5	3 574

Source DGEC

8 – Les carburants de substitution

Une nouvelle réglementation « durabilité » pour les biocarburants et des consommations toujours marginales pour le GPL-c et le GNV

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.

Le développement du GPL ralentit, avec la fin du bonus écologique spécifique, et celui du gaz naturel véhicule reste marginal.

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 2011, près de 215 000 véhicules GPLc (0,5 % du parc automobile).

Le réseau français de stations-service GPLc est resté stable en 2011 et couvre une grande partie du territoire national.

Il compte actuellement près de 1 685 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.

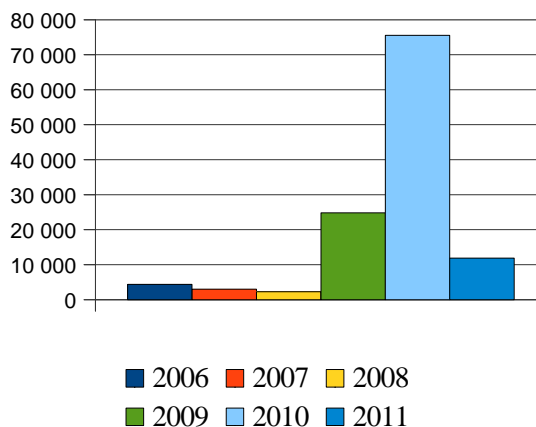
Ventes de véhicules neufs

75 569 nouvelles immatriculations de véhicules GPLc ont 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.

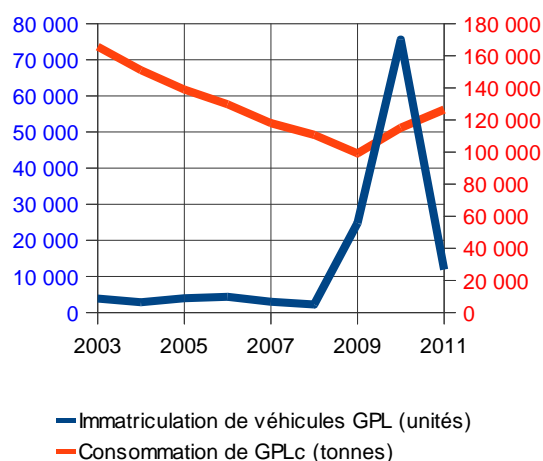
En 2011, avec la fin du bonus écologique spécifique au GPLc, les nouvelles immatriculations de véhicules GPLc sont revenues à un niveau plus bas (11 874 immatriculations en 2011).

Comme les années précédentes, le prix moyen à la pompe est moins élevé que celui du SP95 (0,90 € le litre, soit 0,68 € de moins en mai 2012), notamment du fait d'une fiscalité réduite.

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



Évolution de la consommation de GPLc



La consommation de GPLc a poursuivi sa hausse en 2011 malgré la baisse des immatriculations, compte tenu de l'augmentation du parc de véhicules en circulation.

Le gaz naturel-véhicule (GNV)

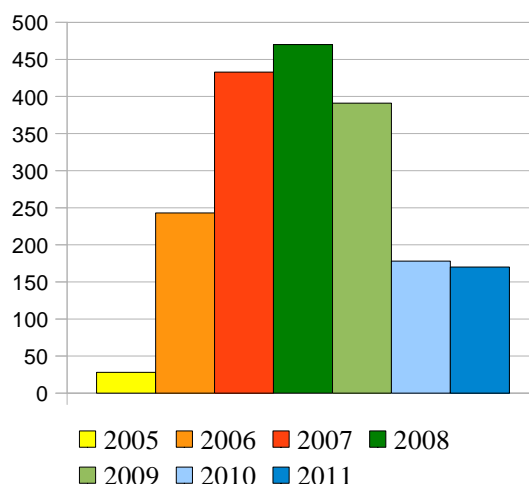
Le GNV est strictement identique au gaz naturel circulant dans les réseaux de distribution (méthane), mais est ici destiné à la consommation automobile. Il est en général issu des gisements de gaz naturel, mais peut aussi être obtenu par épuration du biogaz, énergie renouvelable. Il se liquéfie à des températures plus basses que le GPLc (-161°C), à pression atmosphérique. Il est donc transporté dans les réservoirs à une pression de 200 bars.

D'après l'étude menée, en 2006, par le ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, l'ADEME, IFP Energies nouvelles et l'AFGNV, 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 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 avec des bus au GNV.

Le parc de véhicules de particuliers au GNV est peu développé en France, les stations étant pour leur quasi-totalité privatives.

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



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).

– le GPL 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
1,20	1,75	3,50	5,75	6,25	7,00	7,00

En 2012, 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
Objectif	5,75	6,25	7,00	7,00
Réalisé	5,71	6,04	6,7	6,84

En 2011, le pourcentage énergétique (pci) de biocarburants dans les carburants a été de 6,84 % pour l'ensemble des deux filières (5,78 % pour les essences et 7,07 % pour le gazole), contre 6,7 % en 2010 (6,07 % pour les essences et 6,85 % 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'Observatoire des biocarburants, qui s'est réuni la première fois le 22 septembre 2011, est présidé par le Directeur général de l'Énergie et du Climat. Il rassemble toutes les parties prenantes concernées : les producteurs de biocarburants et autres énergies renouvelables utilisées dans les transports, les opérateurs qui commercialisent les carburants traditionnels et alternatifs, les constructeurs de véhicules routiers et non routiers, les associations de consommateurs et de défense de l'environnement, ainsi que l'administration.

Cet Observatoire a vocation à être force de propositions et à assurer un suivi du développement de la filière, notamment en ce qui concerne le déploiement des nouveaux carburants et le développement des biocarburants avancés.

Pour cela, il mettra en place des indicateurs, analysera les bilans et identifiera les causes des éventuels décalages avec les prévisions et objectifs de développement. Il pourra proposer des pistes permettant de compenser les déficits éventuels ou d'améliorer l'efficacité des dispositifs en place.

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 au moins jusqu'en 2013 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 mars 2012, 3418 stations service proposaient le SP95-E10 à la vente, soit plus de 29 % du parc national et le SP95-E10 représentait 21,6 % du volume des essences.

Les carburants à haute teneur en biocarburants

Le gazole B30

Le gazole B30 contient 30 % en volume d'EMAG. 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 0,936 €/l (en avril 2012).

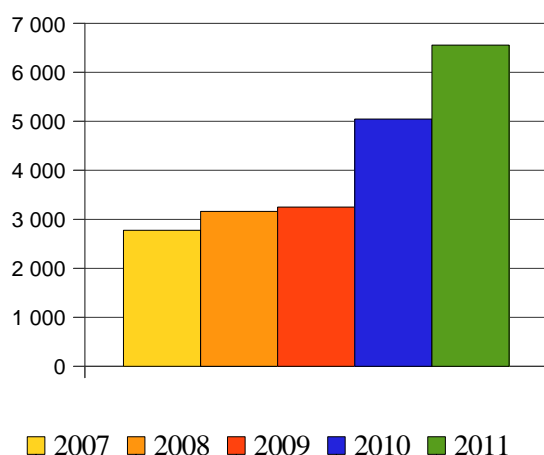
Par ailleurs, pour faciliter et accélérer le développement de cette filière des mesures fiscales favorables ont été adoptées en tenant compte de l'intérêt du superéthanol en termes d'environnement et d'indépendance énergétique :

- 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 avril 2012, 295 stations service commercialisent ce carburant et environ 23 800 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 2011 issue d'unités agréées pour le marché français a été quasiment stable jusqu'en 2010 et a baissé en 2011.

Production totale issue d'unités agréées en kt			
2008	2009	2010	2011
2 675	2 919	2 846	2374
Agréments totaux en kt			
2008	2009	2010	2011
3 429	3 965	4 268	4 268

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
215	202	188	178
Agréments ETBE (en équivalent éthanol) en kt			
2008	2009	2010	2011
225	225	225	225

En 2011, la filière éthanol aurait produit près de 80 % 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
375	417	522	469
Agréments d'éthanol en kt			
2008	2009	2010	2011
717	867	867	867

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 1 695 kt en 2011 contre 2 120 kt en 2010 soit le niveau le plus élevé jamais atteint. La filière a ainsi produit près de 55 % des capacités agréées en 2011, contre 69 % en 2010.

Production d'EMAG issue d'unités agréées en kt			
2008	2009	2010	2011
2 085	2 095	2 120	1695
Agréments EMAG en kt			
2008	2009	2010	2011
2 487	2 647	3 070	3077

La fiscalité

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.

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 quindecies 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

2007	2008	2009	2010	2011
25 M€	62 M€	104 M€	110 M€	150 M€

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.

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

Sous les effets conjugués de l'augmentation du taux d'incorporation (fixé à 7 % pci) et de la diminution des montants de réduction de la fiscalité applicable aux biocarburants issus des unités agréées, les montants de la défiscalisation sont estimés à 271 M€ en 2011.

Les montants globaux de la défiscalisation

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

Le gazole non routier

Autorisé depuis décembre 2010, le gazole non routier peut contenir, comme le gazole routier, jusqu'à 7 % en volume d'EMAG (esters méthyliques d'acides gras).

En 2011, ce nouveau carburant est obligatoire pour les engins mobiles non routiers, les bateaux de plaisance lorsqu'ils ne sont pas en mer, les bateaux de navigation intérieure et les tracteurs agricoles et forestiers, en remplacement du fioul domestique qui ne contenait pas en pratique de biocarburants.

Avec une très faible teneur en soufre (10 mg/kg), ce nouveau carburant a pour objectif de limiter la pollution atmosphérique.

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

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

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 1998/70/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.

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.

La transposition des dispositions européennes : une nouvelle réglementation pour les biocarburants

En 2011, ces dispositions européennes 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.

Les opérateurs économiques qui prennent part à cette chaîne doivent être en mesure de démontrer que les critères de durabilité ont été respectés, que les informations sont fiables et qu'un contrôle indépendant des informations a été mis en œuvre.

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 terres.

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 sont 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. En France, 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 R&D 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.

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) qui peuvent s'appuyer sur plusieurs centres de recherche publics : IFP EN, INRA, CEA, IFREMER.

Contributeurs :

Élise Levailant ; Éléa Wermelinger.

9 – Les transports intérieurs de produits pétroliers

Les réseaux de transport impactés par les restructurations

En 2011, le transport de pétrole brut par pipelines est en hausse de 10,6 %, le transport de produits finis quant à lui a augmenté de 1,3 %.

La restructuration du tissu industriel pétrolier (dépôts, raffineries) impacte le trafic des produits pétroliers dans les réseaux de transport.

Les principaux réseaux de pipelines

Les pipelines de pétrole brut

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

- au départ du grand port maritime de Marseille, le pipeline sud-européen (PSE) approvisionne les raffineries de Feyzin, Cressier (Suisse) et Karlsruhe (Allemagne) ;
- le pipeline d'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 Normandie¹ ;
- le pipeline Antifer-Le Havre transporte du pétrole brut d'Antifer au dépôt de la CIM (Compagnie Industrielle Maritime) au Havre qui alimente les raffineries de la Basse-Seine.

Les pipelines de produits finis

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

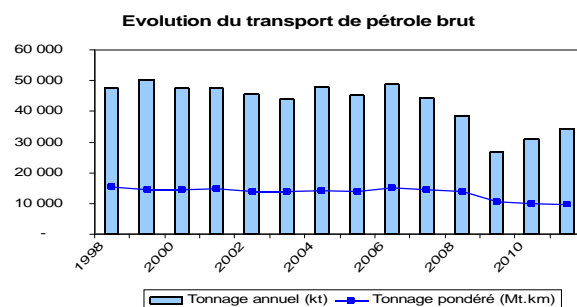
- le pipeline Le Havre-Paris (LHP) est le réseau qui alimente la capitale et les aéroports parisiens en produits finis. Il dessert également Orléans et Tours ;
- le pipeline Méditerranée Rhône (PMR) achemine des produits raffinés du port de Fos-sur-Mer vers la région lyonnaise, le Sud-Est et la Suisse ;
- 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 CEPS (Central Europe Pipeline System) de l'OTAN et s'étend en France sur 2 260 km.

Évolution de la réglementation

Dans le cadre de l'harmonisation des législations relatives aux canalisations de transport (gaz, hydrocarbures et produits chimiques) par l'ordonnance du 27 avril 2010, le décret d'application à ladite ordonnance, dit décret « multifluide », est paru au journal officiel le 4 mai 2012. Le décret régit ainsi la sécurité, l'autorisation et la déclaration d'utilité publique des canalisations de transport de gaz, d'hydrocarbures et de produits chimiques.

Le trafic de pétrole brut dans les pipelines en 2011

Le trafic de pétrole brut sur les principaux réseaux de pipelines a augmenté de 10,6% en 2011 (en tonnage), même si le tonnage pondéré (Mt.km), lui, a reculé.



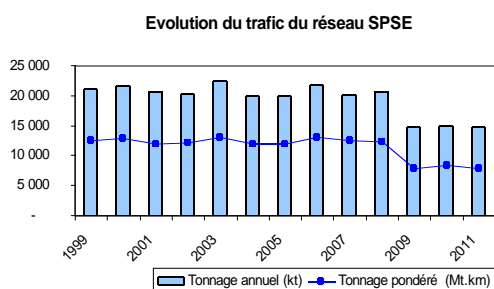
Sources : SPSE, TOTAL, SFPLJ, Vermillon REP, LUNDIN, CIM

Le pipeline sud-européen

Le trafic sur le réseau du pipeline sud-européen est en baisse de 1,6% en 2011 par rapport à 2010, avec 14,7 millions de tonnes de pétrole brut transporté. L'arrêt définitif de la raffinerie de Reichstett - qui représentait 15% du trafic du réseau en 2010 - a fortement impacté le trafic sur le réseau SPSE. Toutefois, cette baisse est en partie compensée par la hausse des livraisons à destination de la raffinerie de Miro (+ 6 %).

Historiquement, le réseau SPSE alimentait 12 raffineries de la France à l'Allemagne. Aujourd'hui, il n'approvisionne plus que les raffineries de Feyzin (5 Mt), Cressier (2,6 Mt) et Miro (6,3 Mt). En dix ans, le pipeline sud-européen a perdu 30% de son trafic.

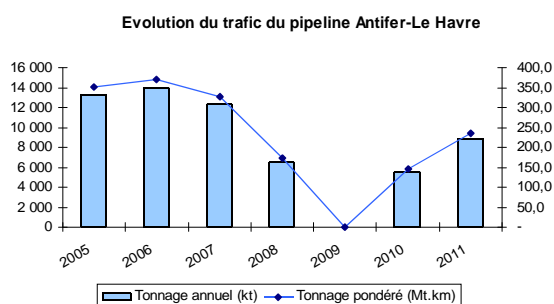
¹ Voir encadré page 2



Source : SPSE

Le pipeline Antifer-Le Havre

Le trafic sur le pipeline a fortement augmenté en 2011 en s'établissant à 8,9 millions de tonnes, soit une hausse de 61%. Cela s'explique par des opérations de maintenance et de réparation sur la canalisation de 42 pouces qui ont conduit à une interruption des flux en 2009 et début 2010.



Source : CIM

Le pipeline d'Ile-de-France

Le trafic sur le PLIF a baissé de près de 5% en 2011, s'établissant à 6,5 millions de tonnes. Les travaux liés à la connexion du pipeline à la raffinerie de Normandie expliquent cette baisse. Il est à noter que cette interconnexion servira de moyen de secours pour l'approvisionnement en pétrole brut de la raffinerie, afin de pallier l'immobilisation (suite à une fuite survenue en 2009) d'une des deux canalisations de 34 pouces reliant le dépôt de la CIM au Havre à la raffinerie de Normandie.

Le trafic de produits raffinés dans les pipelines en 2011

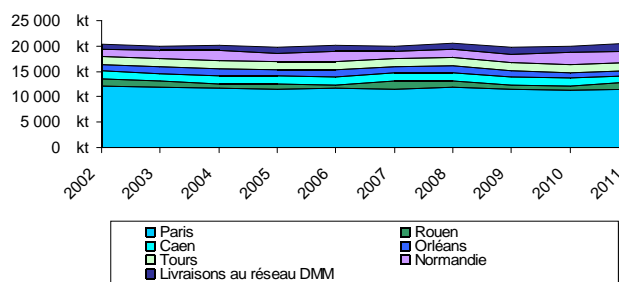
Le trafic de produits raffinés sur les principaux réseaux de pipelines a augmenté de 1,3% en 2011, s'établissant à 36,8 millions de tonnes. Cependant, il a été marqué par une baisse du transport de fioul domestique, liée à la douceur des températures et à la mise en place du gazole non routier.

Le pipeline Le Havre-Paris

Le réseau LHP totalise un trafic de 20,6 millions de

tonnes de produits finis en 2011, en hausse de 3% par rapport à l'année précédente (19,9 millions de tonnes). Le trafic à destination du pipeline Donges-Melun-Metz a considérablement augmenté en 2011 (+40%) en raison de la fermeture de la raffinerie de Reichstett et d'un niveau bas du Rhin, limitant l'approvisionnement par barges. Toutefois, on observe une baisse de 16% de fioul domestique sur le LHP en 2011.

Trafic annuel du réseau LHP, par branche

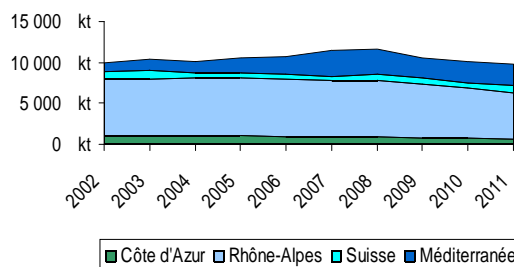


Source : TRAPIL

Le pipeline Méditerranée-Rhône

En ce qui concerne le pipeline Méditerranée-Rhône, le trafic a baissé de 2% en 2011 par rapport à l'année précédente : il s'établit à un volume de 9,8 millions de tonnes. L'arrêt d'exploitation de plusieurs dépôts alimentés par le réseau génère des baisses de trafic importantes (-11,2% sur la branche Côte d'Azur, -7,2% sur la branche Rhône-Alpes). En revanche, les exportations de produits finis en direction de Genève ont crû de 27% en 2011, essentiellement en raison du niveau bas du Rhin² qui a rendu plus attractif le transport de produits finis par pipelines.

Trafic annuel du réseau SPMR, par branche



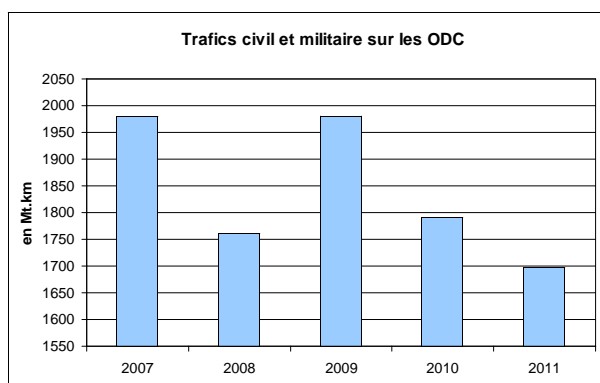
Source : SPMR

L'oléoduc de défense commune

Sur l'ODC, le trafic a baissé de 5% en 2011

² Voir graphique page 3

atteignant 1 697 millions de tonnes kilomètres³. Cela est dû à une baisse du transport à partir du Havre (-49%) et à destination de l'Allemagne (-40%). En revanche, le transport à destination de Strasbourg a augmenté de 64% en 2011.



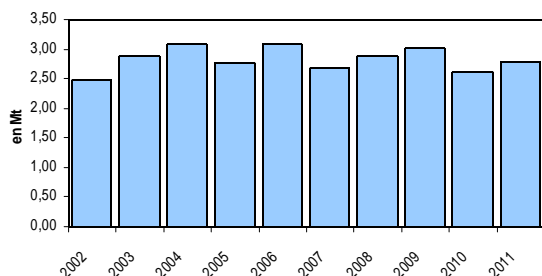
Source : TRAPIL

Le Donges-Melun-Metz

Le trafic sur le DMM a augmenté de 7% en 2011 par rapport à l'année précédente, avec un trafic de 2,8 millions de tonnes. Une fois de plus, c'est le niveau bas du Rhin et la fermeture de la raffinerie de Reichstett qui ont accru les besoins d'approvisionnement de l'Est de la France par ce pipeline, notamment en gazole, à partir de Donges. Cette hausse de la demande peut générer une saturation ponctuelle du réseau entre Grandpuits et Saint-Baussant.

En revanche, on observe une baisse de 15% du trafic de fioul domestique sur le DMM en 2011. Il est à noter qu'aucun transport de carburéacteurs n'a été effectué par la société en 2011. Ce trafic pourrait reprendre sur le réseau en cas de révision de la norme relative à la présence d'EMHV dans le jet, au-delà de 5ppm⁴.

Trafic du réseau DMM



Source : SFDM

³ Traffics civil et militaire

⁴ Le transport de gazole additivé en Esters Méthylliques d'Huile Végétale (EMHV) dans les canalisations d'hydrocarbures peut conduire à une contamination du jet - dont la teneur en EMHV est limitée à 5 ppm - générant des contraintes techniques et économiques importantes.

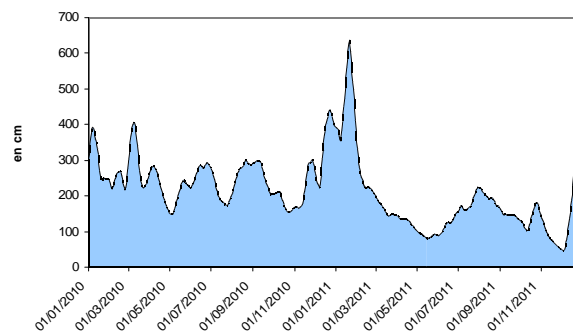
Évolution du trafic de produits pétroliers sur la route et les voies navigables⁵

Le transport des produits pétroliers par la route reste stable en 2011 en s'établissant à 60,6 millions de tonnes (-0,5% par rapport à 2010) et à 5,5 milliards de tonnes.kilomètres.

En ce qui concerne les voies navigables françaises (VNF), le trafic de produits pétroliers (hors exportation) s'est élevé à 4,3 millions de tonnes et 544 millions de tonnes.kilomètres en 2011, soit un trafic en baisse de 4% par rapport à celui de 2010 (4,5 Mt pour 550 Mt.km).

Avec 2,4 Mt en 2011, les produits finis à destination de l'Alsace représentent plus de 50% du volume annuel transporté sur les VNF, malgré un niveau bas du Rhin en 2011.

Evolution du niveau du Rhin



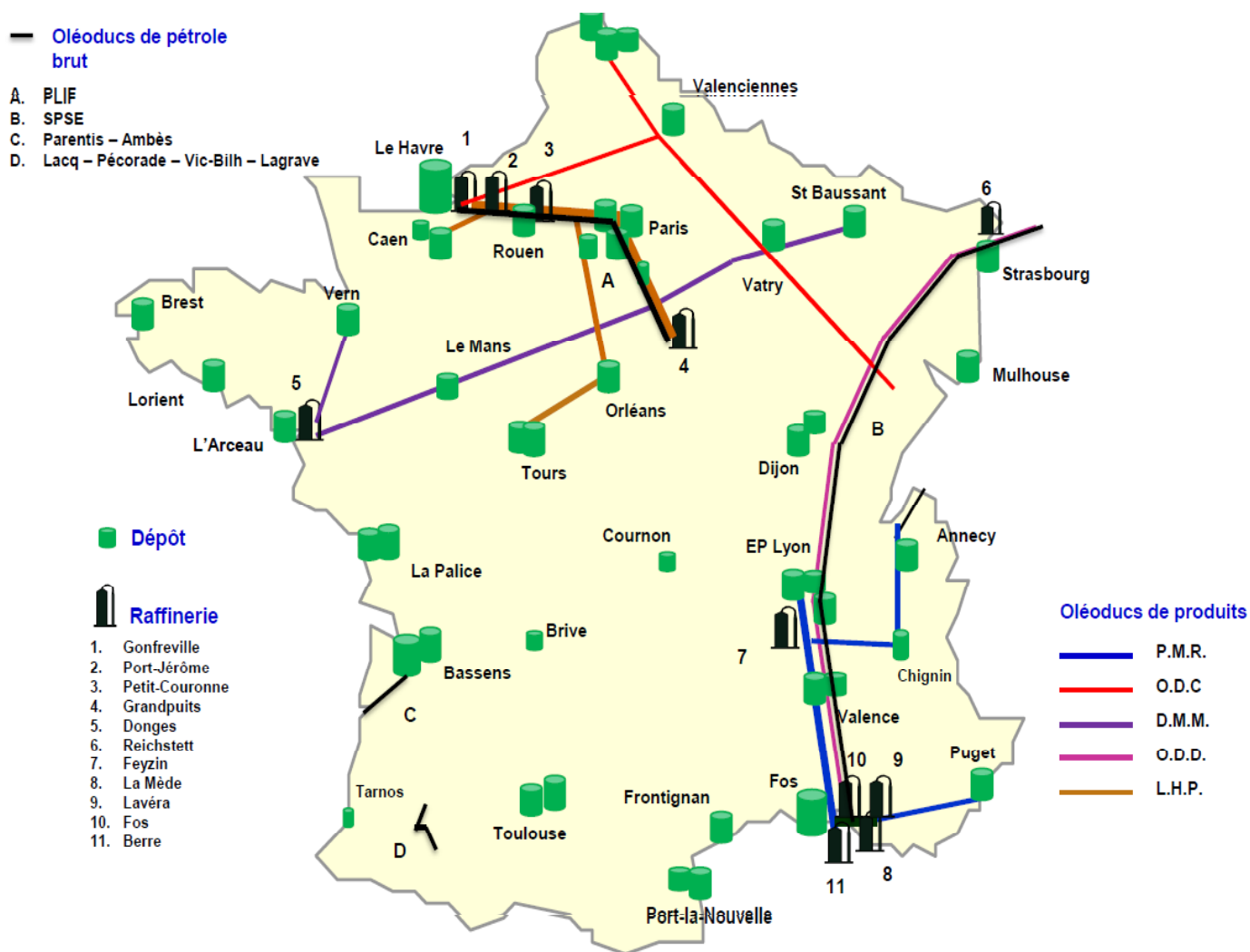
Source : REUTERS

Depuis plusieurs années, la restructuration des infrastructures pétrolières se poursuit en France. Elle se traduit par la fermeture de dépôts et de raffineries, ainsi que par des réductions de capacités. Cette restructuration affecte le trafic intérieur de produits pétroliers sur le territoire national jusqu'à entraîner la saturation de certains réseaux de canalisations, alors que d'autres voient leur trafic baisser et se reporter sur la route.

Contributeur :

Marion Ripaux

⁵ Depuis l'ouverture du fret ferroviaire à la concurrence, les données agrégées sur l'évolution du trafic des produits pétroliers par rail ne sont plus disponibles.



Source : UFIP

Statistiques de transport des pipelines de pétrole brut

	Longueur (en km)	Tonnage annuel transporté			Tonnage kilométrique annuel (en Mt.km) *		
		2011	2010	Evolution 2011/2010	2011	2010	Evolution 2011/2010
Pipeline sud-européen	1 796	14 682 kt	14 924 kt	- 1,6 %	7 914,7	8 368,2	- 5,4 %
dont France		5 792 kt	6 752 kt	- 14,2 %	1 833,8	2 826,0	- 35,1 %
<i>pour Feyzin</i>		<i>5 050 kt</i>	<i>4 323 kt</i>	<i>+ 16,8 %</i>	<i>1 315,0</i>	<i>1 125,6</i>	<i>+ 16,8 %</i>
<i>pour Carling</i>		<i>0 kt</i>	<i>114 kt</i>	<i>- 100,0 %</i>	<i>0,0</i>	<i>81,7</i>	<i>- 100,0 %</i>
<i>pour Reichstett</i>		<i>742 kt</i>	<i>2 315 kt</i>	<i>- 68,0 %</i>	<i>518,8</i>	<i>1 618,7</i>	<i>- 68,0 %</i>
dont Suisse (Cressier)		2 583 kt	2 266 kt	+ 14,0 %	1 232,4	1 081,2	+ 14,0 %
dont Allemagne (Karlsruhe)		6 256 kt	5 906 kt	+ 5,9 %	4 812,5	4 542,7	+ 5,9 %
Oberhoffen-Carling (naphta)	106	699 kt	518 kt	+ 35,0 %	39,2	28,0	+ 40,0 %
Pipeline du Jura	56	2 611 kt	2 266 kt	+ 15,2 %	144,7	126,9	+ 14,0 %
Antifer-Le Havre	26,5	8 916 kt	5 540 kt	+ 60,9 %	236,3	146,8	+ 61,0 %
Le Havre-Grandpuits **	252	6 487 kt	6 815 kt	- 4,8 %	1 233,2	1 327,0	- 7,1 %
Villeperdue-Grandpuits	58	212 kt	226 kt	- 6,2 %	8,9	9,2	- 3,3 %
Parentis (Vermilion)		847 kt	861 kt	- 1,6 %	69,1	70,3	- 1,7 %
<i>Parentis- Ambès</i>	<i>94</i>	<i>696 kt</i>	<i>712 kt</i>	<i>- 2,2 %</i>	<i>65,4</i>	<i>66,9</i>	<i>- 2,3 %</i>
<i>Guagnot-Berganton</i>	<i>48</i>	<i>31 kt</i>	<i>26 kt</i>	<i>+ 19,2 %</i>	<i>1,5</i>	<i>1,3</i>	<i>+ 15,4 %</i>
<i>Cazaux-Caudos</i>	<i>19</i>	<i>109 kt</i>	<i>109 kt</i>	<i>+ 0,0 %</i>	<i>2,1</i>	<i>2,0</i>	<i>+ 5,0 %</i>
<i>Lugos-Sillac</i>	<i>9</i>	<i>11 kt</i>	<i>14 kt</i>	<i>- 21,4 %</i>	<i>0,1</i>	<i>0,1</i>	<i>+ 0,0 %</i>
TOTAL		34 455 kt	31 151 kt	+ 10,6 %	9 646	10 076	- 4,3 %

* : cette unité de mesure, correspondant au transport d'une tonne sur un kilomètre, permet de pondérer le tonnage transporté par la distance parcourue et reflète ainsi d'une manière plus précise l'activité d'un mode de transport.

** : transport global comprenant les transferts de produits finis et semi-finis entre Gargenville et Grandpuits et le gazole pousseur.

Sources : SPSE, TOTAL, SFPLJ, Vermillon REP,
LUNDIN, CIM

10 – Les infrastructures de stockage des produits pétroliers

Une composante majeure de la sécurité énergétique

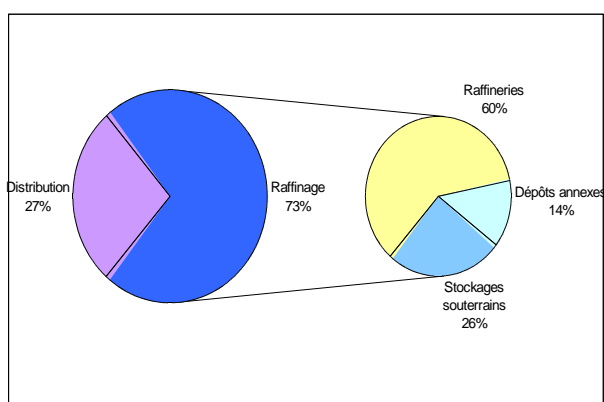
La restructuration des infrastructures de stockage se poursuit en 2011.

Les infrastructures de stockage

La France dispose d'une capacité globale de stockage en produits pétroliers de l'ordre de 45 millions de m³.

Ce stockage est principalement assuré par les raffineries et leurs dépôts annexes puisqu'ils représentent 73% de la capacité totale (environ 33 millions de m³). Les stockages souterrains y contribuent pour 8,5 millions de m³.

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



Source : CPDP

Les stockages de brut et de produits intermédiaires représentent respectivement 12,5 et 9,4 millions de m³. Les capacités de produits finis quant à elles s'élèvent à environ 24,3 millions de m³.

Les dépôts de distribution de carburants et combustibles

Le nombre des dépôts de distribution de carburants et combustibles d'une capacité supérieure à 400 m³ (hors dépôts annexes de raffineries) est de 203 en 2011 contre 204 en 2010.

Leur capacité globale est de l'ordre de 12,3 Mm³, dont 11,3 millions de m³ en carburants et fiouls.

Capacité des dépôts

Les installations d'un volume de stockage supérieur à 50 000 m³ constituent l'essentiel de la capacité nationale. Elles jouent un rôle important dans l'approvisionnement des régions au sein desquelles elles sont situées. Ces dépôts sont approvisionnés par pipeline depuis les raffineries ou par mer.

Nb dépôts	Capacité en m ³	% capacité totale
7	> 300 000	37
23	de 100 000 à 300 000	34,5
28	de 50 000 à 100 000	17,9

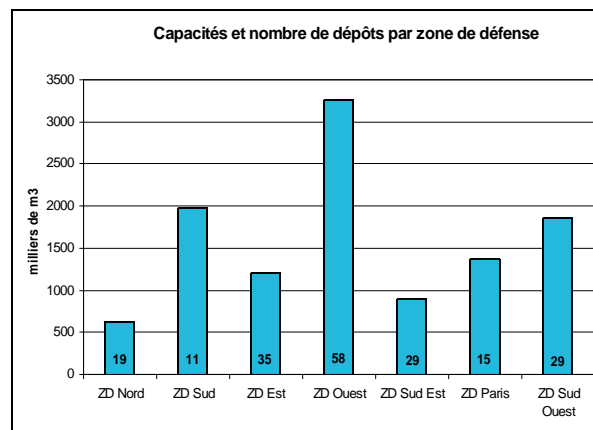
Les trois quarts des dépôts ont une capacité inférieure à 50 000m³ :

Nb dépôts	Capacité en m ³	% capacité totale
22	de 25 000 à 50 000	7,3
16	de 10 000 à 25 000	2,5
17	de 1 000 à 10 000	0,5
90	de 400 à 1 000	0,4

Les plus petits d'entre eux (90 ont une capacité inférieure à 1 000 m³) contribuent par leur nombre et leur répartition géographique au maillage du territoire et donc à la sécurité d'approvisionnement.

Répartition géographique

Les stockages sont inégalement répartis sur le territoire national.

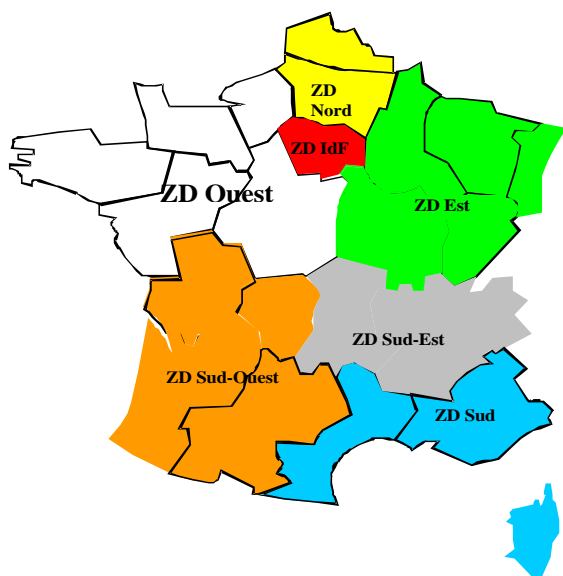


Source : UFIP/CPDP

Ils sont essentiellement concentrés dans les zones portuaires (Le Havre, Nantes-Saint Nazaire, Bordeaux, Marseille) et sur les pipelines qui correspondent aux zones de consommations importantes.

Il est à noter que 20 départements ne disposent d'aucune installation pétrolière de stockage de plus de 400 m³.

Carte des zones de défense



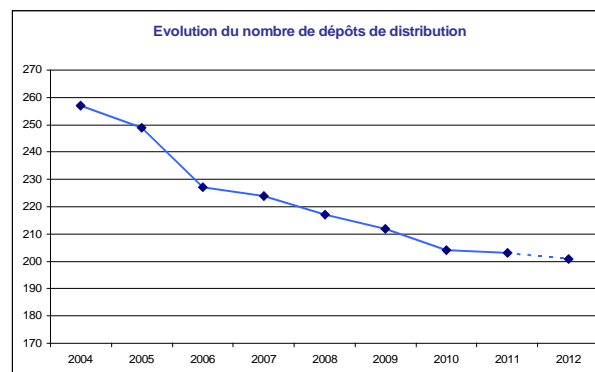
Les dépôts de distribution assurent également l'entreposage des stocks stratégiques, en conformité au plan de localisation de la SAGESS (société anonyme de gestion de stocks de sécurité). Ce plan prévoit leur positionnement de façon à ce que chaque zone de défense dispose d'un nombre minimum de jours de consommation en essences et gazole dans l'éventualité d'une crise.

Le maillage des dépôts de distribution sur le territoire constitue donc un élément essentiel de la sécurité des approvisionnements.

Évolution des capacités de stockage

La rationalisation des infrastructures pétrolières se poursuit en 2011. La fermeture de deux raffineries en 2011 (Dunkerque et Reichstett) et l'arrêt d'exploitation de deux autres raffineries en 2012 (LyondellBasel, Petit-Couronne) impactent sensiblement les capacités de stockage en France.

Les dépôts de distribution suivent la même tendance, avec un fléchissement du nombre de fermeture cette année (une seule en 2011 : le dépôt de Puget sur Argens). En revanche, deux fermetures ont déjà été annoncées pour 2012, entraînant une perte globale avec 2011 de 88 000 m³ de stockage, dans des zones fragiles.



Source : CPDP/DGEC

Facteurs d'évolution

Le marché du pétrole étant totalement libéralisé, les évolutions s'expliquent par des facteurs économiques et par les effets de la concurrence. Certaines politiques publiques peuvent toutefois influencer de manière importante ces évolutions : il s'agit des politiques de prévention des risques industriels d'une part et d'urbanisme d'autre part.

Conclusion

La rationalisation des infrastructures pétrolières se poursuit en France. Elle se traduit par la réduction des capacités et du nombre des installations de stockage, au risque de fragiliser la flexibilité de la logistique pétrolière et d'allonger les durées de livraison par la route. Une certaine vigilance vis à vis de ces effets pervers potentiels apparaît nécessaire.

Contributeur :
Thierry Baumont

11 – Le stockage stratégique

Une composante majeure de la sécurité énergétique

La France étant un pays fortement importateur, elle doit se prémunir contre l'éventualité d'une rupture de son approvisionnement extérieur. Elle constitue ainsi des stocks de sécurité afin de répondre aux besoins des consommateurs finaux en période de crise. Ces stocks sont également un outil de solidarité internationale.

La France doit honorer un double engagement de constitution de stocks stratégiques pétroliers : au titre de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE, 90 jours d'importation nette) et de l'Union Européenne (90 jours de consommation intérieure). En France, l'obligation de stockage stratégique pèse sur chaque opérateur pétrolier agréé qui réalise une opération entraînant l'exigibilité des taxes intérieures de consommation, ou qui livre des carburants à l'avitaillement des aéronefs. L'obligation s'apprécie par catégorie de produits sur l'ensemble des mises à la consommation réalisées au cours de l'année civile précédente. Pour agir sur tous les maillons de la chaîne logistique en cas de crise, la réglementation impose une répartition des stocks entre les produits finis et le pétrole brut, dans les limites autorisées par l'UE.

L'obligation AIE

Le niveau 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 2011, les stocks cumulés des opérateurs et de la SAGESS (Société Anonyme de Gestion de Stocks de Sécurité) ont assuré à la France un niveau moyen de stocks d'environ 97 jours d'importations nettes.

Crise libyenne

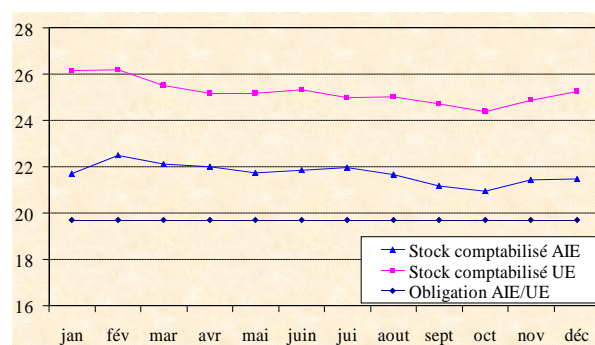
Les conséquences de la révolution libyenne sur l'approvisionnement des marchés pétroliers ont amené les États-membres de l'AIE à conduire une action collective de relâchement des stocks stratégiques entre juin et septembre 2011. La France a participé à cet effort en autorisant les opérateurs pétroliers à mettre sur le marché environ 430.000 t de stocks stratégiques.

L'obligation européenne

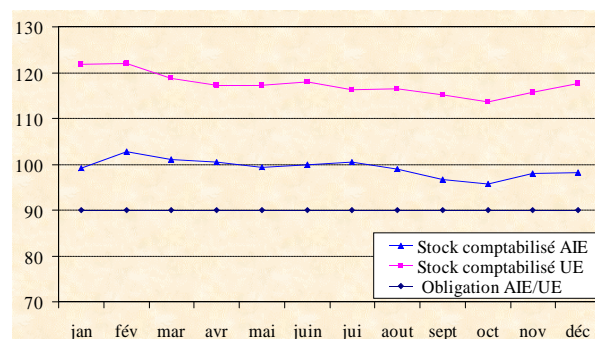
La directive européenne 2006/67/CE du 24 juillet 2006 dispose que les États-membres doivent entretenir de façon permanente un stock de produits pétroliers équivalent à au moins 90 jours de consommation intérieure moyenne de l'année

civile précédente. Les carburants et combustibles sont répartis en trois catégories, le carburéacteur étant intégré dans la catégorie II¹. Pour tenir compte des contraintes logistiques des opérateurs, la directive les autorise à substituer du pétrole brut aux produits finis, sans toutefois descendre en dessous d'un seuil minimum de stocks de produits finis (60% en catégories I et II; 50% en catégorie III). Compte-tenu de l'ensemble des stocks pétroliers déclarés par les opérateurs, la France a respecté son obligation européenne avec une moyenne de 117 jours en 2011.

Déclaration des stocks en 2011 (en Mtepb²)



Déclaration des stocks en 2011 (en jours)



Perspectives

La nouvelle directive européenne 2009/119/CE du 14 septembre 2009 rapproche les obligations générales de l'UE de celles de l'AIE, notamment en ce qui concerne la définition de l'obligation et la méthodologie de comptabilisation des stocks. Par ailleurs, cette directive introduit la notion de stocks spécifiques détenus en propriété au sein d'une entité centrale de stockage (ECS) et met en place un comité dont la mission est d'assister la commission européenne dans le domaine des stocks stratégiques, en cas de crise tout particulièrement. La date limite de transposition de cette directive dans la réglementation française est

¹ cat. I : essences, cat. II : gazole et FOD, cat. III : carburéacteur, cat. IV : fiouls lourds

² Million de tonnes équivalent produit brut

fixée au 31 décembre 2012. Les premiers travaux de transposition effectués en 2011 ont déjà conduit, notamment, à l'augmentation du taux d'obligation de stocks stratégiques (voir paragraphe suivant).

L'obligation française

Base du calcul

L'obligation de stockage stratégique est calculée, en France, sur la base d'un pourcentage du montant des mises à la consommation effectuées au cours de l'année précédente. L'obligation entre en vigueur le 1^{er} juillet de l'année considérée et s'applique jusqu'au 30 juin de l'année suivante. Bien que le montant des mises à la consommation ait baissé en 2010 d'environ 0,9 Mt (voir tableau ci-dessous), le relèvement du pourcentage (appelé taux d'obligation) de 27% à 28,5% en application de la transposition de la directive, s'est traduit par une augmentation de l'obligation de stocks stratégiques en 2011 d'environ 0,7 Mt.

Mises à la consommation brutes

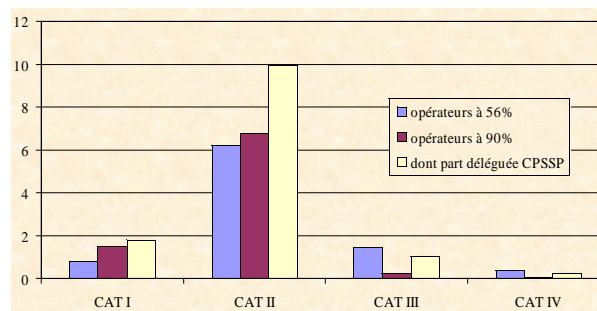
(kt)		cat.I	cat.II	cat.III	cat.IV
Raffineurs	2009	2 412	17 461	3 524	1 154
	2010	2 197	16 884	3 606	837
	2011	2 012	15 667	3 642	708
Grande distribution	2009	4 864	13 529	0	0
	2010	4 603	13 924	0	0
	2011	4 456	14 390	0	0
Autres ⁽³⁾	2009	1 499	15 775	2 505	761
	2010	1 338	16 271	2 310	617
	2011	1 261	15 981	2 606	152
Total	2009	8 775	46 765	6 029	1 915
	2010	8 138	47 079	5 916	1 454
	2011	7 728	46 038	6 248	860

Répartition de l'obligation

La réglementation impose à tout opérateur de déléguer 56 % ou 90 % de son obligation nationale au Comité Professionnel des Stocks Stratégiques Pétroliers (CPSSP). Le tableau suivant présente la répartition des obligations de stockage par type d'opérateurs.

(kt)	(1 ^{er} juillet 2011 - 30 juin 2012)			
	cat.I	cat.II	cat.III	cat.IV
Non agréés	-	400	-	-
Opérateurs à 56%	793	6 201	1 468	375
Opérateurs à 90%	1 498	6 763	224	29
Nationale	2 291	13 364	1 692	404
dont CPSSP	1 793	9 959	1 024	236

L'obligation 2011 (en Mt)



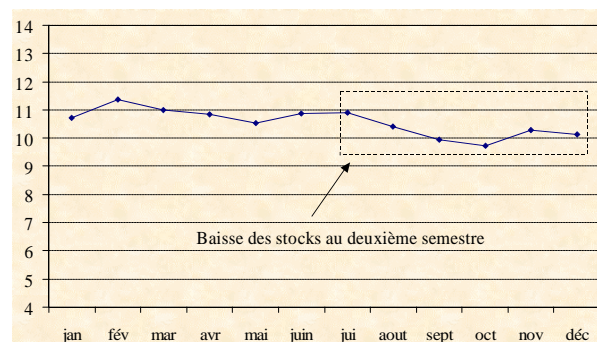
Les stocks des opérateurs (part non déléguée au CPSSP)

Chaque opérateur assujéti à l'obligation de constitution de stocks stratégiques pétroliers a recours pour couvrir sa part non déléguée, aux stocks de produits pétroliers qu'il détient en pleine propriété ainsi qu'aux stocks mis à sa disposition par d'autres opérateurs. Le cumul de ces quantités permet à chaque entrepositaire agréé d'honorer sa part en propre de l'obligation nationale.

En tant que garant du dispositif français et de son efficacité opérationnelle en temps de crise, la Direction de l'énergie exerce son droit de regard sur la localisation des stocks et effectue des opérations de contrôle des sociétés.

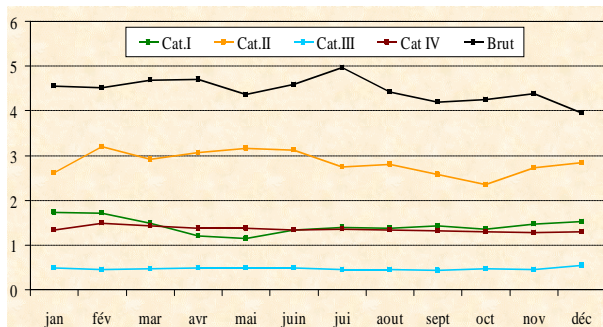
En dépit de l'augmentation de l'obligation de stocks stratégiques (+0,7Mt), le contexte du marché pétrolier, l'arrêt de deux raffineries, la baisse de la consommation et le relâchement de stocks stratégiques au deuxième semestre, ont conduit à ce que le niveau global des stocks de produits finis (essences, gazole, FOD, carburéacteur, fiouls lourds) et de pétrole brut diminue d'environ 1Mt en 2011 (sans remettre en cause le respect de l'obligation).

Stocks des opérateurs en métropole (brut et produits pétroliers) en Mt



³ Compagnies pétrolières sans outil de raffinage en France

Répartition des stocks des opérateurs (Mt)



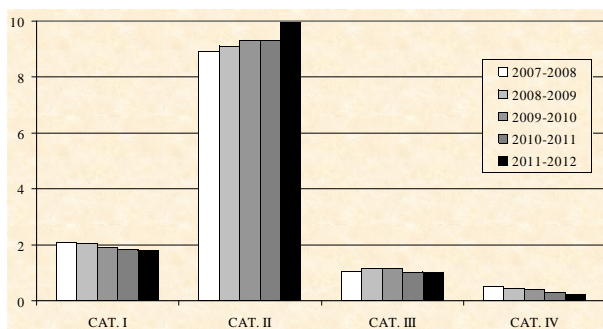
Dans le cadre d'accords bilatéraux, les opérateurs pétroliers peuvent être autorisés à contracter des mises à disposition de produits pétroliers (MAD) à l'étranger, conformément à la directive 2006/67/CE du Conseil du 24 juillet 2006 qui dispose que la maîtrise, la disponibilité, le contrôle et l'identification des stocks doivent être garantis.

La France veille à ce que ces échanges soient maintenus dans des proportions de volumes acceptables, et qu'ils restent conformes aux dispositions de la directive européenne. Les mises à dispositions (MAD) de produits pétroliers au profit d'autres États membres s'élevaient, fin d'année 2011, à 70 kt tous produits confondus.

Les stocks d'agence nationale

En 2011, la part de l'obligation nationale assurée par le CPSSP s'élevait à 73,3 %. Pour la couverture de son obligation, le CPSSP a recouru aux stocks détenus par la société anonyme de gestion de stocks de sécurité (SAGESS) pour un montant d'environ 11,8 Mt, et aux stocks de produits finis mis à sa disposition par les opérateurs, pour un montant d'environ 2,1 M (chiffres décembre 2011).

Obligation à la charge du CPSSP (en Mt)

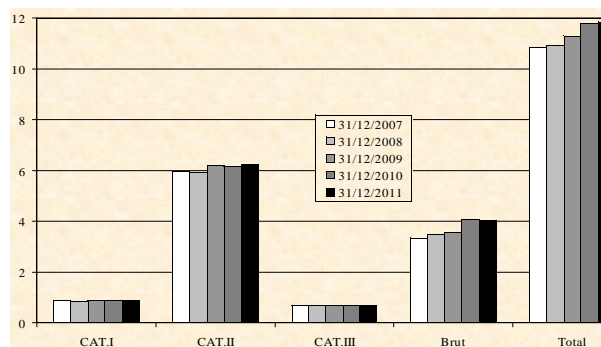


Les Stocks SAGESS

Au 31 décembre 2011, la SAGESS disposait des stocks suivants :

- cat. I : 876 kt
- cat. II : 6 289 kt
- cat. III : 685 kt
- pétrole brut : 4 167 kt⁽⁴⁾

⁴ Soit 3 333 kt équivalent produits finis



Les données économiques

La couverture de la part d'obligation déléguée au CPSSP est financée par une redevance que les opérateurs versent mensuellement au comité, en proportion des quantités de produits qu'ils ont mis à la consommation. Le coût moyen pondéré de détention et de stockage d'une tonne de stock stratégique par le CPSSP, s'est élevé à 23,37 € en 2011.

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).

Contributeur :
Louis Fondeville

STOCKS STRATÉGIQUES EN MÉTROPOLE

STOCKS STRATÉGIQUES EN MÉTROPOLE

Obligation légale nationale (28,5% MAC)

	Couverture CPSSP	Catégorie I essences	Catégorie II gazole - FOD	Catégorie III carburéacteur	Catégorie IV fiouls lourds		Total :
Obligation légale juillet 2010 - juin 2011		2 338 kt	12 574 kt	1 618 kt	507 kt		17 038 kt
Obligation légale juillet 2011 - juin 2012		2 291 kt	13 364 kt	1 692 kt	404 kt		17 751 kt
Décomposition de l'obligation légale - 1^{er} juillet 2011 - 30 juin 2012 (MAC de l'année 2010)							
Raffineurs	56%	625 kt	4 762 kt	1 017 kt	229 kt		6 633 kt 37,37%
Grande distribution	90%	1 298 kt	3 965 kt	0 kt	0 kt		5 263 kt 29,65%
Indépendants	56%	167 kt	1 439 kt	450 kt	146 kt		2 203 kt 12,41%
Autres opérateurs à 90%	90%	201 kt	2 799 kt	224 kt	29 kt		3 252 kt 18,32%
opérateurs non agréés	100%	0 kt	400 kt	0 kt	0 kt		400 kt 2,25%
Total :		2 291 kt	13 365 kt	1 692 kt	404 kt		17 751 kt
<i>Couverture CPSSP</i>		<i>1 793 kt</i>	<i>9 959 kt</i>	<i>1 024 kt</i>	<i>236 kt</i>		<i>13 011 kt</i>
<i>Taux de couverture CPSSP</i>		<i>78,3%</i>	<i>74,5%</i>	<i>60,5%</i>	<i>58,4%</i>		<i>73,3%</i>
<i>Nbre de jour de consommation intérieure 2010-2011</i>		<i>81,4</i>	<i>77,5</i>	<i>62,9</i>	<i>60,8</i>		<i>76,2</i>

Stocks et couverture de l'obligation

STOCKS	Catégorie I essences	Catégorie II gazole - FOD	Catégorie III carburéacteur	Catégorie IV fiouls lourds	Total produits finis	Brut et charges epf	Total :
Stocks en propriété par catégorie d'opérateurs au 31 décembre 2011							
Raffineurs	1 058 kt	1 820 kt	315 kt	756 kt	3 949 kt	2 914 kt	6 863 kt
<i>en nb de jours d'oblig. légale</i>	<i>176,0</i>	<i>39,8</i>	<i>32,2</i>	<i>344,3</i>	<i>61,9</i>		<i>107,6</i>
Grande distribution	175 kt	453 kt	0 kt	0 kt	628 kt	0 kt	628 kt
<i>en nb de jours d'oblig. légale</i>	<i>14,0</i>	<i>11,9</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>12,4</i>		<i>12,4</i>
Autres opérateurs agréés	211 kt	891 kt	123 kt	492 kt	1 716 kt	86 kt	1 802 kt
<i>en nb de jours d'oblig. légale</i>	<i>59,6</i>	<i>21,9</i>	<i>19,0</i>	<i>292,0</i>	<i>32,7</i>		<i>34,4</i>
SAGESS	876 kt	6 249 kt	679 kt	0 kt	7 804 kt	3 230 kt	11 035 kt
<i>en nb de jours d'oblig. légale</i>	<i>39,8</i>	<i>48,6</i>	<i>41,8</i>	<i>0,0</i>	<i>45,7</i>		<i>64,7</i>
<i>pourcentage de l'obligation légale</i>	<i>38,2%</i>	<i>46,8%</i>	<i>40,1%</i>	<i>0,0%</i>	<i>44,0%</i>		<i>62,2%</i>
<i>pourcentage dans la couverture CPSSP</i>	<i>48,9%</i>	<i>62,7%</i>	<i>66,3%</i>	<i>0,0%</i>	<i>60,0%</i>		<i>84,8%</i>
Stock total au 1 ^{er} janvier 2011	2 319 kt	9 413 kt	1 117 kt	1 248 kt	14 098 kt	6 230 kt	20 328 kt
<i>en nb de jours d'oblig. légale</i>	<i>105</i>	<i>73</i>	<i>69</i>	<i>322</i>	<i>83</i>		<i>119</i>
<i>taux de couverture</i>	<i>99,2%</i>	<i>74,9%</i>	<i>69,0%</i>	<i>246,0%</i>	<i>82,7%</i>		<i>114,5%</i>

Coût annuel de stockage d'une tonne de stock stratégique (part déléguée)

(en €/t)	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Variation
Catégorie I	20,4	25,0	22,7	29,6	29,9	20,6	25,0	21,6%
Catégorie II	18,7	22,0	26,2	31,3	24,4	24,0	22,2	-7,7%
Catégorie III	26,0	31,0	31,6	34,8	32,4	32,4	32,5	0,4%
Catégorie IV	22,0	25,0	23,0	35,0	22,0	30,9	21,1	-31,7%
Ensemble :	19,7	23,4	25,8	31,4	25,1	24,4	23,4	-4,2%

12 – Les infrastructures gazières

Améliorer la fluidité des marchés gaziers et la sécurité d'approvisionnement des consommateurs finals

37 500 km de réseau de transport et 194 000 km de réseau de distribution, 15 sites de stockage de gaz naturel, 3 terminaux méthaniens.

98 % du gaz naturel consommé en France est importé.

La construction d'un nouveau terminal méthaniens à Dunkerque a été décidée en juin 2011, en vue d'une mise en service fin 2015.

Le cadre réglementaire de l'injection du biométhane dans les réseaux a été élaboré puis mis en place en 2011.

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 méthaniens) jusqu'aux points de livraison répartis sur le territoire national (distributions publiques et gros clients industriels) ou aux sites de stockage souterrain.

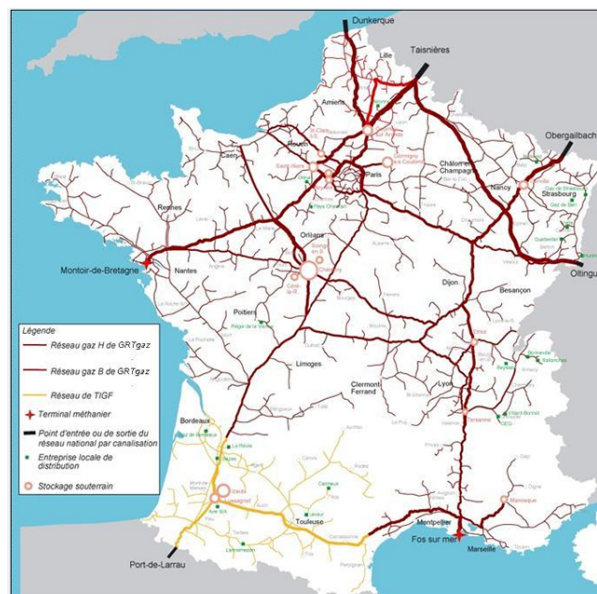
Il est exploité par deux opérateurs :

- 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, entrés au capital le 12 juillet 2011) 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 2011, 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 méthaniens. A titre de comparaison, la consommation journalière moyenne est de l'ordre de 1400 GWh.

Les investissements dans les infrastructures gazières visent notamment à améliorer l'accès des fournisseurs aux marchés de gros et de détail et favorisent ainsi la concurrence, au bénéfice des consommateurs. Ils contribuent également à conforter la sécurité d'approvisionnement.

Réseau de transport en France



source : CRE

Les investissements dans les réseaux de transport se sont établis en 2011 à 524 M€ pour GRTgaz et 80 M€ pour TIGF, après respectivement 554 et 90 M€ en 2010. Les deux tiers de ces montants environ 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 débuté en 2011 chez TIGF (renforcement de l'artère du Béarn) et GRTgaz (construction d'une nouvelle station de compression à Chazelles, permettant d'accroître les flux vers le réseau de TIGF, en direction de l'Espagne). Le premier palier de capacités supplémentaires entrera en service fin 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), pour lequel TIGF a annoncé sa décision finale d'investissement le 31 janvier 2011.

En 2011, par délibérations en date respectivement des 19 avril et 12 juillet 2011, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a approuvé deux investissements substantiels sur le réseau principal de GRTgaz :

- Le doublement du gazoduc actuel de l'artère

du Rhône (projet ERIDAN, DN 1200, 200 km pour un coût estimé d'environ 480 M€). Il créera 120 GWh/j de capacités d'entrée dans la partie sud du réseau de GRTgaz et favorisera ainsi le développement ultérieur de nouvelles infrastructures de gaz dans cette zone sud (terminaux méthaniers, stockage, interconnexions). Sa mise en service est prévue en 2016. GRTgaz bénéficie pour ce projet d'un soutien communautaire de 75 M€ dans le cadre du Programme énergétique européen pour la relance.

- Suite à la décision positive d'EDF sur le terminal de Dunkerque (voir partie « Terminaux méthaniers »), la construction des ouvrages nécessaires au raccordement du terminal au réseau de transport (canalisation de raccordement, renforcement de l'artère des Hauts de France et construction de l'Arc de Dierrey) pour un montant d'investissement d'environ 1,1 Md€. Compte tenu de leurs effets positifs sur le fonctionnement de l'ensemble du réseau de transport en zone nord, seule une partie du coût de ces ouvrages sera supportée par les futurs utilisateurs du terminal et le reliquat sera mutualisé dans les tarifs d'utilisation du réseau de GRTgaz. Leur mise en service est prévue en même temps que le terminal, fin 2015.

Par ailleurs, en lien avec l'installation du futur terminal à Dunkerque, 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 devrait permettre la création d'un nouveau point d'interconnexion physique à Veurne, représentant 270 GWh/j de capacité en sortie vers la Belgique à horizon fin 2015, pour un montant d'investissement prévisionnel de 56 M€.

Une autre *Open Season* est en cours à la frontière entre la France et le Luxembourg ; elle vise au développement de capacités unidirectionnelles de la France vers le Luxembourg. Les résultats sont attendus dans le courant de l'année 2012.

Enfin, GRTgaz a fait part en 2011 de sa décision finale d'investissement pour le développement à horizon de 2013 de 50 GWh/j supplémentaires en capacités d'importation depuis la Belgique (point d'interconnexion de Taisnières).



source : GRTgaz

L'année écoulée a également vu la CRE engager la procédure de certification de GRTgaz et TIGF au titre de la « troisième Directive Gaz ». Publiée en juillet 2009 au *Journal Officiel de l'Union Européenne* et transposée dans le code de l'énergie l'an dernier, cette directive concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel introduit notamment de nouvelles obligations en matière d'organisation et d'indépendance des gestionnaires de réseau de transport au sein d'une entreprise verticalement intégrée.

Après examen des dossiers remis par les deux sociétés et après réception de l'avis de la Commission européenne, la CRE a rendu une décision positive sur les deux dossiers et publié le 26 janvier dernier deux délibérations portant décision de la certification de GRTgaz et TIGF respectivement.

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 canalisations du réseau de distribution ont un petit diamètre (15 à 300 mm) et véhiculent du gaz sous faible pression (20 mbars à 4 bars généralement, 16 bars exceptionnelle-ment).

Tout le territoire national ne bénéficie pas d'une desserte en gaz. Les conditions d'extension de cette desserte ont évolué au fil du temps mais le principe de ne promouvoir que les dessertes qui sont économiquement rentables a été réaffirmé, le gaz étant substituable dans ses divers usages.

Aujourd'hui, 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.

Dans les cas où le seuil de rentabilité d'une opération ne serait pas atteint, l'article L. 432-7 du code de l'énergie et le décret n° 2008-740 du 28 juillet 2008 permettent aux autorités concédantes d'apporter une contribution financière aux gestionnaires des réseaux de distribution publique.

Ainsi, les opérations de densification des réseaux existants ou la création de nouvelles distributions publiques deviennent possibles, à condition que les aides attribuées soient transparentes et ne compensent que les seules obligations de service public résultant de ces extensions et restant à la charge du futur gestionnaire de réseau.

En 2011, une vingtaine de nouvelles concessions ont été attribuées aux gestionnaires de réseau de distribution après appel d'offre.

Les réseaux publics de distribution de gaz naturel représentent une longueur totale de 194 000 km ce qui les place au second rang européen derrière les réseaux allemands. Ils sont exploités, au travers de contrats de concessions liant les gestionnaires aux collectivités locales, par GrDF (filiale de GDF-SUEZ 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). Un nouveau dossier de demande d'agrément est en cours d'instruction fin 2011.

Le projet de comptage évolué, dit « projet AMR », piloté par GrDF, et visant à évaluer la faisabilité technique et tester les avantages socio-économiques de la télé-relève des compteurs pour les clients particuliers, a poursuivi son développement en 2011. Les expérimentations menées chez environ 5 000 clients jusqu'à l'été

2011 ont permis d'affiner les choix techniques à retenir en vue d'un éventuel déploiement national (absence de répéteurs, redondance spatiale et temporelle des données, bi-directionnalité partielle des compteurs, absence d'afficheur déporté, etc...).

Pour mémoire, les principaux bénéfices attendus d'un tel système sont une meilleure information des consommateurs (mise à disposition de données de consommation journalière), qui favoriserait la maîtrise de l'énergie (MDE), et la simplification des procédures de changement de fournisseur (fluidification du marché de détail).

La CRE, dans sa délibération du 21 juillet 2011, a initié le lancement d'une phase dite de « construction », qui permettra notamment à GrDF de finaliser la stratégie de déploiement envisagée. L'approbation de la généralisation du compteur évolué par les ministres chargés de l'énergie et de la consommation pourrait ainsi intervenir à la mi-2013.

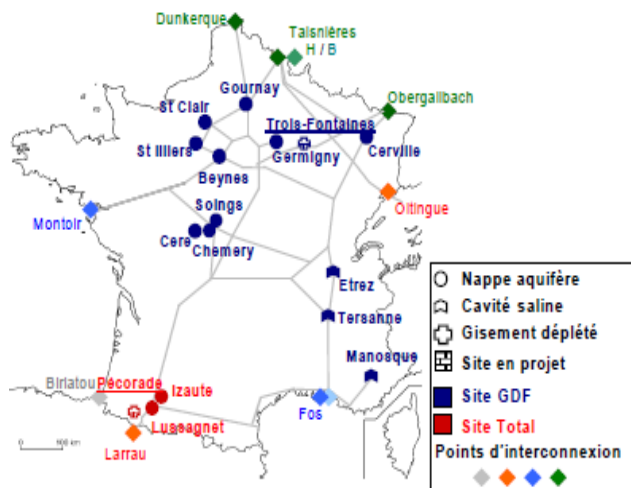
L'année 2011 a également vu le quasi achèvement du déploiement des compteurs à télé-relève pour les clients industriels (projet « T3MM »). En effet, 91 000 points sont équipés à fin 2011 sur un total de 103 000.

Les stockages souterrains de gaz naturel

Les stockages souterrains de gaz naturel sont un maillon logistique essentiel de l'approvisionnement 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 leur clientèle, 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) apportent également une contribution essentielle 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 : DGE

Deux gestionnaires exploitent les stockages souterrains en France :

- Storengy, filiale à 100 % de GDF-SUEZ, gère un parc de 13 sites, dont 10 en nappes aquifères (centrés sur le bassin parisien) et 3 en cavités salines (dans le sud-est de la France), pour un volume utile total de 115 TWh (79 % des capacités françaises) ;
- TIGF exploite dans le sud-ouest 2 sites en nappes aquifères, à Izaute et Lussagnet, qui représentent un volume utile total de 30 TWh (21 % des capacités françaises).

En 2011, TIGF a poursuivi l'extension initiée en 2009 de ses capacités de stockage sur le site de Lussagnet, avec un nouveau palier annuel d'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 Etrez (extension) et Hauterives (nouveau site). Ces capacités, de l'ordre de 3 à 4TWh au total, pourraient être mises en service progressivement dans les cinq ans à venir.

Les modalités de l'accès des tiers au stockage sont définies par le décret n°2006-1034 du 21 août 2006 et précisées par l'arrêté du 7 février 2007. Elles se fondent sur un système de « droits » de stockage, qui garantissent en particulier aux fournisseurs nouveaux entrants l'accès à la flexibilité nécessaire pour répondre aux besoins de modulation de leurs clients durant la période hivernale. Elles leur permettent de développer leurs activités dans des conditions identiques à celles des opérateurs historiques.

Ainsi, chaque fournisseur dispose d'un droit d'accès à des capacités de stockage directement déduit des besoins de modulation des clients qu'il alimente. Ces besoins sont d'autant plus importants que la consommation des clients est variable au cours de l'année. Pour les clients reliés au réseau de distribution, cette variabilité est identifiée au travers d'un profil de consommation auquel est attaché un droit unitaire de stockage. Les profils, mis à jour annuellement, représentent les différents usages du gaz naturel (cuisson / chauffage / eau chaude sanitaire). Les droits individuels des clients reliés au réseau de transport sont calculés selon une formule estimant les besoins de stockage de ces clients.

De cette manière, chaque fournisseur a la possibilité de réserver les capacités de stockage correspondant à la somme des droits de stockage attachés aux clients de son portefeuille.

L'arrêté du 11 mars 2011 a modifié l'arrêté du 7 février 2007 susvisé, afin d'ajuster l'enveloppe globale des droits alloués et les droits unitaires pour l'année gazière s'étalant du 1er avril 2011 au 31 mars 2012.

L'année 2011 a confirmé la tendance à la baisse des souscriptions de capacités de stockage par les fournisseurs, amorcée en 2010 : après 9 TWh en 2010, 19 TWh n'ont pas pu être commercialisés l'an dernier. Ceci s'est traduit sur le niveau de remplissage des stocks au début de l'hiver 2011 - 2012, lequel a atteint 87 %.

Cette situation s'explique essentiellement par le faible différentiel observé depuis deux ans entre les prix été et hiver sur les marchés gaziers, qui rend moins attractif 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 (accroissement des capacités d'interconnexion avec les réseaux adjacents, nouvelles capacités de regazéification).

Les terminaux méthaniers

En 2011, le gaz naturel liquéfié (GNL) a représenté environ 33 % de la consommation française (soit 159 TWh), ce qui correspond à un taux d'utilisation moyen des infrastructures de 57 %. Le GNL arrivant en France provient essentiellement d'Algérie, du Nigeria et d'Égypte.

Trois terminaux méthaniers sont actuellement en service en France : deux situés dans la zone portuaire de Fos-sur-Mer, celui de Fos Tonkin (5,5 Gm3/an) et celui de Fos Cavaou (8,25 Gm3/an) ; un situé à 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 créée début 2009 et chargée de l'activité d'exploitation et de développement des terminaux méthaniers du groupe en France.

Le terminal de Fos Cavaou est la propriété commune de GDF-SUEZ (69,7 %) et Total (30,3 %) ; il est exploité par la société Elengy. Ce terminal, mis en service en 2010, peut recevoir des navires allant jusqu'à 210 000 m³.

Le 4 mai 2011, EDF a annoncé la décision finale d'investissement de son projet de terminal à Dunkerque, porté conjointement avec le Port de Dunkerque. D'une capacité annuelle d'émission de 13 Gm³, il devrait entrer en service à la fin de l'année 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%). A l'issue du débat public organisé à l'automne 2010, Fos Faster a annoncé le 11 mai 2011 sa décision de poursuivre les études nécessaires à l'autorisation de son projet (constitution du dossier administratif). Un test de marché, visant à apprécier l'intérêt des expéditeurs de gaz pour le projet, a également été organisé de juin à novembre 2011. D'une capacité initiale de 8 Gm³/an, le nouveau terminal pourrait être mis en service vers 2016 - 2017.
- 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 Montoir (+ 2,5 à + 6,5 Gm³/an).

L'organisation de l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel

Suite aux travaux menés en 2009 dans le cadre du groupe de travail mis en place par la DGEC sur la faisabilité technique et économique de l'injection du biométhane dans les réseaux de gaz naturel, la loi portant engagement national pour

l'environnement, dite Loi Grenelle 2, a introduit à son article 92 des dispositions permettant de développer et de soutenir la filière de l'injection du biométhane.

Suite à la promulgation de la loi Grenelle 2 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 (revalorisation du tarif d'obligation d'achat de l'électricité produite par cogénération biogaz, aides du Fonds Chaleur).

Les grands principes de ce cadre sont :

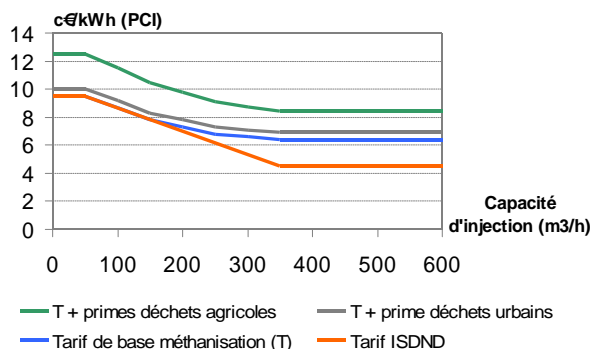
- la mise en place d'un tarif d'achat garanti pour les producteurs de biométhane ;
- la possibilité de vendre le biométhane à n'importe quel fournisseur de gaz naturel ;
- la désignation d'un ou plusieurs acheteurs de dernier recours ;
- la mise en place d'un dispositif de garanties d'origine du biométhane injecté dans les réseaux ;
- l'incitation à la valorisation du biométhane comme carburant.

Le tarif d'achat est modulé en fonction du type de l'installation (unité de méthanisation ou installation de stockage de déchets non dangereux, ISDND) et de sa capacité de production horaire.

Par ailleurs, il se décompose en un tarif de base et, pour les unités de méthanisation, une prime calculée selon la nature des intrants utilisés (par pondération des tonnages annuels), cette prime visant à tenir compte de leurs différences de « pouvoir méthanogène ».

Enfin, afin d'inciter au regroupement des installations et de garantir l'efficacité économique du système de soutien, le tarif est écrêté pour les petites installations (capacité maximale de production < 50 m³/h).

Tarif d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel



source : DGEC

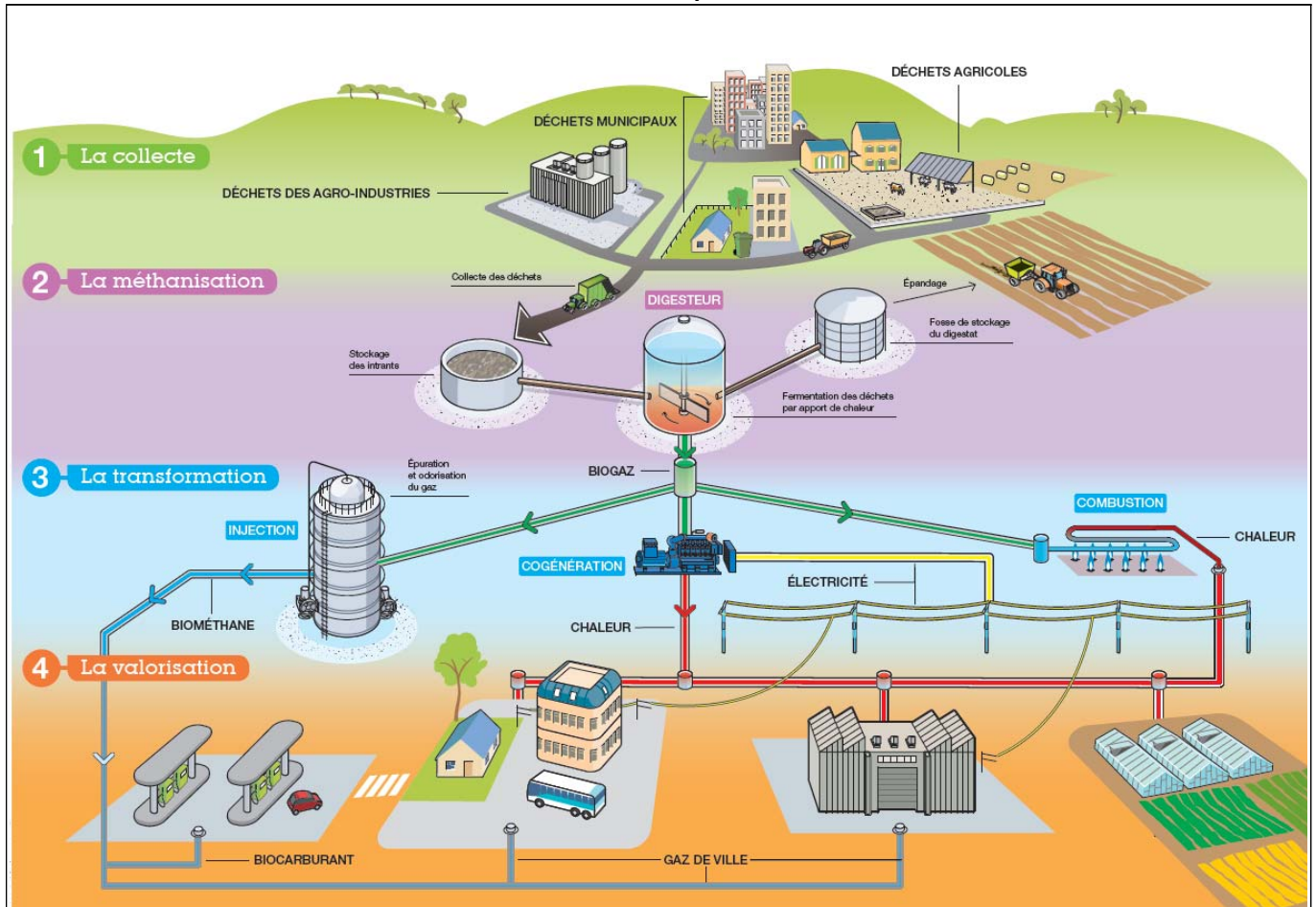
L'année 2011 a été marquée par la mise en service de la première installation d'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel. Depuis le 17 juin 2011, le Centre de valorisation organique de Sequedin (Lille Métropole) injecte dans le réseau de GrDF le biométhane produit par méthanisation des ordures ménagères de l'agglomération lilloise.

En parallèle, les projets de développement d'unités de méthanisation de déchets agricoles ou urbains se sont poursuivis en 2011. A la fin de l'année 2011, GrDF faisait état de plus de 200 demandes d'étude de pré-faisabilité pour le raccordement à son réseau d'installations de production de biométhane.

Contributeurs :

Jean-Michel Lamy ; Thibaud Delvincourt ; Thomas Pertuiset.

Valorisation des déchets par méthanisation



Source DGEC

13 – La consommation de produits pétroliers et gaziers

La consommation de produits pétroliers augmente et celle du gaz naturel recule légèrement

En 2011, mesurée en données corrigées des variations climatiques, la consommation de produits pétroliers progresse de 2 %, alors que celle du gaz naturel recule légèrement (- 0,3 %).

Produits pétroliers

La consommation primaire¹ de pétrole et produits pétroliers, corrigée des variations climatiques, s'élève à 82,6 Mtep (+ 2 %) en 2011, rompant ainsi avec le recul quasi-constant observé depuis 2000, particulièrement depuis 2008. Après avoir atteint un pic de 121,5 Mtep en 1973 avant le premier choc pétrolier, la consommation était passée sous la barre des 100 Mtep en 1981, atteignant un plancher de 82,2 Mtep en 1985 après le second choc pétrolier. Elle avait ensuite repris régulièrement (environ + 1 % par an) jusqu'à un maximum de 96,3 Mtep en 1999. Depuis, la tendance est à la baisse, avec une perte moyenne de l'ordre de 0,7 Mtep par an. Entre 2007 et 2010, la consommation a même chuté de plus de 11 %, diminuant chaque année de 3 à 4 Mtep pour descendre sous la barre des 90 Mtep en 2008. En 2010, le niveau le plus bas de ces quarante dernières années a été atteint, à 81 Mtep.

Hors usages non énergétiques et consommation de la branche énergie (centrales électriques au fioul et consommation propre des raffineries), la consommation finale énergétique de pétrole et produits pétroliers² progresse de 1,6 %, à 66,5 Mtep, contre 65,5 Mtep en 2010.

Consommation non énergétique

La **consommation non énergétique**, après avoir atteint un maximum en 2000 à 14,9 Mtep, a reculé d'année en année pour atteindre 10,6 Mtep en 2010. En 2011, elle remonte à 11,1 Mtep, en hausse de 4,6 %. Dans la pétrochimie, soumise à la forte concurrence des pays asiatiques et du Moyen-Orient notamment, la baisse de la consommation avait été amplifiée en 2010 par les mouvements sociaux qui avaient touché le secteur pétrolier. En 2011, on assiste donc à un certain rattrapage (+ 2,7 %).

Dans le secteur de l'énergie

La consommation de produits pétroliers pour produire de l'énergie, que ce soit dans les raffineries, dans les centrales électriques ou ailleurs, recule encore (- 1,6 %). A près de 5 Mtep, elle est au plus bas. Le fioul est notamment

concurrencé par le gaz qui, à valeur énergétique égale, émet moins de CO₂ et coûte moins cher. La production d'électricité thermique est de plus en plus assurée par les centrales à cycle combiné au gaz qui se substituent progressivement aux centrales à fioul et à charbon. Les centrales à fioul sont réservées à la production de pointe et aux usages insulaires. En pleine restructuration, le secteur du raffinage, confronté à la concurrence des pays émergents en forte croissance et au recul de la demande en produits pétroliers, a vu sa consommation baisser une nouvelle fois en 2011 (- 2,1 %).

Dans l'industrie

Les usages énergétiques du pétrole par **l'industrie** (sidérurgie incluse) ne cessent de diminuer et reculent de plus de 5 % par rapport à 2010 alors que la production industrielle³ a progressé de 2,9 %. Ils représentent désormais moins de 8 % de la consommation finale de produits pétroliers (contre 10 % en 2002, 13 % en 1990 et 28 % en 1973 à la veille du premier choc pétrolier).

¹ Hors soutes maritimes internationales.

² Sans tenir compte des variations de stocks chez les consommateurs finals.

³ Construction comprise. L'évolution notée ici provient des indices de la production industrielle publiés par l'Insee en mars 2012.

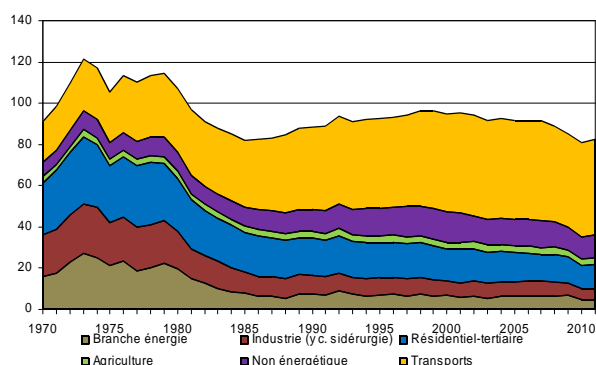
Consommation de pétrole par secteur (Données corrigées des variations climatiques, en Mtep)

	1973	1990	2002	2009	2010	2011	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2009	Entre 2009 et 2010	Entre 2010 et 2011
Branche énergie	27,0	7,3	6,5	6,8	4,8	4,9	-7,4	-1,0	0,7	-29,0	1,1
Consommation finale	85,4	70,8	75,3	67,7	65,5	66,5	-1,1	0,5	-1,5	-3,2	1,6
Industrie (yc sidérurgie)	24,1	9,3	7,5	5,7	5,5	5,2	-5,4	-1,8	-3,8	-3,8	-5,3
Résidentiel-tertiaire	32,7	18,0	15,6	12,8	11,0	11,6	-3,5	-1,2	-2,7	-14,5	5,7
dont résidentiel	nd	nd	nd	8,3	7,0	7,4				-14,7	4,8
dont tertiaire	nd	nd	nd	4,6	3,9	4,2				-14,1	7,1
Agriculture	3,3	3,3	3,5	3,6	3,3	3,3	0,1	0,4	0,2	-6,3	-1,1
Transports	25,3	40,1	48,7	45,6	45,7	46,5	2,8	1,6	-1,0	0,3	1,6
Non énergétique	9,1	10,3	12,3	10,9	10,6	11,1	0,7	1,6	-1,7	-2,5	4,6
Total consommation primaire	121,5	88,3	94,1	85,4	81,0	82,6	-1,9	0,5	-1,4	-5,2	2,0

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

Avec les hausses de prix de ces dernières années (plus de 60 % entre 2009 et 2011 pour le fioul domestique et le fioul lourd) et la mise en place de quotas d'émissions, les industriels ont cherché à privilégier au maximum des solutions alternatives aux produits pétroliers. Cette recherche a pour eux été d'autant plus nécessaire qu'ils se trouvent dans un secteur exposé à la concurrence des pays à bas coûts de main d'œuvre : ils ne peuvent donc pas repercuter facilement la hausse de leurs coûts.

Consommation de pétrole corrigée des variations climatiques par secteur (en Mtep)



Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

Dans le secteur résidentiel-tertiaire

La consommation du **résidentiel-tertiaire** recule de nouveau fortement (-13 % en données réelles), notamment en raison des températures très clémentes enregistrées pendant les périodes de chauffage. Cette même consommation, corrigée des variations climatiques, est a contrario supérieure à celle de 2010 (+5,7 %). La consommation de fioul domestique pour le chauffage diminue régulièrement depuis les années 1980. Elle représente désormais 17 % de la consommation finale énergétique de produits pétroliers contre 25 % en 1990 et 38 % en 1973. Dans l'habitat individuel en effet, le fioul domestique a quasiment disparu de la construction neuve. La baisse se fait donc par l'abandon

progressif du fioul dans le parc existant en l'absence quasi totale de nouvelles installations. En 2010, la baisse avait été fortement accentuée par la hausse des prix qui avait incité les consommateurs à différer leurs commandes. En 2011, les prix ont encore augmenté mais les consommateurs ont dû se résoudre à se faire livrer. Un dispositif de « prime à la casse » des chaudières, financé par les fournisseurs d'énergie et mis en œuvre avec le concours de l'Etat en 2011, a incité les consommateurs à remplacer leurs anciennes chaudières par des modèles plus efficaces et moins polluants.

Dans l'agriculture

La consommation de **l'agriculture** (pêche incluse) est quasiment inchangée à 3,3 Mtep. Le fioul domestique en constitue la plus grande part (il convient par ailleurs de préciser que l'année 2011 a vu la commercialisation du gazole non routier⁴). Après une chute de plus de 30 % entre 2003 et 2008, la consommation de gazole de la pêche s'est stabilisée à près de 0,3 Mtep.

Dans les transports

La consommation des **transports** (46,5 Mtep⁵) représente près de 70 % de la consommation finale de produits pétroliers. Elle a légèrement progressé en 2011 (+1,6 %) et revient presque à son niveau de 2008. Depuis 2002, elle avait cessé d'augmenter et oscillait autour de 48 Mtep. En 2008, elle a brutalement décroché de -3,6 %, et ne s'est pas relevée en 2009 et 2010.

Malgré la nouvelle hausse des prix des carburants (+16,5 % pour le gazole, +11,3 % pour l'essence), la circulation routière a encore augmenté (+1,5 % en véhicules-km selon les comptes provisoires des transports). La croissance est toutefois plus

⁴ La vente 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.

⁵ Hors biocarburants

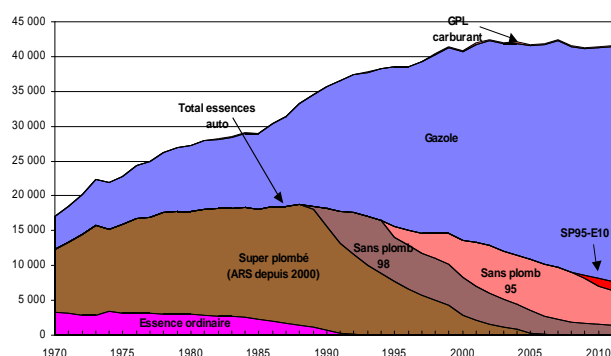
marquée pour les véhicules utilitaires légers (+ 3,0 %) et pour les poids lourds (+ 3,9 %) que pour les véhicules particuliers (+ 1,2 %). Le transport routier de marchandises a commencé à se redresser en 2010 après deux années de recul du fait de la crise économique et a poursuivi sa reprise en 2011 (+ 2,3 %) sans retrouver les niveaux antérieurs.

La « diesélisation » du parc de voitures particulières se poursuit, encouragée par la perspective de prix durablement élevés pour les carburants. En termes de consommation de carburants, la hausse du trafic des poids lourds a renforcé la progression du gazole qui gagne encore un point de part de marché au détriment de l'essence et dépasse désormais 82 % fin 2011.

Au total, les livraisons de carburants routiers (y compris biocarburants) ont augmenté de 0,5 % (+ 1,8 % pour le gazole et - 5,0 % pour l'essence), à un rythme inférieur à celui de la circulation routière. La consommation unitaire s'est réduite sous l'effet de l'amélioration de l'efficacité des moteurs, du bonus-malus et plus marginalement du développement du parc de véhicules hybrides.

Consommation totale de carburants routiers (biocarburants inclus)

En milliers de tonnes



Source : SOeS d'après Comité professionnel du pétrole (CPDP)

Le niveau d'incorporation de biocarburants, qui figurent au bilan des énergies renouvelables et non à celui des produits pétroliers, est quasi-stable en 2011 (2,43 Mtep contre 2,42 Mtep en 2010). Le SP95-E10, commercialisé depuis le 1^{er} avril 2009 et pouvant contenir jusqu'à 10 % d'éthanol, continue sa percée. Il a représenté 17 % des ventes de supercarburants en 2011.

Après leur forte baisse en 2009, les livraisons de carburéacteurs ont augmenté pour la deuxième année consécutive (+ 4 %) avec la reprise du transport aérien. Les carburéacteurs totalisent près de 14 % de la consommation de produits pétroliers dans les transports contre environ 85 % pour les carburants routiers. Le 1 % restant est absorbé par la navigation intérieure et le transport ferroviaire.

Enfin, les soutes maritimes, essentiellement

constituées de fioul lourd, et non comptabilisées dans le bilan national par convention, se sont un peu accrues. Elles représentent 2,6 Mtep, en hausse de 7,4 % par rapport à 2010.

Le gaz naturel

La consommation de gaz naturel recule légèrement en 2011 (- 0,3 %)

Corrigée des variations climatiques, la consommation primaire atteint 520,1 TWh, soit un retrait de 0,3 % par rapport à 2010. Ce niveau est comparable aux niveaux observés sur la période 2002-2010 – hors 2009, année exceptionnelle en raison de la crise économique.

Non corrigée des variations climatiques, la consommation primaire de gaz naturel s'établit en 2011 à 478,7 TWh, soit une chute de 13,1 %, après un bond de 10,9 % en 2010. Cette évolution contrastée est principalement liée aux conditions climatiques de ces deux dernières années. En effet, d'après Météo France, 2011 a été l'année la plus chaude jamais enregistrée depuis 1900, alors que 2010 a été l'année la plus froide au cours des deux dernières décennies, à égalité avec 1996.

La consommation finale énergétique de gaz naturel corrigée des variations climatiques diminue pour la sixième année consécutive. Elle perd 1,3 % en 2011 par rapport à 2010, à 420,4 TWh.

Dans le secteur résidentiel-tertiaire

La consommation de gaz naturel (corrigée des variations climatiques) avait crû régulièrement entre 1990 et 2005, au rythme moyen de 3,8 % par an. Après quelques années de stabilité jusqu'en 2008, elle a amorcé une baisse en 2009 (- 0,7 %) qui s'est accentuée en 2010 (- 3,1 %). En 2011, cette consommation repart à la hausse (+ 2,3 %), pour atteindre 284,5 TWh. Non corrigée des variations climatiques, la consommation du résidentiel-tertiaire diminue fortement : - 18,7 %. Cette forte baisse est la conséquence des températures supérieures à la normale en 2011, et en particulier de la douceur du début de l'hiver 2011-2012.

Dans l'industrie

Hors sidérurgie, production d'électricité et usages non énergétiques, la consommation de gaz naturel dans l'industrie était quasi stable depuis 2003, autour de 150 TWh. Après une forte chute (- 9,9 %) en 2009, due à la crise économique, elle se redresse très légèrement en 2010 (+ 0,4 %), pour replonger en 2011 (- 8,9 %). Cette tendance est probablement due à la poursuite de l'effet de la crise économique, qui semble avoir une

répercussion durable sur l'activité industrielle. Non corrigée des variations climatiques, elle est en baisse de 13,8 % en 2011. .

Dans la sidérurgie, la consommation de gaz naturel est principalement liée à l'activité des laminoirs. Stabilisée depuis 1995 entre 8 et 9 TWh par an, la consommation du secteur a fortement chuté en 2009, à 5,6 TWh. Après un bond de 25,5 % en 2010, la consommation serait en progression de 1,1 % en 2011, à environ 7 TWh.

Pour la production d'électricité et de chaleur

Depuis 2009, la consommation de gaz naturel utilisé pour la production d'électricité augmente nettement : + 10,7 % en 2011, après + 34 % en 2010 et + 14 % en 2009. Cette forte progression est due à l'installation d'un nombre important de centrales à cycle combiné au gaz. Tandis que ces consommations oscillaient autour de 33 TWh entre 2004 et 2008, elles atteignent en 2011 près de 55 TWh. En effet, en 2011 deux cycles combinés à gaz d'une puissance totale de 850 MW environ ont été mis en service, l'un à la centrale des Morandes près de Moulins dans l'Allier et le second à la centrale de Blénod près de Nancy. Par ailleurs, la consommation de gaz naturel dans les établissements qui produisent de l'électricité, mais dont ce n'est pas l'activité principale, est estimée en légère hausse.

Dans les autres secteurs

Les raffineries ont recours au gaz naturel pour la production d'hydrogène depuis 2001. Leur consommation a atteint un pic à plus de 10 TWh en 2008. Une baisse d'activité due à leur restructuration et aux mouvements sociaux de 2010 a induit une baisse des consommations en 2009 et 2010 (respectivement - 14 % et - 9,7 %). L'activité semble se stabiliser en 2011 : ces consommations augmentent à nouveau, atteignant 8,4 TWh (+ 0,8 %).

Les utilisations non énergétiques du gaz naturel, orientées principalement vers la fabrication d'engrais, croissent depuis 2007, excepté en 2009 (- 26 %). C'est ainsi qu'elles augmentaient de près de 15 % en 2010, puis de 3 % en 2011, à environ 18 TWh.

L'utilisation du gaz naturel dans les transports augmente légèrement (+ 2,2 %), atteignant 1,2 TWh. Ce niveau reste faible, bien que la plupart des constructeurs automobiles mondiaux s'y intéressent. L'utilisation du gaz naturel est aujourd'hui limité aux véhicules de flottes captives. Dans la catégorie des autobus, c'est le deuxième carburant le plus utilisé, le diesel demeurant très largement prépondérant. Au total, ce sont déjà plus de 2 200 bus et 1 000 bennes à ordures ménagères et poids lourds fonctionnant au GNV

(gaz naturel véhicule) qui circulent en France.

Contributeurs :

Bernard Korman, Cécile Welter-Nicol

Evolution de la consommation pétrolière
(en milliers de tonne)

	1980	1990	2000	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	var 11/10
GPL	3 219	2 797	3 178	2 982	2 818	2 876	2 720	2 563	2 450	2 460	2 295	2 393	2 090	-12,7%
dont GPLc	16	50	217	188	166	151	139	130	118	111	99	115	127	+10,4%
Supercarburants	17 746	18 231	13 781	13 098	12 272	11 675	10 970	10 327	9 863	9 101	8 756	8 214	7 804	-5,0%
Carburéacteur	2 427	3 735	5 978	5 847	5 773	6 070	6 125	6 370	6 574	6 613	6 114	6 141	6 371	+3,7%
Gazole	9 533	17 461	27 355	29 670	30 081	30 762	31 048	31 891	32 958	32 827	32 881	33 588	34 076	+1,5%
FOD	28 244	17 052	15 583	15 597	16 022	16 042	15 749	14 560	12 921	14 205	13 638	12 910	10 164	-21,3%
Fioul lourd	25 437	6 237	4 292	3 391	3 337	2 960	3 281	3 468	2 808	2 759	2 475	2 145	1 645	-23,3%
Autres	11 886	14 123	17 694	16 053	16 313	16 708	16 733	17 222	17 067	15 550	14 566	13 624	15 660	+14,9%
Total	98 491	79 636	87 861	86 638	86 616	87 092	86 626	86 401	84 641	83 515	80 725	79 015	77 810	-1,5%

Source CPDP

Structure du parc automobile au 1^{er} janvier *
(en milliers de véhicules)

	1980	1990	2000	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	var 11/10
Voitures particulières	18440	23 010	27 480	28 930	29 360	29 730	30 000	30 250	30 400	30 700	30 850	31 050	31 300	+0,8%
dont diesel	730	3 265	9 261	11 356	12 276	13 160	13 969	14 746	15 143	15 922	16 753	17 458	18 165	+4,0%
dont essence en %	96,0	85,8	66,3	62,1	59,5	56,9	54,5	51,3	50,2	48,1	45,7	43,8	42,0	
dont diesel en %	4,0	14,2	33,7	37,9	40,5	43,1	45,5	48,7	49,8	51,9	54,3	56,2	58,0	
Véhicules utilitaires	2 550	4 680	5 529	5 897	5903	5 986	6 057	6 115	6 178	6 250	6 278	6 303	6 358	+0,9%
dont diesel	1 032	2 342	4 202	4 686	4757	4 898	5 030	5 149	5 273	5 410	5 538	5 632	5 777	+2,6%
dont essence en %	59,5	50,0	23,7	20,5	19,2	18,0	16,8	15,8	14,6	13,4	11,8	10,6	9,1	
dont diesel en %	40,5	50,0	76,3	79,5	80,8	82,0	83,2	84,2	85,4	86,6	88,2	89,4	90,9	
Total tous véhicules	20 990	27 690	33 090	34 597	35144	35 628	36 039	36 298	36 578	36 950	37 128	37 353	37 658	+0,8%
dont diesel	1 762	5 607	13 543	15 575	16659	17 707	18 999	19 579	20 416	21 332	22 291	23 090	23 942	+3,7%
dont essence en %	91,6	79,8	59,1	55,0	52,6	50,3	48,1	46,1	44,2	42,3	40,0	38,2	36,4	
dont diesel en %	8,4	20,2	40,9	45,0	47,4	49,7	51,9	53,9	55,8	57,7	60,0	61,8	63,6	

Source CCFA

*hors Autocars - Autobus

14 – La distribution des produits pétroliers

Stabilisation depuis trois années de la consommation des carburants routiers

Les ventes¹ des produits pétroliers ont connu des évolutions différenciées selon les produits en 2011 :

- **baisse des ventes de supercarburants et hausse des ventes de gazole ;**
- **net repli de la consommation de fioul domestique, non compensée par le lancement de la commercialisation du gazole non routier (GNR) ;**
- **nouvelle baisse des ventes des fiouls lourds.**

En 2011, le total des ventes des carburants routiers s'est élevé à 50,2 Mm³, soit un volume quasi-stable (50,1 Mm³) par rapport à 2010.

Les livraisons totales de fioul domestique ont fortement reculé de 3,8 Mm³, les volumes livrés s'élevant à 12,4 Mm³. Le lancement de la commercialisation du GNR (gazole non routier), qui se substitue au fioul domestique pour certains usages, n'a pas compensé la baisse des ventes du fioul domestique (1,8 Mm³ vendus).

Les consommations de fiouls lourds ont enregistré un nouveau repli, amorcé en 2007 (- 205 kt par rapport à 2010).

Le marché des carburants routiers

Les ventes de carburants déclarées par les entrepositaires agréés² (EA) sont réparties en trois secteurs :

- les ventes à des distributeurs non EA³. 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 vrac⁴ destinées aux consommateurs possédant des flottes de véhicules ainsi qu'aux administrations ;
- les ventes au réseau de distribution par le biais des stations-service.

Les importations⁵ effectuées directement par des

¹ France continentale (hors Corse).

² Personne physique ou morale autorisée par les autorités compétentes d'un Etat membre, dans l'exercice de sa profession, à produire, transformer, détenir, expédier et recevoir des produits soumis à accises en suspension des droits d'accises.

³ Les ventes aux distributeurs non agréés et les importations ont été réparties entre le vrac et les livraisons aux points de vente.

⁴ Les ventes en vrac incluent en particulier les ventes effectuées par le réseau AS24, qui est un réseau européen dédié aux poids lourds.

⁵ Les importations 2010 des opérateurs non EA (source :

opérateurs non EA (source : DGDDI) sont ajoutées aux ventes totales. Elles se sont élevées pour les carburants à 0,19 Mm³ en 2011 contre 0,22 Mm³ en 2010.

En 2011, les ventes d'essence ont poursuivi leur mouvement de baisse (-5,7 %) pour s'établir à 10,2 Mm³ contre 10,8 Mm³ en 2010. Ces livraisons représentent 20,3 % du total contre 79,7 % pour le gazole. La consommation de SP95 est en repli de 0,7 Mm³ (-9,3%) tandis que la croissance du SP95-E10, commercialisé depuis le 1^{er} avril 2009, s'est poursuivie à un rythme ralenti par rapport à 2010 (+ 0,3 Mm³ contre + 0,8 Mm³). Les livraisons de superéthanol E85 se sont inscrites en forte hausse de 46,8 % mais restent à un niveau marginal avec 49 134 m³ contre 33 466 m³ en 2010.

Ventes totales des carburants routiers

en Mm3	2010	2011	Variation
E85	0,03	0,05	46,8%
SP 95	7,04	6,39	-9,3%
SP 95 - E10	1,56	1,83	17,6%
Total SP 95/SP 95-E10	8,60	8,22	-4,5%
SP 98	2,16	1,92	-11,5%
Total essences	10,8	10,2	-5,7%
Gazole	39,25	39,99	1,9%
B30	0,02	0,02	36,6%
Total (hors GPL_c)	50,1	50,2	0,3%

GPL_c* (en milliers de tonnes)	115,12	126,50	9,9%
--------------------------------	--------	--------	------

*Source : Comité Français du Butane et du Propane

La consommation de gazole (40,0 Mm³) s'est accrue de 1,9 % par rapport à 2010 en raison d'une quasi-stabilité de l'activité du transport routier (+ 0,2%) et de la poursuite de la dieselisation du parc automobile français.

Les ventes en vrac

En 2011, les ventes en vrac sont stables à 8,2 Mm³ (+ 0,02 Mm³), soit 16,3 % du total de la distribution des carburants routiers. Les livraisons de gazole, incluant les ventes de B30 pour 24 915 m³, concentrent la quasi-totalité (99,4 %) des volumes.

Les ventes dans le réseau de distribution

Les ventes de carburants dans les stations-service se sont élevées à 42,02 Mm³ en 2011, en très faible hausse de 0,12 Mm³ (+0,3 %) par rapport à 2010. Parmi ces ventes, celles effectuées sur le réseau autoroutier ont baissé de 0,2 Mm³, à 2,8 Mm³, retrouvant le niveau atteint en 2009. Elles

DGDDI) ont été révisées à la baisse. La ventilation en 2011 est la suivante : 0,19 Mm³ pour les carburants dont 0,01 Mm³ pour les essences et 0,18 Mm³ pour le gazole, 0,05 Mm³ pour le GNR, 0,26 Mm³ pour le fioul domestique et 0,68 Mm³ pour les fiouls lourds.

représentent 6,2 % des ventes du réseau de distribution.

Ventes dans le réseau de distribution par opérateurs et par carburants en 2011

	Pétroliers + Indépendants		GMS		Total	
	en Mm ³	% du total	en Mm ³	% du total	en Mm ³	% du total
E85	0,009	0,05%	0,040	0,2%	0,05	0,1%
SP95-E10	1,531	8,5%	0,30	1,2%	1,83	4,4%
SP95	1,288	7,2%	5,07	21,0%	6,35	15,1%
Total SP95/SP95-E10	2,82	15,7%	5,37	22,3%	8,18	19,5%
SP98	0,891	5,0%	1,01	4,2%	1,90	4,5%
Total essences	3,72	20,8%	6,42	26,6%	10,14	24,1%
Gazole	14,196	79,2%	17,69	73,4%	31,88	75,9%
Total	17,92		24,10		42,02	

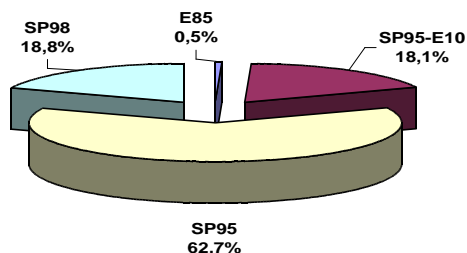
Les ventes dans les stations-service ont été réparties en deux catégories :

- les pétroliers, sociétés affiliées à l'Union Française des Industries Pétrolières (UFIP), et 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) ainsi que les négociants-revendeurs qui s'approvisionnent soit auprès d'un entrepositaire agréé, soit en provenance directe de l'étranger ;
- les magasins de la grande distribution.

En 2011, les livraisons d'essence dans le réseau de stations-service se sont élevées à 10,1 Mm³ et représentent moins du quart (24,1 %) de l'ensemble de la distribution contre 75,9 % pour le gazole.

Avec 8,2 Mm³, les ventes de SP95 et de SP95-E10 ont reculé de 0,4 Mm³ (-4,3 %) ; la consommation de SP98 (1,9 Mm³) a diminué de 0,2 Mm³ (-11,5%). Les volumes du GPLc (Source : Comité Français du Butane et du Propane) ont enregistré une nette hausse de 11 382 tonnes (+9,9 %) pour s'établir à 126 503 t en 2011.

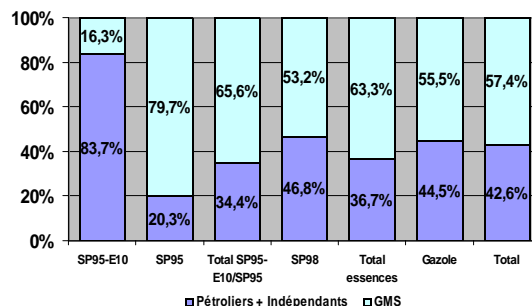
Répartition des ventes d'essence dans le réseau de distribution en 2011



Les livraisons de gazole dans les points de vente se sont élevées à 31,9 Mm³ en 2011, en légère augmentation de 0,7 Mm³ (+ 2,3% par rapport à 2010).

La part des véhicules particuliers diesel dans les immatriculations neuves est en augmentation en 2011 avec un taux de pénétration de 72,4 % en 2011 contre 70,8 % en 2010 (Source : CCFA et CSIAM).

Répartition des ventes de carburants par opérateurs dans les stations-service en 2011



Sur l'ensemble des produits, les parts de marché de la grande distribution ont atteint 57,4 % contre 42,6 % pour les pétroliers et les indépendants, et représentent 64,4 % du total des essences et 55,5 % du gazole.

Les livraisons du SP95-E10 dans les stations sont réalisées en majorité par les pétroliers et les indépendants (83,7 %), les grandes surfaces étant encore peu nombreuses à proposer ce carburant. La part des GMS pour le SP95 – E10 est néanmoins passée de 1 % en 2010 à 16,3 % en 2011.

Le nombre de points de vente dans le réseau de distribution a de nouveau baissé en 2011 pour s'élever à environ 12 200 stations-service à la fin de l'année 2011 (-100 points de vente environ par rapport à 2010). Les points de vente sous enseigne des sociétés pétrolières et des indépendants sont estimés à 7 300 (-170 stations-service) alors que le total de la grande distribution est en augmentation d'environ 50 unités (4 900 stations-service).

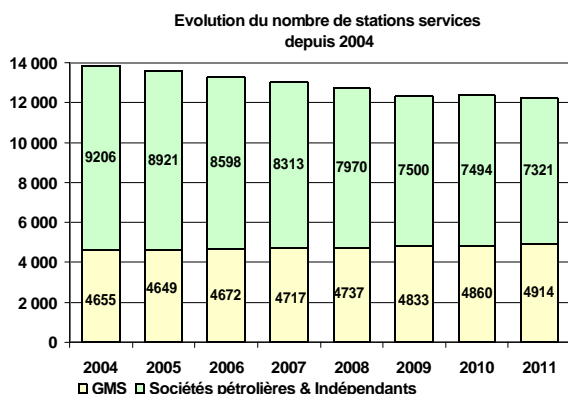
Les distributeurs doivent répondre à un certain nombre d'enjeux dont celui de la mise aux normes environnementales.

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. Afin de permettre aux petites stations qui n'auraient pu se mettre aux normes, le gouvernement a reporté de trois ans l'échéance de cette obligation jusqu'au 31 décembre 2013.

La restructuration du réseau de distribution est accompagnée par les pouvoirs publics par le biais

du CPDC (Comité Professionnel de la Distribution des Carburants). Cet organisme, créé par le décret n° 91-284 du 19 mars 1991 modifié, s'adresse exclusivement aux indépendants, excluant les compagnies pétrolières et les grandes ou moyennes surfaces. Il octroie des aides individuelles aux exploitants de stations-service pour la mise aux normes environnementales des installations, l'aide au développement du point de vente ainsi qu'un soutien en matière sociale en cas de fermeture. Fin 2011, environ 1250 dossiers de mises aux normes sont en attente de traitement par le CPDC.

En 2011, le budget du CPDC s'est élevé à 4,75 M€ contre 6,5 M€ en 2010.



La distribution de carburants sur autoroute

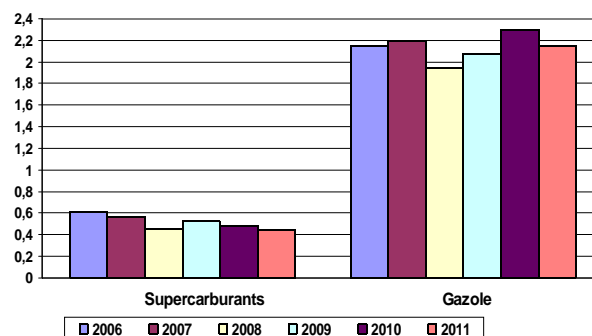
Les ventes sur le réseau autoroutier ont enregistré une baisse de 0,2 Mm³ (- 7,2 %) en 2011, pour retrouver leur niveau de 2009 (2,8 Mm³).

A l'exception du SP95-E10 qui représente 9,5 % du total des livraisons, tous les carburants sont en recul.

Ainsi, le débit moyen annuel des points de vente autoroutiers est en diminution en 2011 avec 6 073 m³ contre 6 423 m³ en 2010.

Le nombre de stations autoroutières en activité au 31 décembre 2011 a diminué de 8 unités (431 points de vente) ; ce phénomène peut être lié à des renouvellements de concessions ou des fermetures pour travaux.

Evolution annuelle depuis 2006 des ventes sur autoroute par carburants (en Mm³)



Le marché du fioul domestique et du gazole non routier

En France, l'utilisation du gazole non routier (cf. fiche 8 « La qualité des carburants ») 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.

En 2011, les ventes totales de fioul domestique et de GNR se sont élevées à 14,2 Mm³, en baisse par rapport aux ventes de fioul domestique en 2010 (- 14,1 % soit - 2 Mm³), ce qui peut s'expliquer notamment par une année particulièrement douce.

➤ Fioul domestique

La part de marché des sociétés pétrolières et de leurs filiales non entrepositaires agréées est en baisse et atteint 40 % du total des ventes au consommateur final ; la part de la grande distribution est stable avec 5,8 %, tandis que celle des indépendants est en augmentation (54,1 %).

Avec 7,4 Mm³, plus de la moitié des ventes de fioul domestique au consommateur final sont réalisées par des négociants-revendeurs (59,7 %) qui s'approvisionnent principalement auprès des entrepositaires agréés. Les ventes directes des entrepositaires agréés (40,3 % du total) sont assurées en majorité par leurs filiales spécialisées non EA.

Mode de commercialisation du fioul domestique au consommateur final	à des négociants-revendeurs non EA		directement		Total
	volumes en m ³	% du total	volumes en m ³	% du total	volumes en m ³
ventes de l'EA	7 417 458	59,7%	5 006 690	40,3%	12 424 148
dont					
effectuées par l'EA lui-même	6 265 166	78,6%	1 706 137	21,4%	7 971 303
effectuées par ses filiales non EA	1 152 292	25,9%	3 300 553	74,1%	4 452 845

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.

Les ventes de fioul domestique pour le chauffage domestique ont représenté plus de la moitié des volumes par **secteurs de consommation**⁶ (51,8 % du total).

Répartition sectorielle des ventes de fioul domestique (ventes directes par les EA)

	Volumes en Mm ³	en %
Particuliers	2,85	51,8%
Production agricole	0,85	15,4%
Production industrielle	0,64	11,6%
Tertiaire	0,38	6,9%
B.T.P.	0,22	4,0%
Chauffagiste et réseaux de chaleur	0,16	2,9%
Administration et Ets militaires	0,06	1,1%
Usage de transports	0,02	0,4%
Autres usages	0,32	5,9%
Total	5,51	100,0%

➤ Gazole non routier

Les ventes de gazole non routier ont atteint 1,8 Mm3 en 2011, dont 0,9 Mm3 directement par les EA.

Répartition sectorielle des ventes de GNR (ventes directes par les EA)

	Volumes en Mm ³	en %
Production agricole	0,19	21,0%
Production industrielle	0,12	13,1%
Usage de transports	0,10	11,2%
B.T.P.	0,09	10,3%
Tertiaire	0,07	7,8%
Administration et Ets militaires	0,01	1,0%
Chauffagiste et réseaux de chaleur	0,01	0,6%
Autres usages y.c chauffage domestique	0,32	35,0%
Total	0,92	100,0%

Les ventes de GNR à destination de la production agricole et industrielle, des transports et du BTP représentent plus de la moitié du total (55,6 %).

⁶ 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 45 % du total des ventes pour le fioul domestique et 53 % pour le GNR ont servi au calcul des ventes par secteur de distribution.

15 – La qualité des carburants

2011 : l'année du lancement du gazole non routier

L'année 2011 a vu la mise en place du gazole non routier, 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, en remplacement du fioul domestique.

Les contrôles de la qualité des carburants et des combustibles liquides se sont poursuivis en 2011. Hors départements d'outre-mer, moins de 3,9 % d'échantillons ont été déclarés non conformes contre 4,9% en 2010.

Le lancement du gazole non routier

La directive 2009/30/CE relative à la qualité des carburants fixe la teneur maximale en soufre du carburant consommé par les engins mobiles non routiers à 10 mg/kg à partir du 1^{er} janvier 2011, au lieu de 1 000 mg/kg auparavant. Cette forte diminution de la teneur en soufre permet la commercialisation de moteurs ainsi que de dispositifs antipollution plus perfectionnés, et une réduction des émissions polluantes.

Depuis le 31 décembre 2010, les moteurs des engins mobiles non routiers, des tracteurs agricoles et forestiers, des bateaux de navigation intérieure et des bateaux de plaisance lorsqu'ils ne sont pas en mer, doivent respecter les exigences de la directive européenne 2004/26/CE transposée en droit français par le décret n° 2005/1195 du 22 septembre 2005. Concrètement, ces nouveaux moteurs doivent être équipés de dispositifs antipollution perfectionnés et ne sont plus compatibles avec le fioul domestique ayant une teneur en soufre élevée (1 000 mg/kg maximum). Toute utilisation d'un carburant non conforme et en particulier d'un carburant à forte teneur en soufre, détériorerait le système de dépollution existant sur la ligne d'échappement et annihilerait l'effet recherché de réduction des émissions polluantes.

En France, la mise en œuvre de ces mesures a conduit à la création d'un gazole non routier, dont les spécifications sont 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. Le gazole non routier peut alimenter tous les moteurs de ces engins, anciens et récents. Aucune adaptation du moteur ou du véhicule n'est nécessaire.

L'utilisation du gazole non routier est autorisée depuis le 1^{er} janvier 2011 et est obligatoire depuis le 1^{er} mai 2011 pour les engins mobiles non

routiers à l'exception des tracteurs agricoles et forestiers qui ont bénéficié d'un report jusqu'au 1^{er} novembre 2011.

L'organisation des contrôles en France

La directive 2003/17/CE 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) en accord avec la norme européenne EN 14274 : 2003.

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 fioul domestique, le gazole pêche, le diesel marine léger, les fiouls lourds, les soutes marines et depuis le 1^{er} mai 2011, le gazole non routier. 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'offre.

Les résultats des contrôles en dépôts pour l'année 2011

105 dépôts ont été contrôlés au cours de l'année 2011 répartis sur toute la France métropolitaine ainsi qu'en Martinique, Guyane et Guadeloupe.

Sur les sites sélectionnés, 137 échantillons ont été prélevés et se répartissent en :

- 82 échantillons de fioul domestique,
- 44 échantillons de gazole non routier,
- 4 échantillons de gazole pêche,
- 3 échantillons de diesel marine léger,
- 4 échantillons de fioul lourd.

Sur ces échantillons, 2 403 analyses en laboratoire ont été réalisées.

Sur l'ensemble de ces analyses, 7 résultats d'analyses (concernant 5 échantillons) se sont révélés non conformes aux spécifications réglementaires :

- 3 analyses de l'indice de cétane mesuré (2 échantillons de gazole non routier et un échantillon de gazole pêche)
- 2 analyses de la masse volumique (gazole non routier)
- 1 analyse de la contamination totale (gazole non routier)
- 1 analyse du point éclair (gazole pêche).

Les résultats des contrôles en station-service pour l'année 2011

502 stations-service ont été échantillonnées en 2011, réparties sur toute la France métropolitaine ainsi qu'en Martinique, Guyane et Guadeloupe.

Les stations-service contrôlées ont donné lieu au prélèvement de 911 échantillons qui se répartissent en :

- 420 échantillons de gazole ;
- 420 échantillons de supercarburant sans plomb SP95 et SP98 ;
- 67 échantillons de SP95-E10 ;
- 4 échantillons de superéthanol E85.

Sur ces échantillons, 20 192 analyses en laboratoire ont été réalisées avec un taux global

de non-conformité inférieur à 0,3 % pour tous les paramètres contrôlés par grades.

En 2011, les contrôles effectués dans les départements d'outre mer ont mis en évidence un taux élevé de non-conformité pour le gazole (16 échantillons sur 20). Deux spécifications, l'indice de cétane mesuré et la masse volumique sont concernées. Ces non-conformités résultent d'un problème ponctuel d'approvisionnement. Les distributeurs locaux de carburants doivent apporter des mesures correctives et préventives appropriées afin que ces non-conformités ne se reproduisent plus.

Tous les échantillons d'essence prélevés dans les départements d'outre mer sont conformes.

Évolution du taux de non-conformité des carburants par spécifications

% d'analyses non conformes	Gazole			
	2008	2009	2010	2011
Teneur en soufre	0,37	3,23	2,53	0,95
Teneur en EMAG ¹	-	0,50	1,26	1,19
Indice de cétane mesuré	0	0	0	4,04²
Masse volumique	0	0	0	2,86³
Point d'éclair	ND ⁴			0,48
Stabilité à l'oxydation Rancimat				1,19
Variation de l'indice d'acide				1,42
% d'analyses non conformes	SP95			
	2008	2009	2010	2011
Teneur en soufre	0,25	0,26	1,42	0
Pression de vapeur	2,03	2,81	1,42	0,61
Teneur en oxygène	0,50	1,02	1,42	0,30
Teneur en benzène	0,25	0,77	0,28	0
Teneur en éthanol	0	0,52	2,56	0,30
Teneur en éther à 5 atomes de carbone ou +	0	0	0,28	0

¹ EMAG : Esters méthyliques d'acides gras

² Sur les 17 échantillons non conformes, 16 ont été prélevés dans les DOM

³ Tous les échantillons non conformes ont été prélevés dans les DOM

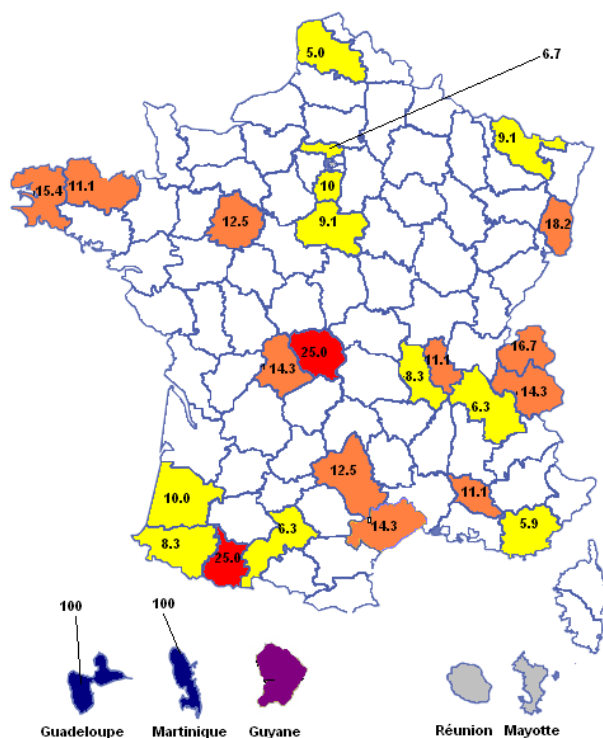
⁴ Ces caractéristiques n'étaient pas contrôlées avant 2011

% d'analyses non conformes	SP98			
	2008	2009	2010	2011
Teneur en soufre	0,27	0,26	0,51	1,08
Pression de vapeur	7,39	3,34	3,62	1,08
Teneur en oxygène	0,27	0,51	1,03	0
Teneur en éther	0,27	1,03	0,26	0
RON	0	0,26	0,26	0
MON	0	0	3,10	0

Contributeurs :
Armelle BALIAN, Élise LEVAILLANT

% d'analyses non conformes	SP95-E10		
	2009	2010	2011
Teneur en soufre	4,08	0	0
Pression de vapeur	4,08	5,55	4,5
Teneur en oxygène	0	1,1	1,49
Teneur en benzène	2,04	0	0
Teneur en aromatique	0	1,1	0

Carte des non-conformités en France



Valeurs exprimées en %

- Aucune non conformité
- Entre 0 et 10% d'échantillons non conformes
- Entre 10.01 et 20.0% d'échantillons non conformes
- Entre 20.01 et 30.0% d'échantillons non conformes
- Entre 30.01 et 50 % d'échantillons non conformes
- plus 50% d'échantillons non conformes
- Département non contrôlé

16 – Les prix des produits pétroliers

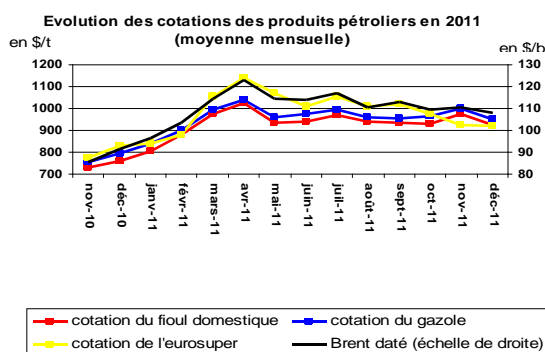
Des prix à la consommation en hausse dans un contexte de hausse des prix du brut

Les cotations internationales des produits pétroliers raffinés ont augmenté en 2011 avec les cours du pétrole brut.

Les prix à la consommation ont suivi cette évolution. L'appréciation de l'euro par rapport au dollar a temporairement atténué la hausse des prix à la pompe notamment de janvier à avril, période au cours de laquelle les cotations ont atteint leur plus haut annuel.

A Rotterdam, les cotations des produits pétroliers raffinés ont augmenté avec les cours du brut

En moyenne annuelle (calculée à partir des jours ouvrés), les cotations se sont élevées à 992 \$/t pour l'eurosuper (+ 34% par rapport à 2010), 962 \$/t pour le gazole (+38%) et 936 \$/t pour le fioul domestique (+38%).



Sources : DGEC – Reuters

Les cotations ont évolué en deux phases :

Au cours de la première phase, de janvier à avril, les cotations ont régulièrement augmenté en suivant les cours du brut. Elles sont passées de 840 \$/t à 1 142 \$/t (+ 36%) pour l'eurosuper, de 842 \$/t à 1 041 \$/t (+ 24%) pour le gazole et de 806 \$/t à 1 023 \$/t (+27%) pour le fioul domestique.

La hausse des cotations notamment des distillats moyens (gazole, fioul domestique) a été principalement due aux incertitudes liées aux événements en Afrique du Nord et au Moyen Orient, à la demande hivernale et à la maintenance de certaines raffineries. Les cotations de l'eurosuper, du gazole et du fioul domestique ont atteint un plus haut annuel en avril de

respectivement 1 142 \$/t (record historique), 1 041 \$/t et 1 023 \$/t.

Au cours de la deuxième phase, de mai à décembre, les cotations se sont globalement stabilisées pour les distillats moyens et ont diminué pour l'eurosuper (de 1 071 \$/t à 919 \$/t) dans un contexte d'inquiétudes sur la situation économique mondiale.

De septembre à novembre, les cotations ont connu des évolutions contrastées avec une tendance à la baisse pour l'eurosuper et à la hausse pour les distillats moyens. L'évolution des cotations de ces derniers s'explique par plusieurs facteurs : niveau des stocks commerciaux américains, reprise plus lente que prévue de la production des raffineries en Europe et aux Etats-Unis, hausse de la demande à l'approche de l'hiver, réduction des exportations de Russie. La baisse de l'eurosuper, en partie saisonnière, s'explique aussi du fait de stocks abondants dans toutes les régions du monde et de la faiblesse de la demande américaine.

La fin d'année a connu une baisse des cotations des distillats moyens compte tenu notamment de la douceur du climat dans l'hémisphère nord, alors que celles sur l'eurosuper se sont stabilisées, soutenues notamment par les annonces de Petroplus concernant l'arrêt de trois de ses cinq raffineries en Europe (ce qui représente une perte de 340 kb/j, soit environ 3% de la production du raffinage européen).

Les marges de raffinage sont restées faibles

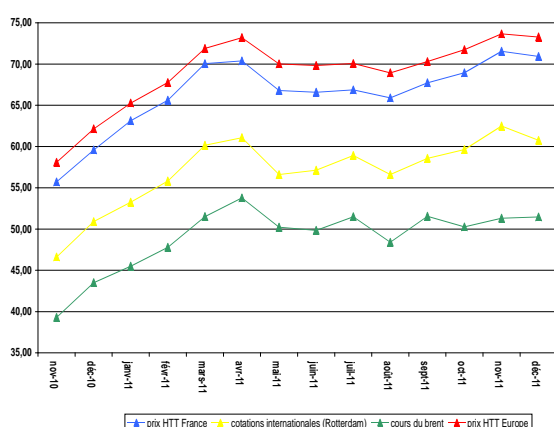
La marge brute moyenne de raffinage sur le brent (différence entre la valorisation des produits pétroliers raffinés et le cours du pétrole brut) s'est élevée à 14 €/t (- 32% par rapport à 2010) Ce niveau correspond à une marge brute très faible par rapport aux années passées (moyenne de 24 €/t au début des années 2000) qui traduit les difficultés économiques du secteur en Europe et en France : baisse structurelle de la demande entraînant des surcapacités de production ; déséquilibre croissant du mix de consommation européen essence / gazole, couplé à une inadéquation de l'outil industriel par rapport à la demande ; concurrence croissante des pays émergents qui développent des capacités de production destinées à l'exportation.

Les prix à la consommation en France ont augmenté en suivant la hausse des cotations internationales

L'évolution des prix à la consommation HTT montre que ces derniers ont suivi la hausse des cotations internationales constatées en 2011. Il en va de même des prix européens.

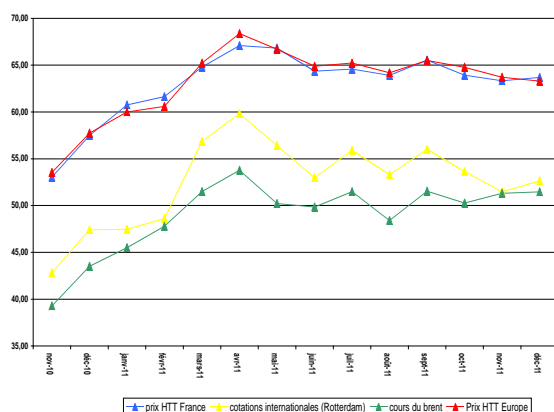
L'appréciation de l'euro par rapport au dollar a néanmoins permis d'atténuer cette évolution notamment sur les quatre premiers mois de l'année.

Evolution du cours du brut daté, des cotations internationales et des prix HTT en France et en Europe du gazole en c€/l



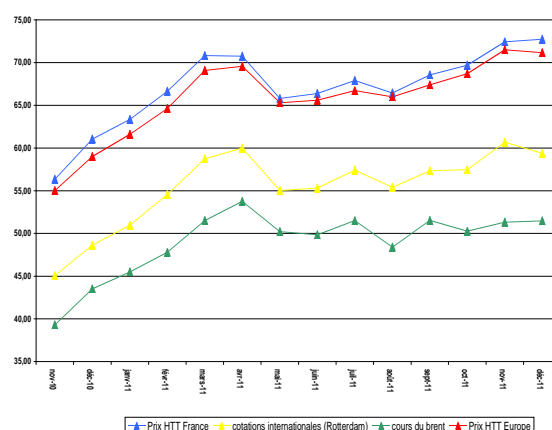
Sources : DGEC – Reuters

Evolution du cours du brut daté, des cotations internationales et des prix HTT en France et en Europe de l'eurosuper en c€/l



Sources : DGEC – Reuters

Evolution du cours du brut daté, des cotations internationales et des prix HTT en France et en Europe du fioul domestique en c€/l



Sources : DGEC – Reuters

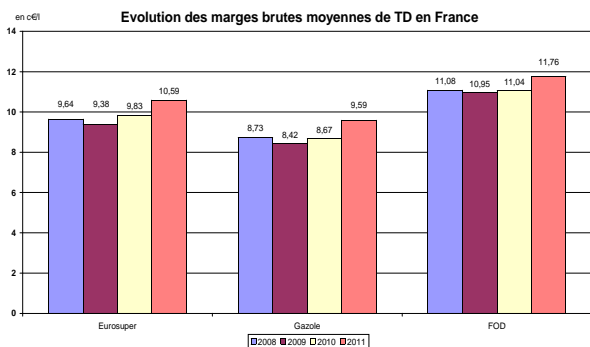
Les prix moyens TTC des carburants et du fioul domestique en 2011 (calculés à partir des prix hebdomadaires) ont augmenté. Ils se sont établis à : 1,50 €/l pour le SP 95 (+ 11,3% ; + 15 c€/l par rapport à 2010), 1,34 €/l pour le gazole (+ 16,5% ; + 19 c€/l) et 0,89 €/l pour le fioul domestique (+ 24% ; + 17 c€/l).

Du fait de la hausse des prix à la pompe, le budget « carburant » des ménages a augmenté en 2011 à 1 100 €/ ménage contre 990 €/ ménage en 2010 selon le panel carburant du Commissariat Général du Développement Durable (CGDD).

Les marges brutes de transport-distribution ont peu évolué par rapport à celles de 2010

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 11 c€/l.

La légère progression constatée en 2011 peut s'expliquer par des coûts liés à l'incorporation croissante des biocarburants, aux certificats d'économie d'énergie et à l'évolution d'autres coûts (stockage, transport...). Les marges restent inférieures à celles constatées en moyenne dans l'Union européenne.



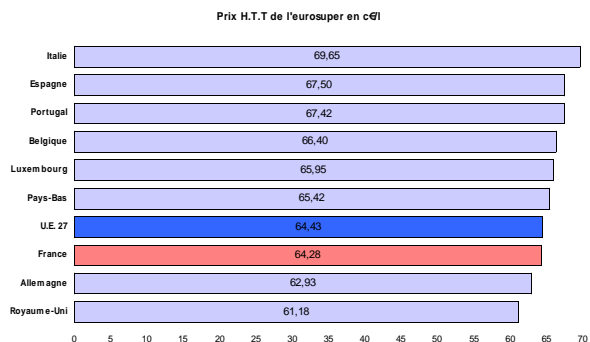
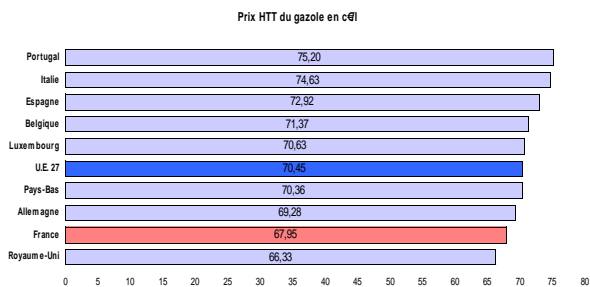
Evolution des marges brutes moyennes de TD dans l'Union européenne			
En c€/l	Eurosuper (SP95)	Gazole	FOD
2009	11,6	11,4	9,6
2010	11,9	11,8	9,8
2011	11,4	12,5	10,3

Sources : DGECE ; Bulletin Pétrolier de la Commission européenne

Le marché français reste parmi les plus compétitifs au niveau européen

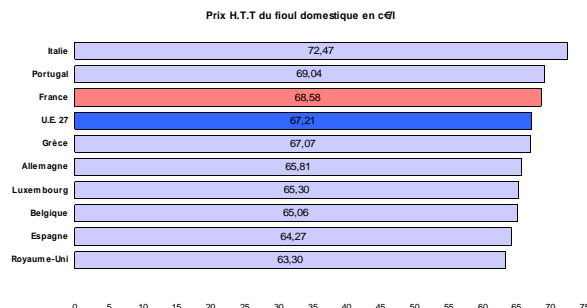
La comparaison des prix moyens HTT des carburants et du fioul domestique en France avec ceux de l'Union européenne (calculés à partir des prix hebdomadaires) ne marque pas d'évolution par rapport à 2010.

En 2011, les prix HTT du gazole et du SP 95 ont été inférieurs de 2,5 c€/l et de 0,15 c€/l à la moyenne européenne.



Sources : DGECE / Bulletin Pétrolier de la Commission européenne

Le prix HTT du fioul domestique a été supérieur de 1,37 c€/l.



Sources : DGECE / Bulletin Pétrolier de la Commission européenne.

Les prix moyens TTC en France sont demeurés inférieurs aux prix européens pour le gazole et le fioul domestique à hauteur de 3,7 c€/l et de 3,3 c€/l. Les prix du SP 95, en revanche, ont rejoint la moyenne européenne.

Concernant les pays voisins de la France, c'est en Espagne et au Luxembourg que les prix moyens des carburants à la pompe ont été les moins élevés. Ceci s'explique par le différentiel de fiscalité. En revanche, les prix en Allemagne, Belgique, Italie et Royaume-Uni se sont établis à un niveau supérieur aux moyennes françaises et européennes. Le prix moyen au détail du fioul domestique a été moins élevé en Allemagne, Belgique, Espagne, Luxembourg et Royaume-Uni.

Contexte du début d'année 2012

Les prix au détail des carburants et du fioul domestique, après avoir été en hausse début 2012, du fait principalement des tensions internationales sur le brut, de l'évolution, moins favorable, de la parité de l'euro par rapport au dollar, de l'impact d'une forte vague de froid en Europe début février et des tensions (en partie saisonnières) sur le marché des essences, ont été orientés à la baisse sous l'effet de celle du pétrole brut.

Contributeur :
Bruno Miraval

Prix de vente moyens des carburants et des combustibles en France en 2011

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	64	64	68	70	70	68	68	67	69	67	67	67
Supercarburant sans plomb 95	c€/l	61	62	65	67	67	64	65	64	66	64	63	64
Gazole	c€/l	63	66	70	70	67	67	67	66	68	69	72	71
GPL carburant	c€/l	63	63	65	66	66	67	66	66	66	66	66	65
Fioul domestique (tarif consommateur)	c€/l	63	67	71	71	66	66	68	66	69	70	72	73
Fioul domestique (tarif revendeur)	c€/l	60	63	68	67	62	63	64	62	65	66	69	69
Fioul lourd TBTS	€/t	427	464	511	529	491	506	527	490	511	512	530	537

Source : DGE

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	149	150	154	157	157	154	154	154	155	153	153	153
Supercarburant sans plomb 95	c€/l	146	147	151	153	153	150	150	149	151	150	149	149
Gazole	c€/l	128	131	136	136	132	132	132	131	133	135	138	137
GPL carburant	c€/l	82	83	85	86	87	87	86	86	86	86	86	85
Fioul domestique (tarif consommateur)	c€/l	83	86	91	91	85	86	88	86	89	90	93	94
Fioul domestique (tarif revendeur)	c€/l	79	82	88	87	81	82	83	81	84	85	89	89
Fioul lourd TBTS	€/t	446	483	529	548	510	525	546	508	529	531	549	556

Source : DGE

Prix de vente moyens des carburants et des combustibles dans l'Union Européenne (27) en 2011

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	60	61	65	68	67	65	65	64	65	65	64	63
Gazole	c€/l	65	68	72	73	70	70	70	69	70	72	74	73
Fioul domestique (tarif consommateur)	c€/l	62	65	69	70	65	66	67	66	67	69	71	71
Fioul lourd <=1% (TBTS)	€/t	456	487	534	560	539	544	558	539	548	550	562	564

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	144	145	150	154	152	149	150	149	151	150	149	149
Gazole	c€/l	131	134	138	140	136	136	137	136	137	139	141	142
Fioul domestique (tarif consommateur)	c€/l	84	87	93	94	91	92	93	92	94	93	96	96
Fioul lourd <=1% (TBTS)	€/t	514	545	592	618	597	601	618	599	608	609	622	623

Source : Bulletin Pétrolier de la Commission européenne

La moyenne des cours et cotations annuels est la moyenne arithmétique des jours ouvrés de l'année.

La moyenne des prix et marges brutes de transport-distribution annuels est la moyenne arithmétique des semaines de l'année.

17 – Les prix du gaz au consommateur final

Des prix majoritairement déterminés par ceux des produits pétroliers

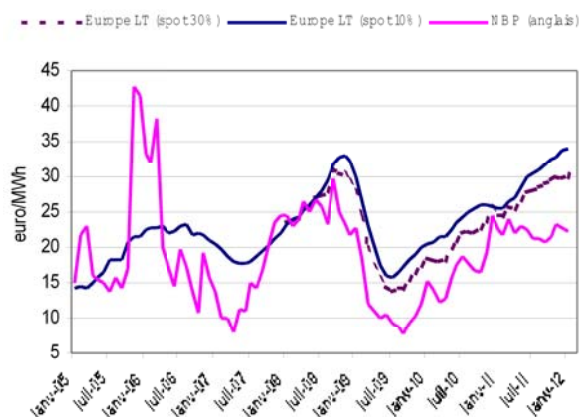
Les consommateurs finals peuvent s'approvisionner en gaz dans le cadre d'offres à tarif réglementé ou à prix de marché. Leurs évolutions dépendent principalement de celles des prix du pétrole mais aussi pour une part croissante de celles des prix de marché « spot » du gaz.

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.

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 majoritairement sur des paniers de produits pétroliers, historiquement parce que ces produits étaient les principaux concurrents du gaz naturel. Ils intègrent un mécanisme de lissage qui protège les consommateurs de la volatilité des prix.

Parallèlement à ces contrats à long terme, existe un marché de court terme dit « spot » qui apporte une certaine flexibilité dans l'approvisionnement gazier et sert aujourd'hui essentiellement de marché d'ajustement. Il connaît 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 deux modes d'indexation représentatifs des contrats actuels (10% et 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 (cf. infra § sur les tarifs réglementés).

Les fournisseurs de gaz naturel

Il y a actuellement 138 fournisseurs (historiques et alternatifs confondus) autorisés à vendre du gaz à des clients finals en France, dont 37 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 prix de marché à leurs clients. Certains, comme TEGAZ ne fournissent que les clients industriels.

Les autres fournisseurs, appelés fournisseurs alternatifs, proposent à leurs clients une offre 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, fonction 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.

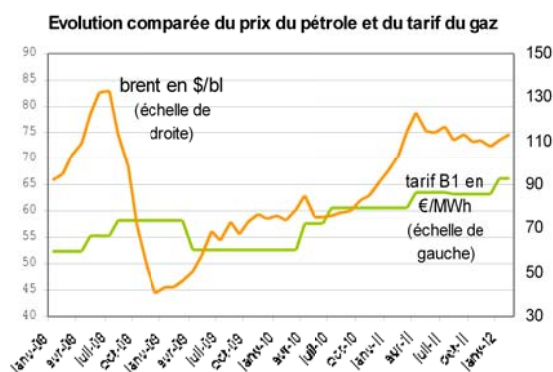
Fin 2011, les offres de marché représentaient :

- 14 % des volumes consommés par les clients résidentiels,
- 74 % 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 dispositif réglementaire institué par décret n° 2009-1603 du 18 décembre 2009 et qui concerne GDF SUEZ, TEGAZ et les ELD, prévoit que les tarifs propres à chaque fournisseur évoluent selon une formule tarifaire définie par arrêté ministériel, généralement indexée sur les cotations internationales des produits pétroliers et du gaz sur les marchés « spot ».

Les fournisseurs peuvent, à leur initiative, répercuter la variation de leurs coûts d'approvisionnement, selon la formule établie, sous le contrôle de la CRE et du Gouvernement. Au moins une fois par an, un arrêté ministériel, sur proposition des fournisseurs et après avis de la CRE, permet de réviser les tarifs pour tenir compte de l'évolution des coûts d'approvisionnement et hors approvisionnement du fournisseur.

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 évoluent majoritairement selon les cours des produits pétroliers, de façon différée et lissée selon des formules reflétant les coûts. Le principe du lissage est protecteur pour le consommateur final, car il atténue la volatilité des cours du pétrole, à la hausse comme à la baisse.

La formule de variation tarifaire de GDF SUEZ, principal fournisseur en tarifs réglementés est fixée par l'arrêté du 22 décembre 2011.

Formule d'évolution des coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ

$$\Delta m = \Delta FOD\text{€}/t * 0,01079 + \Delta FOL\text{€}/t * 0,01568 + \Delta BRENT\text{€}/bl * 0,06077 + \Delta TTF\text{€}/MWh * 0,25887 + \Delta EURUSD * 1,90944$$

où :

Δm = variation des coûts d'approvisionnement en gaz naturel ;

$\Delta FOD\text{€}/t$ = variation du prix du fioul domestique à 0,1 % en € par tonne ;

$\Delta FOL\text{€}/t$ = variation du prix du fioul lourd basse teneur en soufre en € par tonne ;

$\Delta BRENT\text{€}/bl$ = variation du prix du baril de pétrole en € par baril ;

$\Delta TTF\text{€}/MWh$ = variation du prix du gaz spot ;

$\Delta EURUSD$ = variation du taux de change euro contre dollar US.

Cette formule tient compte de la renégociation par GDF SUEZ de ses contrats d'approvisionnement et intègre notamment une indexation sur les prix « spot » (aujourd'hui moins élevés) plus importante, à hauteur de 26% des coûts d'approvisionnement.

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.

Les tarifs à souscription de GDF SUEZ évoluent tous les trimestres, selon une formule similaire à celle de la distribution publique mais plus réactive.

Contributeur :
Vartouhie Cesari

18 – La fiscalité des produits pétroliers et gaziers

Une fiscalité encadrée par le droit communautaire

Les recettes fiscales issues des produits pétroliers et gaziers sont restées quasiment stables en 2011 (à périmètre constant).

L'année 2011 a vu la mise en oeuvre de la 2ème tranche de modulation régionale de la fiscalité, qui a légèrement augmenté.

Elle a également vu la poursuite de la négociation sur la révision de la directive européenne relative à la taxation des produits énergétiques et de l'électricité.

Le régime fiscal

La commercialisation de pétrole et de gaz sur le marché français fait l'objet de trois taxes : accises et taxe sur la valeur ajoutée (TVA) qui sont acquittées par le consommateur lors de l'achat du produit et Taxe Générale sur les Activités Polluantes (TGAP) due par les opérateurs pétroliers.

Les accises

La fiscalité des produits pétroliers et gaziers applicable en France est encadrée par la directive européenne 2003/96/CE du 27 octobre 2003 qui détermine le régime des accises.

Au plan national, on distingue la Taxe Intérieure de Consommation sur les Produits Énergétiques (TICPE), qui remplace la TIPP (Taxe Intérieure de Consommation sur les Produits Pétroliers), et la Taxe Intérieure de Consommation sur le Gaz Naturel (TICGN).

La directive européenne prévoit notamment des niveaux minima de taxation des produits ainsi que, sous certaines conditions, des taux de taxation différenciée et des exonérations partielles ou totales.

La TVA

Le taux de TVA sur la consommation de produits pétroliers et de gaz naturel est le taux normal, soit 19,60 %. En Corse, le taux de TVA est de 13% sur les produits pétroliers.

La TGAP

Les opérateurs pétroliers qui mettent les carburants routiers à la consommation sont soumis à la TGAP. Une composante de cette taxe, définie à l'article 266 quindecies du code des douanes, porte sur les carburants d'origine fossile et vise à favoriser l'incorporation de biocarburants.

Le code des douanes fixe les objectifs d'incorporation de biocarburants dans les carburants et prévoit une taxe pour les opérateurs qui n'atteignent pas ces objectifs.

Le taux de la taxe, fixé à 7% en 2010 demeure inchangé pour 2011 et 2012. Il est diminué à proportion des volumes de biocarburants incorporés dans les carburants.

L'assiette de la TGAP est constituée par les volumes de carburants routiers mis à la consommation.

L'application de la TGAP sur les biocarburants aux départements d'outre mer est prévue à compter du 1er janvier 2013.

La fiscalité des produits pétroliers

Au niveau national, les montants de TICPE sont fixés par produit et figurent à l'article 265 et suivants 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 (article 266 quater du code des douanes).

Plusieurs activités économiques bénéficient, sous certaines conditions, d'exonérations ou de réductions de TICPE :

- les entreprises propriétaires ou titulaires de contrats cités à l'article 284 bis A de véhicules routiers à moteur destinés au transport de marchandises dont le poids total autorisé en charge ou le poids total roulant est égal ou supérieur à 7,5 tonnes (article 265 septies du code des douanes) ;

- les exploitants de transport public routier en commun de voyageurs (article 265 octies du code des douanes) ;

- les exploitants de taxis (article 265 sexies du code des douanes) ;

- les agriculteurs (cf. ci-après) ;

- les exploitants d'un navire dans le cadre d'une activité commerciale, sauf les bateaux de plaisance (article 265 bis du code des douanes) ;

- les transporteurs fluviaux de marchandises (article 265 bis du code des douanes) ;

- les exploitants d'un aéronef dans le cadre d'une activité commerciale (article 265 bis du code des douanes).

Par ailleurs, des produits énergétiques bénéficient d'exonérations ou de réductions de TICPE selon leur usage (articles 265 C, 265 bis et 266 quinquies A 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 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 de production de produits énergétiques pour la fabrication de ces produits ;

- les carburants destinés aux moteurs d'avions quand ils sont utilisés dans le cadre de la construction, du développement, de la mise au point, des essais ou de l'entretien des aéronefs et de leurs moteurs ;

- 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) ;

- les produits utilisés pour les besoins de l'extraction et de la production de gaz naturel.

Des produits bénéficient également d'une fiscalité privilégiée selon leur condition d'emploi.

- le gazole non routier (GNR). Le gazole non routier remplace le fioul domestique (pour des usages à la carburant définis dans l'arrêté du 10 novembre 2011 fixant pour le gazole des conditions d'emploi ouvrant droit à l'application d'un régime fiscal privilégié) depuis le 1er mai 2011 pour les bateaux de navigation intérieure, les bateaux de plaisance lorsqu'ils ne sont pas en mer, les engins mobiles non routiers hors tracteurs agricoles et forestiers pour lesquels le passage au GNR s'impose depuis le 1er novembre 2011. Les moteurs pouvant utiliser du GNR peuvent toujours utiliser du gazole taxé à taux plein ;

- le fioul domestique (FOD) dont l'usage n'est plus autorisé depuis le 1er novembre 2011 que comme

combustible dans des installations et moteurs fixes (chaudières, groupes électrogènes fixes).

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 la Corse et Poitou Charentes n'ont pas voté cette tranche pour 2012. Les autres régions ont voté les taux maximum.

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 (article 265 A bis du code des douanes).

Seules la Corse, Poitou Charentes et Rhône Alpes n'ont pas voté cette tranche pour 2012. Les autres régions ont voté les taux maximum.

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 53 et 54 de la LFI 2011). Les régions d'outre mer ne sont pas concernées, la compensation répondant à des règles différentes.

Principales mesures adoptées pour 2011

Les principales mesures fiscales en 2011 sont issues de la LFR 2010 et de la LFI 2011 du 29 décembre 2010.

- le transport fluvial de marchandises

La LFI 2011 (article 30) exonère de TICPE les produits utilisés comme carburant ou combustible pour le transport de marchandises sur les voies navigables intérieures.

- le superéthanol E85

La LFI 2011 (article 138) fixe la TICPE sur le superéthanol E85 à 17,29 €/hl contre 20,69 €/hl précédemment.

-les Huiles Végétales Pures (HVP)

La LFI 2011 (article 29) étend, sous certaines conditions, l'utilisation des HVP aux transports en commun de personnes des flottes captives des collectivités territoriales. De plus, ces flottes captives peuvent être gérées par l'intermédiaire d'un contrat de délégation de service public.

-le secteur agricole

La LFR 2010 (article 76) a renouvelé le dispositif de remboursement partiel de TICPE sur les combustibles utilisés par les agriculteurs. Le montant du remboursement pour les produits acquis en 2010 s'élève à 5 €/hl pour le fioul domestique, 16,65 €/t pour les fiouls lourds et 1,071 €/par MWh pour le gaz naturel.

Quelques mesures adoptées pour 2012

Les principales mesures fiscales en 2012 sont issues de la LFR 2011 et de la LFI 2012 du 29 décembre 2011.

- 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 2011 (article 66) a reconduit le dispositif de remboursement partiel de TICPE sur les combustibles acquis par les agriculteurs en 2011 à des taux identiques à ceux de 2011 et l'a élargi au gazole non routier à un taux identique à celui du fioul domestique.

La fiscalité des produits gaziers

La TICGN 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 est notamment collectée par les fournisseurs d'énergie. Le taux de taxation est de 1,19 €/MWh.

Le gaz naturel est exonéré de TICGN lorsqu'il est utilisé :

- pour la consommation des particuliers y compris sous forme collective (logements) ;

- autrement que comme combustible, c'est à dire, comme matière première ou carburant (le gaz naturel carburant est intégré à l'article 265 du code des douanes et est soumis à la TICPE à un taux de : 0) ;

- dans le cadre d'un double usage (cf. fiscalité des produits pétroliers) ;

- dans un procédé de fabrication de produits minéraux non métalliques (cf. fiscalité des produits pétroliers) ;

- dans l'enceinte des établissements pour la production de produits énergétiques. Le gaz naturel servant à produire des produits énergétiques ou à produire l'énergie nécessaire à leur fabrication est exonéré ;

- pour la production d'électricité à l'exclusion du gaz naturel utilisé¹ par des petits producteurs d'électricité dont la production, conformément au 4° du V de l'article L. 3333-2 du code des collectivités territoriales, n'excède pas 240 millions de kWh par site de production et qui consomment l'intégralité de l'électricité produite pour le besoin de leur activité ;

- pour les installations de cogénération. Les installations mises en service au plus tard le 31 décembre 2007 bénéficient pendant 5 ans d'une exonération de TICGN sur le gaz naturel consommé par l'installation. Les installations de cogénération mises en service après cette date ne peuvent plus bénéficier de l'exonération. Elles peuvent, en revanche, bénéficier de l'exonération sur la part de gaz naturel qui sert à produire de l'électricité (à condition de ne pas bénéficier d'un contrat d'achat de l'électricité) et sur la part de gaz naturel servant à produire de la chaleur pour la desserte d'habitations y compris collectives ou pour la production de produits énergétiques ;

- pour les besoins de son extraction et de sa production (utilisation dans les terminaux méthaniers).

Le régime fiscal des biocarburants

Les biocarburants issus d'unités de production agréées bénéficient d'une fiscalité réduite dans la limite des quantités fixées par l'agrément. L'exonération partielle de TICPE permet de réduire le surcoût de production des biocarburants (issus des unités agréées) par rapport aux carburants d'origine fossile (article 265 bis A du code des

¹ par les installations de cogénération bénéficiant d'une obligation d'achat.

douanes). Ainsi, le montant des réductions de TICPE demeure inchangé jusqu'au 31 décembre 2013 (article 138 de la LFI 2011) :

-Les esters méthyliques d'huile végétales, animales ou usagées et le biogazole de synthèse (filière biodiesel) continuent de bénéficier d'une réduction de 8 €/hl en 2012 et en 2013, comme en 2011 ;

-Les dérivés d'éthanol, de l'alcool éthylique d'origine agricole et les esters éthyliques d'huiles végétales (filière bioéthanol) continuent de bénéficier d'une réduction de 14 €/hl en 2012 et en 2013, comme en 2011.

Les recettes fiscales

Le montant de TICPE s'est élevé à 25 milliards d'euros environ en 2011 dont 24,7 milliards d'euros environ pour les carburants et 0,3 milliards d'euros environ pour la TICGN.

A périmètre constant (hors notamment prise en compte des nouvelles recettes provenant de l'application de la 2ème tranche de la modulation régionale de TICPE à compter de 2011), le montant de TICPE (24,3 milliards d'euro) est quasi stable par rapport à 2010.

Pour le budget de l'Etat, la TICPE (14,2 milliards d'euros) est la quatrième recette fiscale, derrière la TVA (132 milliards d'euros environ), l'impôt sur les revenus (52 milliards d'euro environ) et l'impôt sur les sociétés (41 milliards d'euros environ).

Par ailleurs, la TICPE (hors TICGN) est partagée avec les régions et les départements à hauteur respectivement de 4,3 milliards d'euros et de 6,3 milliards d'euros.

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 en 2011 s'est élevé à 8,3 milliards d'euros environ.

La part de la fiscalité dans les prix à la consommation

En 2011, la part moyenne de la fiscalité dans les prix moyens au détail des carburants et du fioul domestique diminue sensiblement par rapport à 2010 : - 4,3 points pour le SP95, - 4,1 points pour le SP98, - 4,6 points pour le gazole et -1,5 points pour le fioul domestique.

Ces évolutions s'expliquent de manière mécanique par l'augmentation des prix moyens de vente constatée en 2011 par rapport à 2010, alors qu'une part importante de la taxation est constante en valeur absolue.

Part de la fiscalité dans les prix à la consommation

En %	2008	2009	2010	2011
Eurosuper (SP95)	61,1	66,5	61,4	57,1
SP98	59,9	65,2	60,2	56,1
Gazole	50,1	59,1	53,7	49,1
FOD	23,2	26,2	24,3	22,8

Source : DGEC

Contributeurs :

Vartouhie Cesari, Bruno Miraval

Révision de la directive 2003/96 CE du 27 octobre 2003 restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétique et de l'électricité

Une proposition de révision de la directive « taxation de l'énergie » a été présentée à la Commission européenne le 13 avril 2011. L'année 2011 a vu les négociations sur la révision de cette directive se poursuivre à un rythme soutenu.

Par rapport au régime fiscal existant, la principale nouveauté de ce texte est le projet d'introduire une fiscalité décomposée en deux éléments : une taxation générale de la consommation d'énergie basée sur le contenu énergétique et une taxe liée aux émissions de CO₂ de manière à mieux prendre en compte la protection de l'environnement.

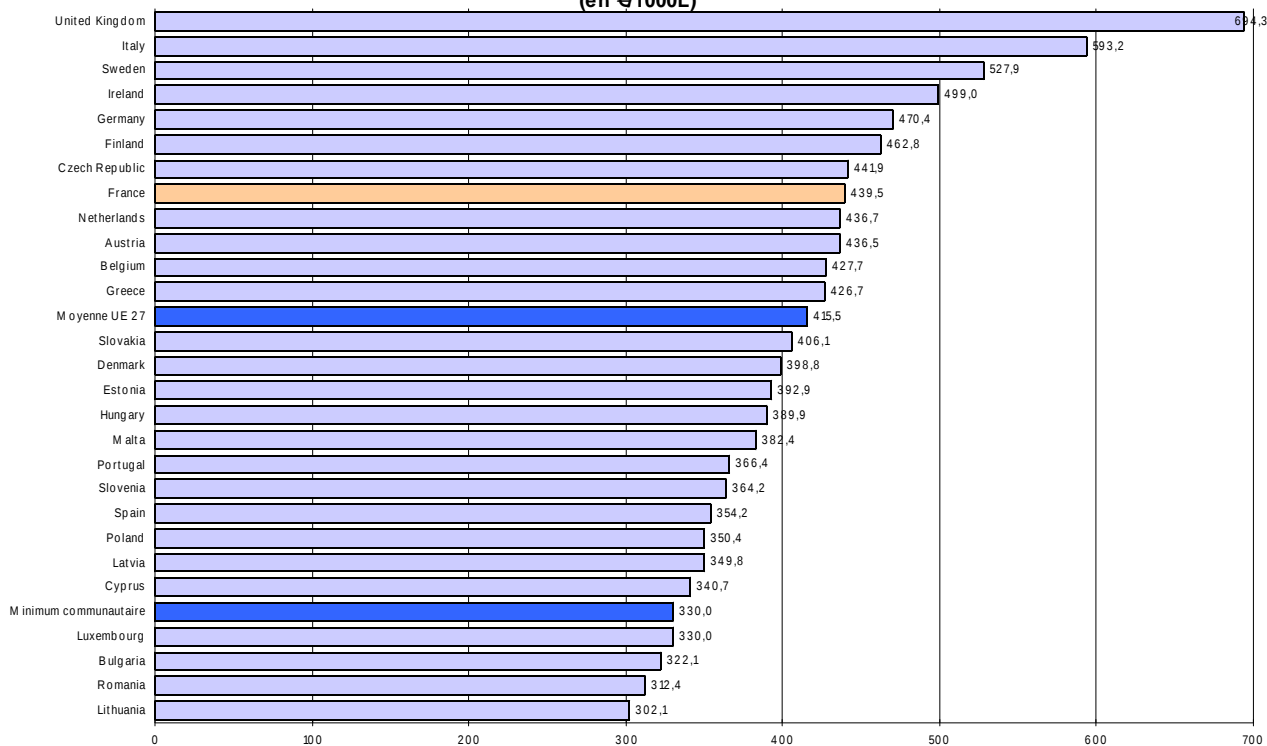
Les objectifs de la nouvelle directive sont :

- 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.

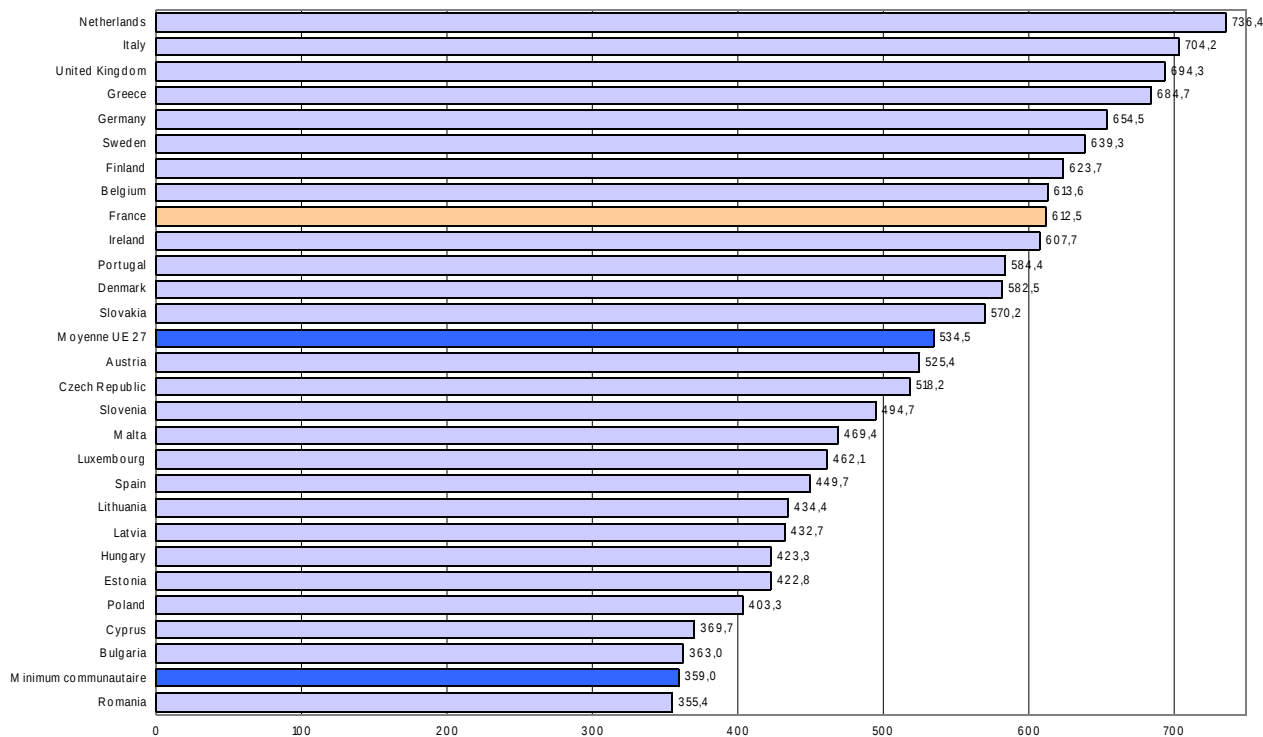
Accises sur les carburants dans l'Union européenne

Accise sur le gazole au 31 décembre 2011
(en €/1000L)



source : Bulletin Pétrole de la Commission européenne

Accise sur l'essence au 31 décembre 2011
(en €/1000L)



source : Bulletin Pétrolier de la Commission européenne

Montant des taxes

Les montants de TICPE et de TICGN inscrits à l'article 265 du code des douanes au 1^{er} janvier 2012 sont :

Produits	En Euros	
	Unité	TICPE / TICGN ¹
Superéthanol E 85	hl	17,29
Supercarburant sans plomb SP95 - E10	hl	60,69
Supercarburant sans plomb (SP 95 / SP 98)	hl	60,69
Gazole	hl	42,84
Gazole non routier (GNR)	hl	7,20
Emulsion d'eau dans du gazole (EEG) / carburant	hl	28,71
Fioul domestique	hl	5,66
Essences aviation	hl	35,90
Carburéacteur	hl	Exemption
GPL carburant	100 kg	10,76
GPL Carburant ²	hl	5,99
Butane	t	Exemption
Propane	t	Exemption
Fioul lourd	100 kg	1,85
Gaz naturel carburant	100 m ³	0
Gaz naturel combustible	MWH	1,19

(1) TICPE (Taxe Intérieure de Consommation sur les Produits Energétiques) pour les produits pétroliers et TICGN (Taxe Intérieure de Consommation sur le Gaz Naturel) pour le gaz naturel (combustible).

L'article 265 du code des douanes prévoit qu'une réfaction peut être réalisée sur les TICPE d'un montant de 1,77 €/hl pour les supercarburants et de 1,15 €/hl pour le gazole. Par ailleurs, il convient de tenir compte depuis 2007 de la part régionale de TICPE qui est votée chaque année par les conseils régionaux et l'assemblée de Corse concernant les supercarburants et le gazole vendus sur leur territoire dans le cadre du transfert aux régions de financements jusqu'alors assurés par l'Etat. En outre, depuis 2011, les conseils régionaux et l'Assemblée de Corse peuvent majorer la TICPE applicable aux carburants vendus sur leur territoire dans la limite de 0,73 €/hl pour les supercarburants et de 1,35 €/hl pour le gazole. Les recettes correspondantes sont exclusivement affectées au financement de grands projets d'infrastructures de transports alternatifs dans le cadre du Grenelle de l'environnement (article 265 A bis du code des douanes). Enfin, pour la Corse, la TICPE fait l'objet d'une réfaction de 1€/hl sur les supercarburants (article 265 quinquies du code des douanes).

(2) Sur la base d'une masse volumique de 557 kg/m³ (soit un mélange de 60% butane et 40% propane) ;

sources : code des douanes, DGEC.

Evolution des recettes fiscales

En millions d'euros

TICPE et TICGN	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007 (1)	2008(1)	2009	2010	2011 (2)
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
Gazole	12 294	12 988	13 549	14 737	15 038	15 450	16 302	16 408	16 419	16 546	17 607
Fioul domestique	771	855	1 049	1 052	1 064	973	863	944	985	852	780
Fioul lourd	59	62	65	56	51	63					
Gaz naturel (TICGN)	152	155	160	168	187	194	201	242	266	282	274
Autres	36	66	54	55	67	104	73	113	0	97	124
Total	23 527	24 117	24 463	25 131	24 960	24 840	25 280	25 019	24 683	24 202	25 052
Autres taxes	194	191	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Général	23 721	24 308	24 463	25 131	24 960	24 840	25 280	25 019	24 683	24 202	25 052
TVA précompte	7 361	6 488	6 814	7 726	8 092	9 301	8 610	10 252	7 683	8 270	9 958

(1) A partir de 2007, les recettes liées à la consommation du fioul lourd figurent dans la rubrique "Autres".

(2) Le montant des recettes en 2011 est stable à périmètre constant (notamment hors prise en compte des recettes supplémentaires issues de la deuxième tranche de modulation régionale de TICPE à compter du 1er janvier 2011) par rapport à 2010.

Source : Douane